

I.I.C.E.

**APROVECHAMIENTO
DE LA
ENERGIA**

**Texto íntegro de las
ponencias, comunicaciones
y conclusiones del
1.^{er} S.I.A.E.
Las Palmas de Gran Canaria
(Octubre 1976)**

AULA DE INGENIERIA

I.I.C.E.

**APROVECHAMIENTO
DE LA
ENERGIA**

**Texto íntegro de las
ponencias, comunicaciones
y conclusiones del
1.^{er} S.I.A.E.
Las Palmas de Gran Canaria
(Octubre 1976)**

AULA DE INGENIERIA

I.S.B.N.-84-7401-027-6.
D. L.: M-19677-1977. Impreso en Jomagar, S. L. de artes gráficas. Móstoles (Madrid).

Sumario

Página

Indice de trabajos	7
Indice de autores	9
Presentación	13
Preámbulo	15
Comité de Honor	17
Comité Ejecutivo	19
Discursos de apertura	21
Energía actual. Fuentes y aprovechamiento	27
Energy Forecasting in the preparation of the VIth French plan	37
Otra posible fuente de energía: los residuos sólidos	43
Estructura del consumo de la energía en el archipiélago canario	47
Energy: Are there real alternatives to fossil fuels and nuclear sources?.....	57
Solar SNG: Large-Scale production of SNG by anaerobic digestion of specially grown plant matter	67
Design, operation and economics of the Energy Plantation	81
Brief summary of itc's activities	105
Aprovechamiento de la energía solar	123
Situación de la técnica de aprovechamiento de la energía solar en España.	135
Centrales solares para producción de electricidad de 10 a 100 Mw(e)	143
Investigación y desarrollo de la energía solar en Europa	151
El aprovechamiento de la energía solar para uso industrial y doméstico	153
The possibilities for an extensive use of solar energy using industrially ma- nufactured focusing collectors	199
Estudio técnico-económico de sistemas de producción de potencia eléctrica mediante plantas heliotérmicas. Problemas de almacenamiento de energía	201
Posibles aplicaciones de la energía solar en Canarias	229
Posible aplicación de la energía solar en Canarias	237
Obtención de energía a partir del gradiente térmico del mar. Estado actual.	243
Estudio preliminar del aprovechamiento de la energía térmica del océano en Canarias	259
Palabras pronunciadas por el Director General de Minas e Industrias de la Construcción	277
La energía geotérmica en el panorama mundial de los energéticos	281
Panorama de la energía geotérmica en las islas Canarias a través de las in- vestigaciones del Instituto Geológico y Minero de España	307
La energía geotérmica en España	339
Aprovechamiento de la energía geotérmica en las islas Canarias	347

Posibilidades de explotación de energía geotérmica en Gran Canaria	365
Termometría hidroquímica de las aguas termales de Gran Canaria para la selección de zonas de potencial interés geotérmico	371
Campaña geofísica marina dentro del proyecto evaluación de los recursos geotérmicos de Lanzarote realizado por el Instituto Geológico y Minero de España	387
The safety, reability and operating experience of nuclear power	391
Posibilidad de utilización de una central nuclear para uso combinado de producción de energía eléctrica y potabilización de agua de mar en la isla de Gran Canaria	409
Aspectos económicos de la producción nuclear de energía eléctrica	423
Posibilidades de reservas y centrales nucleares en Canarias	427
Trascendencia de la posibilidad del uso de la energía nuclear y geotérmica en la provincia de Las Palmas	429
Futuro de la energía tradicional en las islas Canarias	449
Ciclo combinado vapor-gas-potabilización para instalación del grupo Jinamar IV en el año 1979. Isla de Gran Canaria	453
Ideas sobre un programa general acelerado canario	481
Conclusiones y recomendaciones	495
La energía del futuro	497
Discursos de clausura	501
Un reto a la alta investigación española	505
Relación de inscritos al symposium	511

Indice de trabajos

- Presentación, por Julio Aragonés de Inés.
- Discursos de apertura, por Lorenzo Olarte cullen y Ramiro Cercós Pérez.
- Energía actual. Fuentes y aprovechamiento*, por Juan Temboury.
- Energy forecasting in the preparation of the VIIth french plan*, por Claude Lebarbier.
- Otra posible fuente de energía: los residuos sólidos*, por Nicolás de Arencibia Pinedo.
- Estructura del consumo de la energía en el archipiélago canario*, por José Luis Aramburu Maqua, José Ignacio Gafo Fernández y José María Quemada.
- Energy: Are there real alternatives to fossil fuels and nuclear sources?*, por George C. Szego.
- Aprovechamiento de la energía solar*, por Adriano Trimboli.
- Situación de la técnica de aprovechamiento de la energía solar en España*, por Juan Temboury.
- Centrales solares para producción de electricidad de 10 a 100 Mw(e)*, por Jacques Fournier.
- Investigación y desarrollo de la energía solar en Europa*, por Carmen Smith Agreda.
- El aprovechamiento de la energía solar para uso industrial y doméstico*, por Jean-Marc Cottier y Juan Studer.
- The possibilities for an extensive use of solar energy using industrially manufactured focusing collectors*, por Mario Posnansky.
- Estudio técnico-económico de sistemas de producción de potencia eléctrica mediante plantas heliotérmicas. Problemas de almacenamiento de energía*, por José J. Salva Monfort, Juan Lasheras Torralba y Carlos Sánchez Tarifa.
- Posibles aplicaciones de la energía solar en Canarias*, por Félix Sanjosé.
- Posible aplicación de la energía solar en Canarias*, por Santiago Balmaseda Ramírez de Arellano.
- Obtención de energía a partir del gradiente térmico del mar. Estado actual*, por J. T. Díez Roche y C. Hernández González.
- Estudio preliminar del aprovechamiento de la energía térmica del océano en Canarias*, por J. Díez Roche y F. Hernández Hernández.

Palabras pronunciadas por el Director General de Minas e Industrias de la Construcción, José Sierra López.

La energía geotérmica en el panorama mundial de los energéticos, por Jorge Guiza Lambarri.

Panorama de la energía geotérmica en las islas Canarias a través de las investigaciones del Instituto Geológico y Minero de España, por Jerónimo Abad Fernández.

La energía geotérmica en España, por Fernando Pendás.

Aprovechamiento de la energía geotérmica en las islas Canarias, por Vicente Araña Saavedra.

Posibilidades de explotación de energía geotérmica en Gran Canarias, por José Sánchez Guzmán.

Termometría hidroquímica de las aguas termales de Gran Canaria para la selección de zonas de potencial interés geotérmico, por José F. Albert-Beltran.

Campaña geofísica marina dentro del proyecto evaluación de los recursos geotérmicos de Lanzarote realizado por el Instituto Geológico y Minero de España, por Fernando Pendás.

The safety, reability and operating experience of nuclear power, por W. H. Arnold, Jr.

Aspectos económicos de la producción nuclear de energía eléctrica, por J. Ortega Costa.

Posibilidad de utilización de una central nuclear para uso combinado de producción de energía eléctrica y potabilización de agua de mar en la isla de Gran Canaria, por Adolfo Pérez Luiña, Ramón Gavela González y Argelio Ruiz Caballero.

Posibilidades de reservas y centrales nucleares en Canarias, por Ignacio Cantarell.

Trascendencia de la posibilidad del uso de la energía nuclear y geotérmica en la provincia de Las Palmas, por Manuel Pérez Milián.

Futuro de la energía tradicional en las islas Canarias, por José Luis Aramburu Maqua, José Ignacio Gafo Fernández y José María Marín Quemada.

Ciclo combinado vapor-gas-potabilización para instalación del grupo Jinamar IV en el año 1979. Isla de Gran Canaria, por Antonio Marrero Bosch.

Ideas sobre un programa general acelerado canario, por Ignacio Cantarell.

Conclusiones y recomendaciones, por Jeorge Guiza Lambarri.

Palabras pronunciadas por el Director General de la Energía, Luis Magaña.

Discursos de clausura, por Lorenzo Olarte Cullen y Ramiro Cercós Pérez.

Intervenciones de última hora:

Un reto a la alta investigación española, por José Serrano Camarasa.

Relación de inscritos al symposium.

Índice de autores

- ABAD FERNANDEZ, Jerónimo
Ingeniero de Minas.
Instituto Geológico y Minero de España.
- ALBERT-BELTRAN, José F.
Dr. en Ciencias Geológicas.
Cía. General de Sondeos, S. A.
- ARAGONES DE INES, Julio
Ingeniero Agrónomo.
Director del Aula de Ingeniería del
Instituto de Ingenieros Civiles de España.
- ARAMBURU MAQUA, José Luis
Cía. Española de Petróleos, S. A.
- ARANCIBIA PINEDO, Nicolás de
Dr. Ingeniero de Minas.
Empresa Nacional Adaro.
- ARAÑA SAAVEDRA, Vicente
Dr. en Ciencias Geológicas.
Jefe del Laboratorio de Volcanología y Geotermia
del Consejo Superior de Investigaciones Científicas.
- ARNOLD, W. H.
Westinghouse Electric Corporation.
- BALMASEDA RAMIREZ DE ARELLANO, Santiago
Euroestudios, S. A.
- CANTARELL, Ignacio
Auxiesa.
- CERCOS PEREZ, Ramiro
Dr. Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.
Presidente del Instituto de Ingenieros Civiles de España.
- COTTIER, Jean-Marc
Polisolar AG.

DIEZ ROCHE, J.
Sener.

DIEZ ROCHE, J. T.
Sener.

FOURNIER, Jacques.
Battelle.

GAFO FERNANDEZ, José Ignacio
Compañía Española de Petróleos, S. A.

GAVELA GONZALEZ, Ramón
Junta de Energía Nuclear.

GUIZA LAMBARRI, Jorge
Jefe del Departamento de Recursos Geotérmicos.
Comisión Federal de Electricidad.
México.

HERNANDEZ GONZALVES, C.
Sener.

HERNANDEZ HERNANDEZ, F.
Sener.

LASHERAS TORRALBA, Juan
Departamento de Propulsión por Reacción.
Escuela Técnica de Ingenieros Aeronáuticos.
Universidad Politécnica de Madrid.

LEBARBIER, Claude
Electricité de France.
General Economic Studies.

MAGAÑA, Luis
Director General de la Energía.
Ministerio de Industria.

MARIN QUEMADA, José María
Compañía Española de Petróleos, S. A.

MARRERO BOSCH, Antonio
Unión Eléctrica de Canarias, S. A.

OLARTE CULLEN, Lorenzo
Doctor en Derecho.
Presidente de la Excma. Mancomunidad
Interinsular Provincial de Las Palmas.

ORTEGA COSTA, J.
PENDAS, Fernando
Instituto Geológico y Minero de España.

PEREZ LUIÑA, Adolfo
Junta de Energía Nuclear.

PEREZ MILLIAN, Manuel
Director de Tecnican-Percasa.

POSNANSKY, Mario

Dipl. Ing. ETH.

Polisolar AG.

RUIZ CABALLERO, Argelio

Junta de Energía Nuclear.

SALVA MONFORT, José J.

Departamento de Propulsión por Reacción.

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Aeronáuticos.

Universidad Politécnica de Madrid.

SANCHEZ GUZMAN, José

Empresa Nacional Adaro.

SANCHEZ TARIFA, Carlos

Departamento de Propulsión por Reacción.

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Aeronáuticos.

Universidad Politécnica de Madrid.

SANJOSE, Félix

Dr. Ingeniero Industrial.

SERRANO CAMARASA, José

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.

Director de Investigación de

Informes y Proyectos, S. A.

SIERRA LOPEZ, José

Director General de Minas e Industrias de la Construcción.

Ministerio de Industria.

SMITH AGREDA, Carmen

Compañía Española de Petróleos, S. A.

STUDER, Juan

Polisolar Ibérica.

SZEGO, George C.

Presidente de Intertecology Corporation.

TEMBOURY, Juan

Dr. Ingeniero Industrial.

Director Gerente del Centro de Estudios de la Energía.

TRIMBOLI, Adriano

Director Generente de

Patentes Simplex Aerotérmicas, S. A.

A modo de presentación

Al Aula de Ingeniería del Instituto de Ingenieros Civiles de España le ha correspondido el honor y la preocupación de organizar (desde el anteproyecto hasta la edición final de las ponencias y comunicaciones) este primer simposium internacional sobre «APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA».

No sería hacer algún descubrimiento el explicar de qué forma ha procedido el equipo que hoy constituye el alma del aula, pero sí debe resaltarse aquí que el resultado, sea cual sea, haya sido el método organizativo, ha constituido motivo de orgullo para aquel y prestigiosa experiencia para el Instituto.

Estamos seguros de haber cumplido una misión importante de la que esperamos se aprovechen los resultados y conclusiones a la par que se lleguen a difundir todos los conocimientos vertidos en los trabajos presentados. Porque no sólo hemos aprendido los que estuvimos allí, sino que también nos ha preocupado el problema energético y por esto el comentario y con ello la difusión de ideas está siendo y será notable.

Para que todas estas satisfactorias consecuencias de un trabajo inmediato hayan sido realidad, el Aula de Ingeniería coordinó los tres factores determinantes del organigrama de la reunión (política científica — calidad y actualidad de las ponencias y comunicaciones—, lugar, fecha y otros detalles), sin escatimar ningún esfuerzo.

El patrocinio de la Excm. Mancomunidad Interinsular de la provincia de Las Palmas, así como la adhesión de multitud de empresas nacionales y extranjeras han dado el calor que hemos podido notar en el desarrollo del simposium.

Enumerar en una nota como esta la infinidad de colaboradores, asistentes, profesores, ponentes, etc., con objeto de agradecerles su trabajo y su presentación en Las Palmas aquellos días de octubre, sería interminable.

Por esto, la dirección del Aula de Ingeniería tiene y tendrá siempre un buen recuerdo de estas jornadas, y estaremos muy satisfechos si nuestro país se beneficiase de algo apuntado en ellas como posible solución a los problemas energéticos.

Julio Aragonés de Inés
Director del Aula de Ingeniería

Preámbulo

En la aceleración creciente de los cambios sociales viene jugando un papel primordial la tecnología. De ahí que constituya una de las áreas fundamentales de preocupación permanente para el mundo de la Ingeniería la investigación del futuro de la tecnología.

Y la tecnología, soporte del progreso, se ve hoy sometida a un paulatino escepticismo que hunde sus raíces en la naturaleza y en la escasez de los recursos que utiliza el progreso tecnológico.

Entre estos recursos, los energéticos habrán de constituir en su abundante escasez motivo serio de preocupación para las comunidades humanas.

Es por ello por lo que el Instituto de Ingenieros Civiles de España, se ha propuesto en su nueva época, y tomando como base el potencial humano de sus miles de asociados, desarrollar y mantener una actuación viva en el campo de la energía como una de las vías de realización profesional de los ingenieros en su quehacer comunitario.

Un objetivo rige nuestras actuaciones: Ayudar a la sociedad española en las opciones que relacionadas con la energía, habrán de afectarla lamentablemente, cada vez con más frecuencia, hacia el futuro. Pretendemos hacer oír la voz objetiva, serena y documentada de la Ingeniería en esta materia que presumiblemente condicionará, día a día, negativamente, la convivencia ciudadana.

Y un primer paso han sido los trabajos desarrollados durante los días, 25 al 30 del pasado mes de octubre, en el Primer Simposium Internacional sobre APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA, que organizado por el Instituto de Ingenieros Civiles de España, a través de su Aula de Ingeniería, ha tenido el patrocinio valioso de la Mancomunidad Provincial Interinsular de Las Palmas y el marco acogedor de aquellas islas.

Este libro segundo de la colección Aula de Ingeniería, pretende dejar constancia de las tareas allí llevadas a cabo, y del alto nivel de las ponencias y demás colaboraciones allí expuestas, al mismo tiempo que proporcionan a la sociedad española preocupada por el tema de la energía una valiosa fuente de información que acreciente con rigor técnico el acervo cultural en este campo.

Ramiro CERCOS PEREZ

Presidente del Instituto de Ingenieros Civiles de España.

Comité de Honor

Presidente:

Excmo. Sr. D. Adolfo Suárez González,
Presidente del Gobierno.

Vicepresidentes:

Excmo. Sr. D. Rodolfo Martín Villa,
Ministro de la Gobernación.

Excmo. Sr. D. Leopoldo Calvo Sotelo,
Ministro de Obras Públicas.

Excmo. Sr. D. Carlos Pérez de Bricio,
Ministro de Industria.

Excmo. Sr. D. Fernando Abril Martorell,
Ministro de Agricultura.

Excmo. Sr. D. José Lladó y Fernández de Urrutia,
Ministro de Comercio.

Excmo. Sr. D. Andrés Reguera Guajardo,
Ministro de Información y Turismo.

Vocales:

Excmo. Sr. D. Ramón Cuadra Medina,
Capitán General de Canarias.

Excmo. Sr. D. Francisco Laina García,
Gobernador Civil de Las Palmas.

Excmo. Sr. D. Antonio Elícegui Prieto,
General Segundo Jefe de Tropas de Canarias
y Gobernador Militar de Las Palmas.

Exllmo. Sr. D. Fernando Ortiz Wiot,
Alcalde de la ciudad de Las Palmas.

Comité Ejecutivo

Presidencia:

Excmo. Sr. D. Lorenzo Olarte Cúllen,
Presidente de la Excma. Mancomunidad Interinsular
de Las Palmas.

Ilmo. Sr. D. Ramiro Cercós Pérez,
Presidente del Instituto de Ingenieros Civiles de
España.

Vocales:

Excmo. Sr. D. Luis Magaña Martínez,
Director General de la Energía.

Excmo. Sr. D. Juan Miguel Antoñanzas Pérez-Egea,
Presidente del Instituto Nacional de Industria.

Ilmo. Sr. D. Adolfo Iranzo González,
Jefe del Gabinete Técnico del Ministerio de In-
dustria.

Ilmo. Sr. D. Alfredo Vigara Murillo,
Delegado Provincial del Ministerio de Industria en
Las Palmas de Gran Canaria.

Ilmo. Sr. D. Juan Temboury,
Director del Centro de Estudios de la Energía.

Ilmo. Sr. D. Fernando Mejón Zarraluqui,
Ingeniero Jefe de la Jefatura de Servicios Eléctri-
cos de Obras Públicas.

Ilmo. Sr. D. Eduardo de la Cruz,
Delegado del Instituto Nacional de Industria de
Las Palmas.

Ilmo. Sr. D. Antonio Bautista Martín,
Consejero Técnico del Excmo. Cabildo Insular de
Las Palmas y Presidente de la Comisión de Recursos
Hidráulicos.

Excmo. Sr. D. Pedro García Ormaechea,
Secretario General del Instituto de Ingenieros Civiles
de España.

Secretario general:

Sr. D. Julio Aragonés de Inés,
Director del Aula de Ingeniería del Instituto de In-
genieros Civiles de España.

Palabras pronunciadas por don Lorenzo Olarte Cúllen, Presidente de la Excelentísima Mancomunidad Interinsular de Cabildos de Las Palmas, en el Acto de Apertura.

En mi calidad de Presidente y, por tanto, en nombre de la Mancomunidad Provincial de Cabildos de Las Palmas, patrocinadora de este I Simposium Internacional sobre Aprovechamiento de la Energía, quiero, en primer lugar, testimoniar la cordial y amistosa bienvenida de estas islas y de todos sus habitantes a todos los participantes en la reunión que, por supuesto, son Huéspedes de Honor de nuestra Provincia.

Se va a debatir durante estos días un tema de capital importancia para nuestro tiempo y para el tiempo futuro: el de la energía, los recursos, fuentes, formas y sistemas de aprovechamiento de aquellas sustancias o expresiones de las fuerzas de la naturaleza que permiten a las sociedades humanas afianzar su desarrollo y planificar el progreso. «Leif motiv» de la época en que vivimos es, precisamente, la alarma creciente ante el agotamiento previsto a plazo de los recursos tradicionales o convencionales, así como las dependencias de un desarrollo condicionado por las constantes presiones alcistas en los precios de los crudos petrolíferos.

Nuestra responsabilidad, ante tal panorámica, se cifra en acelerar al máximo la estructura de estudio e investigación de nuevas fuentes así como facilitar hasta el límite de lo posible las exigencias de aplicación. En pocas palabras, apurar el proceso tecnológico que convierta la ciencia en técnica común.

La aportación de cada cual estará en razón de sus responsabilidades políticas y científicas, o de sus posibilidades materiales. Mediante la convocatoria y organización de este primer simposium internacional hemos pretendido cubrir un estadio fundamental en ese proceso: la reunión de alto nivel tecnológico, el encuentro de diferentes experiencias y hallazgos, la discusión y el contraste de técnicas que harán posible una cristalización idónea de la fase final: la aplicación a gran escala, la explotación de fuentes de enorme riqueza potencial, prácticamente inextinguibles en algunas de sus formas, que, si bien experimentadas con éxito, no han tenido hasta ahora el desarrollo tecnológico necesario para comenzar a reemplazar a escala planetaria, el cuasi-monopolio de los hidrocarburos.

La Mancomunidad de Cabildos de Las Palmas ha encontrado en el Instituto de Ingenieros Civiles de España, y concretamente en su presidente, don Ramiro Cercós, la más abierta, inteligente y entusiasta respuesta inmediatamente convertida en colaboración, sin que deba omitir en este trance la mención de la valiosa preocupación y entrega de don Julio Aragonés. Nos enfrentamos, en primer lugar, al desafío de unos recursos que se agotan. Pero, de otra parte, nos anima el afán de descubrir posibilidades y alumbrar caminos que, siendo fecundos para unas islas

especialmente castigadas por la dependencia energética o los mercados de crudos, rindan también utilidad práctica innegable a todos los países aquí representados por tan ilustres congresistas.

Somos conscientes de la pequeñez geopolítica de nuestro Archipiélago Canario en un contexto mundial que se enfrenta hoy al mismo problema. Pero sí es cierto que no podemos ofrecer una estructura científica, unos medios de tecnología y unos recursos económicos para la experimentación, si estamos, en cambio, en condiciones idóneas para ofrecer y ofrecernos dos factores de cordinal importancia. El primero, ya aludido, es el de organizar y dar marco al encuentro científico y a la discusión fructífera. El otro está en nuestra propia contextura geológica que permite concebir el espacio insular como «banco de pruebas» insuperable para el estudio de esas alternativas energéticas que están en la agenda del simposium: la solar, la eólica, la geotérmica, así como la nuclear sin que, a nuestro modesto entender, deba omitirse la maremotriz. Bien entendido que ese «banco de pruebas» habrá de redundar directamente en la solución de nuestros propios problemas, y radiando desde aquí a cuantos países estén en condiciones de aplicar la teoría que en sus ponencias y sesiones de trabajo va a ser sistematizada.

Desde tal perspectiva, cada uno de los temas de la agenda será discutido a escala general y a nivel particular canario. Los resultados inmediatos que pretendemos, apuntan a un memorándum exhaustivo de la experiencia tecnológica última y el punto de partida para un Programa General Energético en las islas Canarias.

Entendemos que en esta doble vertiente se sintetiza la imperiosa necesidad de hallar solución a nuestras carencias naturales mediante la potenciación de recursos también naturales que nos son específicos, y la tasa de solidaridad que nos corresponde en la resolución del problema a nivel de todo el planeta.

Nuestra gratitud al Instituto de Ingenieros Civiles de España y a su Presidente, corre parejas con la satisfacción, alegría y optimismo que nos produce la presencia de todos ustedes. Les deseo, con mis mejores votos, el más fecundo diálogo y la más esclarecedora de las síntesis en la confrontación de sus experiencias científicas y tecnológicas.

Y, a partir de ahora, ustedes tienen la palabra.

Palabras pronunciadas por don Ramiro Cercós Pérez Presidente del Instituto de Ingenieros Civiles de España, en el Acto de Apertura.

Constituye una satisfacción para el Instituto de Ingenieros Civiles, que me honro en presidir, que la puesta en marcha de este I Simposium sobre el Aprovechamiento de la Energía haya encontrado el marco cálido, acogedor y entrañable de las Islas Canarias y la respuesta activa y eficaz, respaldada por el prestigio y experiencia que en el campo de la energía tienen los señores congresistas.

Es, sin duda, la principal preocupación del Instituto de Ingenieros Civiles en esta hora, la investigación del futuro de la tecnología. El desarrollo de la sociedad humana tiene como características en el momento presente, su complejidad y una profunda inseguridad ante el futuro. Se trata, ante todo, como bien ha señalado Dennis Gabor, de investigar intensamente el futuro para no perdersen en su mañana de oscuridad.

Hoy, la sociedad se enfrenta con un nuevo cuadro de objetivos a satisfacer con urgencia por ser de primaria necesidad; me refiero al aumento de la producción energética, a la adaptación física del hombre a su ambiente, al control del medio ambiente, a la educación especial y permanente, a la ordenación de los territorios, etc. Y el logro de estos objetivos está exigiendo una profunda reforma y alteración de nuestros sistemas tradicionales de valores, ya anquilosados.

Y hoy, más que nunca, el puente que enlaza ciencia y sociedad es lo que se llama técnica.

Nuestra organización profesional, que engloba hoy alrededor de veintidós mil ingenieros superiores españoles, es consciente del interés por analizar las interrelaciones y dependencias cada vez más patentes entre técnica, economía, investigación y poder público, porque tenemos el convencimiento de que en el grado en que seamos capaces de ordenar ese futuro complejo y variopinto, estaremos en condiciones de ser dueños de nuestro futuro social.

Y en aras de esta actitud prospectiva ocupa el primer lugar de nuestras preocupaciones actuales como profesionales el que la sociedad tome conciencia de la crisis con que puede verse enfrentada cuando al problema de disponer de fuentes escasas de recursos energéticos siga el agotamiento de tales fuentes. Por eso, el Instituto de Ingenieros Civiles, en su nueva época, estimulará, fomentará y trabajará por la elaboración de una política económica, energética a largo plazo que, evitando la improvisación, nos aleje de los riesgos de un colapso general. Las exigencias del bienestar social, de la industrialización y de los crecimientos demográficos hacen cortas e insuficientes las tasas tradicionales de incremento en la producción energética, aun antes de

lograrse. La sociedad no tiene otra solución para esta aporía que enfrentarse con la investigación de nuevas fuentes de energía y con la optimización de su aprovechamiento.

Nuestra vieja Europa está pagando con creces la carencia de una visión de futuro que le hubiera hecho enfrentarse en los años 50 con la necesidad de esta programación energética a largo plazo. Lamentarse hoy es ya perder el tiempo, y partiendo de la afirmación incuestionable de que la energía más cara es aquella de que no se dispone cuando se precisa, es urgente encontrar nuevos métodos autóctonos de aprovechamiento y de producción de energía,

En el campo de la energía nuclear, el generador magnetohidrodinámico, MHD, parece una idea hoy fecunda en sí misma y que lleva a nuevas dimensiones en la creación de energía, dimensiones que constituyen los requisitos fundamentales para que la humanidad pueda hacer frente y solucionar los grandes problemas sociales de nuestro tiempo y en particular los problemas que el medio ambiente plantea. En el capítulo de las necesidades imperiosas a escala mundial, cuya satisfacción pudiera lograrse a través de la energía nuclear, está el de la desalinización del agua del mar. Baste recordar para ello que sólo un 2 por 100 del agua de la tierra es agua dulce y de que ésta, sólo es utilizable algo menos de su cuarta parte. La sed amenaza al hombre y a sus realizaciones, y esto lo saben muy bien los habitantes de estas maravillosas tierras, las Islas Canarias. Pero la desalinización comporta hoy unos costes en los que más del 50 por 100 es atribuible a la energía y de ahí que resulte urgente superar los problemas que hoy plantea la utilización de la energía nuclear pura, de no ser de interés económico por no agotar el potencial producido por el reactor o los problemas análogos de los reactores con elevada temperatura y las centrales nucleares con incubadoras.

Asimismo, si se consiguiese la conversión de la energía solar en energía eléctrica con alto rendimiento, se habrían abierto unas favorables perspectivas para el futuro de la humanidad. Una décima parte de la energía solar que alcanza la superficie de la tierra, $1,2 \times 10^{13}$ calorías por segundo, bastaría para lograr producir miles de veces más energía que la que hoy se posee.

También hoy se tiene el firme convencimiento de que existen fuentes de energía mucho más ricas que el carbón y el uranio, como pueden ser el calor de las capas magmáticas del interior de la tierra y cuyo aprovechamiento sólo es previsible como fruto de la colaboración armoniosa de ciencia y técnica y quizás mediante la construcción de centrales de calor termonucleares, solares y subterráneas.

Los científicos hace ya años que vienen poniendo ante los ojos de la luz pública la necesidad de tomar conciencia del carácter finito de las disponibilidades de energía de la tierra, de materias primas y de las posibilidades de absorber y transformar reduciendo sus consecuencias desfavorables de los productos residuales de la civilización. Pero como profesionales de la energía no podemos ser pesimistas, ahora sí; nos es exigible no eludir la gravedad del momento.

Y por ello no es ilógico pensar que en lo que resta de siglo entren en conflicto el crecimiento de la población mundial y el consumo de energía por cabeza. En la actualidad, la producción de carbón aumenta en un 3,5 por 100 anual, la de gas y petróleo en un 8 por 100 y la capacidad de las centrales energéticas, aproximadamente en un 9 por 100. Pero la población mundial crece en cinco millones y medio cada mes y no es aventurado pronosticar que se alcanzarán los 8.000 millones de habitantes dentro de 30 ó 35 años. Aun con regulaciones drásticas de la natalidad, sería difícil impedir que se alcanzase en un período de unos 60 años, una población no inferior a los 6.000 millones. Tiene, pues, que haber colisión entre la potencial duplicación de la población mundial y la triplicación del consumo energético por cabeza.

Los estudios más recientes sobre las disponibilidades de recursos cifran las reservas conocidas de petróleo y gas natural en unos 6Q, es decir, 6×10^{18} Kw/seg. Y las reservas potenciales en unos 28Q, que se elevan a 55Q si se incluyen las arenas y pizarras petrolíferas de tan costosa explotación. Por otra parte, las disponibilidades de carbón difícilmente superan los 230Q. A su vez, los estudios sobre necesidades energéticas de la humanidad cifran éstas en función de los índices de crecimiento conocidos, hoy en disminución, en unos 85Q para los 50 años inmediatos, lo que supone unas necesidades casi seis veces superiores a los consumos de energía estimados desde el principio de nuestra era, aproximadamente unos 15Q.

Otros aspectos que condicionan la problemática de la energía hacen referencia a la desigual-distribución a escala mundial de las disponibilidades energéticas y el hecho evidente de que mucho antes de que se lleguen a satisfacer aquellas necesidades de demanda e incluso antes de agotar las reservas de recursos energéticos, las dificultades y costes mayores de la explotación pueden hacer inviable el seguir adelante.

Esta toma de conciencia ha llevado al Instituto de Ingenieros Civiles a volcar una buena parte de sus esfuerzos en urgir el logro del mejor aprovechamiento de las fuentes de energía como objetivo básico dentro de lo que debe ser un programa a largo plazo de política energética.

No queremos terminar esta breve exposición sin hacer una referencia a los efectos que sobre el medio ambiente originan el consumo y la producción de energía. Tenemos el convencimiento firme de que la superación de los planteamientos mayoritariamente teóricos en el tratamiento de la ecología habrán de dejar paso en un breve plazo a la necesidad de abordar realizaciones pragmáticas que pongan fin a las desfavorables consecuencias sociales de la polución y de la contaminación ambiental, y ello porque detrás de este tema late de una manera muy directa el problema de la supervivencia y del bienestar del género humano. Y en este pragmatismo le ha de corresponder a la ingeniería, por ser esencial a su profesionalismo, dar satisfacción de manera destacada a las exigencias de la sociedad colaborando, en equipos pluridisciplinarios, con otros profesionales.

Y si las relaciones entre medio ambiente y energía pueden expresarse en la ya clásica relación de Zimen, es decir, la radiación ambiental es proporcional a la población, al consumo de energía «per cápita» y a la contaminación ambiental por unidad de producción, y si los dos primeros factores continuarán creciendo casi exponencialmente durante un buen período de tiempo, se concluye fácilmente que es urgente reducir drásticamente el tercer factor.

Esta preocupación por el medio ambiente lleva, por tanto, a un enfoque selectivo de las diferentes fuentes de energía. Parece claro hoy que paulatinamente se deba poner coto a la instalación de centrales nucleares que, aunque producen escasa contaminación en un tiempo próximo dado, presentan el problema de su carga de radiaciones residuales y obtener partido cada día más intenso al hecho de que el máximo potencial energético futuro se encuentra en el sol, por lo que debe considerarse la energía solar como la alternativa futura para el aprovisionamiento local, regional y mundial de energía. Energía solar que, en día de cielo sin nubes, actuando sólo sobre una parcela de 8.000 km² de superficie terrestre se estima que sería suficiente para cubrir la demanda primaria de energía de toda la humanidad en el año 2000.

En todo caso, quisiera dejar bien claro aquí, ahora, que dentro de las preocupaciones sentidas por el Instituto de Ingenieros Civiles por el futuro de la tecnología ocupa un lugar primordial la estimación de las consecuencias del desarrollo tecnológico. Tenemos el convencimiento de que hay que desarrollar modelos sociales humanizados basados en criterios de calidad y no de cantidad, o lo que es lo mismo, los nuevos horizontes del hombre deben tener cada día más como nota definidora el retorno a la naturaleza. Y ello, a nosotros como ingenieros, nos exige dar a luz rápidamente una tecnología humanística. Y esta es otra de las banderas que han de regir la nueva etapa del Instituto. El ingeniero, cada día más, tendrá que tener presente en sus realizaciones profesionales las consecuencias posibles desde el punto de vista de la economía y de la sociedad, o dicho de otra forma, la protección de la sociedad ante el crecimiento de la tecnología tenemos que proporcionarla los propios ingenieros. Hemos de ser capaces, cada día más, de explicar al gran público las consecuencias para su supervivencia y bienestar de los proyectos que abordemos, de los atrevidos y de los menos alarmantes.

La preocupación, pues, por el futuro de la energía y por el logro de una ingeniería humanista han sido los motores principales para la realización de este simposium que no hubiera podido tener lugar, es justo reconocerlo así, sin el patrocinio, el apoyo y el aliento de la Mancomunidad de Cabildos de estas Islas Canarias.

Aquí, señores, en estas tierras, se tienen a flor de piel las consecuencias desfavorables de la escasez de recursos energéticos. Disponer de los mismos es para esta colectividad de españoles, ante todo, razón de supervivencia. La conjunción de técnica y sociedad tiene aquí, superando la abstracción del modelo, un marco real en el que urge hacer efectiva la investigación de nuevas fuentes de energía y su mejor aprovechamiento. Para el Instituto ésta es una posibilidad singular de abrirse y darse más a la sociedad española cada día, lo que constituye uno de nuestros primeros anhelos como profesionales ingenieros y esperamos y deseamos que esta primera colaboración entre el Cabildo y el Instituto pueda tener hacia el futuro intensa y airosa prolongación que contribuya al auge de estas tierras y al mayor bienestar de sus habitantes y a una realización óptima de nuestro profesionalismo como ingenieros. Para ustedes, miembros de este simposium, junto con el saludo cordial de la organización que tengo el honor de representar, nuestro agradecimiento por su colaboración y participación en sus sesiones de trabajo y nuestro deseo de que logren la máxima utilidad en el desarrollo de sus ponencias.

Energía actual. Fuentes y aprovechamiento

JUAN TEMBOURY

INTRODUCCION

Nos vamos a referir en este informe al potencial español de recursos energéticos convencionales, carbón, petróleo y energía hidráulica y su comparación con el potencial mundial en términos relativos.

También presentaremos la situación actual del inventario geológico de minerales radiactivos que, en su caso, se refiere exclusivamente al uranio y su comparación con el valor específico medio mundial.

A efectos de la comparación hemos definido el potencial específico como el cociente del inventario total de recursos contenido dentro de un área geográfica por la superficie de esta área. Así, el potencial específico mundial se ha obtenido por cociente del inventario mundial de cada clase de energía primaria, por la superficie del globo.

INVENTARIO NACIONAL DE RECURSOS ENERGETICOS

5.1. El inventario nacional de recursos energéticos es de poca entidad y comparativamente inferior a la media mundial.

Los recursos energéticos que tienen mayor significación son los combustibles sólidos y la energía hidráulica que hasta muy recientemente han sido las dos únicas energías primarias nacionales que han participado en el abastecimiento del país. Recientemente se han incorporado los hidrocarburos con los descubrimientos de Ayoluengo y del Mediterráneo y la energía nuclear, a partir de 1968, con la entrada en servicio de la primera central eléctrica de esta técnica.

5.2. Combustibles sólidos

Los recursos nacionales de carbón se caracterizan por una gran dispersión de los yacimientos y por una geología irregular con estratos de poca potencia y muy inclinados, con pendientes medias o altas.

Geológicamente están situados, de un modo casi exclusivo, en la región noroeste de España, en lo que se refiere a la hulla y antracita y concretamente en las provincias de Oviedo, León y Palencia. El grafito negro, de mayor potencia calorífica se encuentra localizado en las provincias de Teruel y Barcelona y el lignito pardo en la de la Coruña.

En el cuadro C.3 se resumen la evaluación de las reservas brutas de hulla y antracita, definidas con una cierta precisión volumétrica, puesto que en muchos casos, se ha estudiado cuidadosamente el yacimiento. Sin embargo, hay regiones donde las cuencas carboníferas, han sido sólo explotadas marginalmente y su evaluación puede ser objeto de sucesivas revisiones.

CUADRO C.3

RESERVA BRUTA NACIONAL DE HULLA Y ANTRACITA

Unidad: 10⁶ Ton

Provincias	Hulla	Antracita	Hulla más antracita
Oviedo.....	1.215	101	1.316
León.....	384	536	920
Palencia.....	86	80	166
Córdoba.....	6	10	16
Ciudad Real.....	20	—	20
Resto país.....	12	3	15
TOTAL.....	1.723	730	2.453

Con toda la incertidumbre que presenta la evaluación de cualquier reserva minera es aún mayor al tratar de expresarla en unidades energéticas, puesto que hay que establecer las equivalencias medias de cada uno de los yacimientos. A título orientativo adoptaremos los siguientes coeficientes de equivalencia energética:

Antracita en yacimientos = 0,9 Tec

Hulla en yacimientos = 0,8 Tec

aplicando estos datos, el potencial global español en hulla y antracita se expresará como sigue:

Unidad: 10⁶ Tec

Reservas bruta de hulla.....	1.378
Antracita	657
Total.....	<u>2.035</u>

5.3. En el cuadro C.4 se resumen las reservas brutas de lignito clasificadas por clases geológicas lignito negro de alto poder calorífico entre 3.500 y 4.500 Kcal y lignito pardo de bajo poder calorífico entre 1.600 y 2.200 Kcal.

CUADRO C.4

RESERVAS BRUTAS DE LIGNITO

Unidad: 10⁶ Ton

Provincia	Lignito negro	Lignito pardo	L. neg. + L. pardo
Teruel	450	—	450
Barcelona	251	—	251
Baleares	30	—	30
La Coruña.....	—	460	460
Resto del país	40	—	40
TOTAL	<u>771</u>	<u>460</u>	<u>1.231</u>

Para determinar el potencial de lignito expresado en unidades energéticas se han adoptado los siguientes coeficientes de equivalencia:

1 Ton de lignito negro = 0,5 Tec

1 Ton de lignito pardo = 0,25 Tec

Con estos datos se puede calcular el inventario global español de lignitos en lo siguiente:

Unidad: 10⁶ Tec

Lignito negro.....	365
Lignito pardo.....	115
Total.....	<u>480</u>

En resumen y como conjunto de los combustibles sólidos evaluados actualmente en el país aparecen unas reservas brutas estimadas en:

2.535 x 10⁶ Tec

es muy posible que este potencial de recursos pueda aumentarse significativamente, sobre todo en lo que respecta a los lignitos pardos, como resultado de las campañas de investigación que se están realizando.

Comparativamente al inventario mundial de combustibles sólidos, España representa el 0,3 por 1.000, mientras que su superficie es el 3,96 por 1.000, por lo que la abundancia o densidad relativa de la presencia de los combustibles sólidos puede estimarse en $1/13 = 0,076$ del valor medio mundial.

5.4. Hidrocarburos

El patrimonio nacional de hidrocarburos es muy reciente en sus descubrimientos y el gas natural apenas participa. El primer yacimiento español de petróleo se encontró en la provincia de Burgos en el denominado Pozo de Ayoluengo y está próximo a su agotamiento. Sus reservas iniciales se valoraron en 15 millones de Ton y luego se fueron reduciendo a la mitad de las que únicamente han resultado explotables en términos económicos unos 3 millones de Ton.

Recientemente, las perforaciones realizadas en el Mediterráneo en el entorno de las costas de Tarragona y Castellón han dado resultados positivos en algunos sondeos y han permitido encontrar un potencial de petróleo todavía no valorado con precisión, pero que puede situarse en un orden de magnitud de 40 ó 50 millones de Ton de petróleo, de las cuales, aproximadamente, la mitad podrían extraerse en condiciones comerciales. Se espera que las próximas campañas de prospección permitan aumentar significativamente el número de estructuras positivas en las zonas mencionadas, pero en la actualidad sólo cabe considerar los siguientes yacimientos:

Ayoluengo	En trance de agotamiento
Amposta marino	En explotación
Casablanca I	Pendiente de evaluación
Casablanca II	Pendiente de evaluación
Tarragona I	Pendiente de evaluación
Gijón I	Pendiente de evaluación

En lo que respecta al gas natural existe un yacimiento muy pequeño en la provincia de Alava que se explota para el suministro de combustibles a una industria de cerámica y una estructura descubierta en la provincia de Castellón con un contenido de 1.600 millones de m³, de un valor comercial dudoso, desde el punto de vista de su explotación.

En resumen, y con un criterio optimista puede cifrarse el conjunto de los descubrimientos actuales en hidrocarburos en un potencial bruto del orden de 50 millones de Tep, equivalente a 71 millones de Tec.

Si comparamos este valor con el potencial bruto mundial estimado en 330.000 millones de Tec, resulta el 0,20 por 1.000 y la abundancia relativa de 0,059, es decir, ligeramente inferior a los combustibles sólidos, pero de un orden de magnitud parecido.

Es muy posible que, como resultado de las campañas de prospección que se van a realizar en los años próximos, aumente el inventario nacional de hidrocarburos a un ritmo más rápido que el de los combustibles sólidos y, en consecuencia, resulte que la geología española sea más abundante en hidrocarburos que en combustibles sólidos.

5.5. Energía hidráulica

La Península Ibérica tiene un relieve accidentado y una altitud media notable comparativamente a otros países que Europa, salvo Suiza. Ello da lugar a un potencial de recursos hidráulicos estimable y que ha sido puesto en explotación en más de un 50 por 100.

El clima es irregular y la pluviometría ofrece diferencias en su ritmo anual e interanual, por lo que la captación del potencial hidroeléctrico requiere la acumulación de enormes volúmenes de agua en los lugares adecuados de las cuencas de los principales ríos.

El potencial teórico obtenido por **integración** de la altitud y la lluvia caída por término medio y m^2 es del orden de 150.000 millones de Kwh al año, equivalente a 52 millones de Tec. Sin embargo, como una proporción de la lluvia caída se filtra a través del terreno y no es susceptible de captación en las zonas elevadas, en muchos casos, por lo que es preciso tener en cuenta el coeficiente de escorrentía y, con arreglo a su valor medio, puede estimarse en unos 20 millones de Ton equivalente carbón.

El sistema hidroeléctrico español es susceptible de proporcionar, en año de hidraulicidad media, unos 12 millones de Tec, de modo que todavía cabe aumentar la participación de la energía hidroeléctrica en un 50-60 por 100 aproximadamente.

Comparado con el potencial mundial, estimado en 2×10^9 Tec, las reservas de energía hidráulica españolas representan el 0,83 por 100 del valor mundial, lo que supone una abundancia de 2,1, o sea, aproximadamente el doble del valor medio mundial. **Se puede afirmar, a este respecto, que España está mejor dotada de recursos hidráulicos que en combustibles convencionales.**

5.6. Uranio

Las reservas evaluadas de uranio, en lo que se denomina **primer escalón** de costes, que actualmente se sitúa por debajo de **15 dólares la libra de U_3O_8** , lo

que es, aproximadamente, equivalente a 2.000 pts/Kg de concentrado de uranio, se estima entre 10 y 11.000 Ton y está distribuido del siguiente modo:

6.800 Tm en esquistos, localizados en las provincias de Salamanca y Badajoz.

430 Tm en granitos, localizados en la provincia de Cáceres.

1.100 Tm en areniscas localizadas en la provincia de Guadalajara.

850 Tm en areniscas terciarias localizadas en la provincia de Gerona y el resto disperso por el conjunto del territorio nacional.

Se considera además que existen dentro de este escalón otras reservas suplementarias que se evalúan en 8.800 Tm, de las cuales 5.500 corresponden a la provincia de Guadalajara y 3.400 a la provincia de Gerona.

En el escalón superior entre 15 y 30 dólares por libra de U_3O_8 , lo que equivale entre 2.000 y 4.000 pts/Kg de concentrado, se estima actualmente que el potencial de recursos es del orden de 93.500 Tm, de las cuales 80.800 corresponden a cuencas lignitíferas, situadas en las provincias de Barcelona, Lérida, Huesca y Zaragoza y el resto areniscas triásicas, en las provincias de Guadalajara Cuenca y Gerona.

En este escalón superior se considera que existen además como reservas suplementarias 97.800 Tm de uranio distribuidas de la manera siguiente:

21.300 Tm en zonas lignitíferas de la provincia de Barcelona.

42.500 Tm en zonas lignitíferas de las provincias de Huesca y Lérida.

34.000 Tm en las areniscas terciarias.

En el cuadro C.5 se resume el inventario de recursos de uranio.

CUADRO C.5

Unidad: 10^3 Tm uranio

Provincia	Mineral asociado	Primer escalón		Segundo escalón	
		Estimados	Suplementarios	Estimados	Suplementarios
Salamanca y Badajoz.....	Esquistos	6,80	—	—	—
Cáceres y Salamanca.....	Granitos	0,43	—	—	—
Guadalajara.....	Areniscos	1,70	5,1	—	—
Cuenca.....	Conglomerados	0,17	0,34	—	—
Gerona.....	Areniscas terciarios	0,85	3,40	—	—
Barcelona.....	Lignitos	—	—	28,9	21,3
Huesca, Zaragoza y Lérida.....	Lignitos	—	—	51,9	42,5
Guadalajara y Cuenca.....	Areniscas terciarios	—	—	12,8	34,0
TOTAL.....		9,95	8,84	93,6	97,8

El conjunto de estas reservas asciende a 209.300 Tm de uranio, lo que supone comparativamente al potencial mundial, el 6 por 100, con un coeficiente de abundancia de 15,1.

5.7. Reservas nacionales de energía

Como resumen y, a título comparativo, se ha elaborado el cuadro C.6, que presenta en forma esquemática el inventario nacional de recursos.

CUADRO C.6

INVENTARIO NACIONAL DE COMBUSTIBLES

Clase de energía	Potencial en 10 ⁶ Tec	Coficiente de abundancia	% sobre el conjunto
Carbones	2.540	0,076	0,43
Energía hidráulica.....	20	2,10	—
Petróleo	70	0,059	0,011
Gas natural	2,3	0,001	0,0004
Uranio.....	596.000	15,10	99,56

En cualquier caso es evidente la enorme significación de los recursos nucleares dentro del inventario nacional.

APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS NACIONALES

Carbones

En términos absolutos el potencial de carbones españoles puede parecer importante, puesto que se eleva a 2.535 millones de Tec. Teniendo en cuenta, que el consumo español es actualmente del orden de **90 millones** de Tec al año, podría a lo sumo, **cubrir las necesidades nacionales durante 28 años**.

Teniendo en cuenta, la evolución previsible en ascenso de la demanda, únicamente permitiría alcanzar de 18 a 20 años del consumo nacional.

En realidad esta posibilidad es irrealizable porque el carbón se utiliza únicamente para la producción de electricidad térmica, en la siderurgia con aquellas calidades coquizables y marginalmente como combustible industrial y doméstico. El conjunto de esas necesidades pueden representar del 15 al 20 por 100 del consumo total y esto es lo que se pretende suministrar con la explotación de los yacimientos carboníferos españoles.

A pesar de lo anterior y del gran esfuerzo aplicado a la minería, los yacimientos nacionales son incapaces de abastecer el conjunto de la demanda **siderúrgica** y es necesario importar de 3 a 4 millones de Tm de carbón al año.

El Plan Energético Nacional prevé una intensificación importante del aprovechamiento de los carbones nacionales, particularmente de los lignitos, por tener una explotación más fácil, sea a cielo abierto con rendimientos por productor muy grandes o por medio de una mecanización completa, cuando se trate de labores en galería. En el espacio de 10 años, se pretende multiplicar la explotación carbonífera española por un factor de 1,7 a 1,8. Existen, sin embargo, grandes dificultades en lo que se refiere a la contratación de la mano de obra para labores subterráneas, hasta el punto que al igual que en otros países europeos, se haga necesario contratar mano de obra extranjera.

Hidrocarburos

La explotación de hidrocarburos en España es muy reciente y tiene un volumen relativamente modesto, sobre todo si se compara con el conjunto de las necesidades.

Existe un pequeño nacimiento de **gas natural** en la provincia de Vitoria que se viene explotando desde 1962 para el suministro de combustible a una industria cerámica, con un ritmo de aprovechamiento del orden de 30 millones de m³ al año. Es solamente un ejemplo puramente anecdótico, puesto que apenas contribuye a aliviar el problema energético español.

En lo que se refiere a los hidrocarburos líquidos el primer yacimiento comercial fue el de Ayoluengo, en la provincia de Burgos y que desde 1965 está suministrando cantidades de petróleo que llegaron hasta 300 mil toneladas/año, estando ya en trance de agotamiento y a ritmo de producción muy reducido.

Son más recientes los descubrimientos del Mediterráneo y, en la actualidad, existe en explotación un yacimiento denominado Amposta - Marino que viene proporcionando de 1,5 a 2 millones de Tm al año, pero que a partir del año próximo deberá iniciar su disminución paulatina.

Los hallazgos en esta zona permiten estimar que hacia 1985 se puede alcanzar una producción de 8 a 12 millones de Tm, lo que puede suponer el 15 o el 25 por 100 del consumo nacional. Es muy prematuro todavía hacer cualquier previsión sobre los más recientes hallazgos en el Cantábrico.

Energía hidráulica

En la actualidad se encuentra en explotación un importante potencial hidráulico, capaz de producir en año pluviométrico normal del orden de 34.000 millones de Kwh, lo que representa alrededor del 50 al 55 por 100 del potencial máximo explotable.

En el Plan Energético Nacional se ha previsto la intensificación de las construcciones hidráulicas a lo largo del período 1976-85, con un incremento del orden de 11.000 millones de Kwh hidráulicos adicionales, lo que supondría haber alcanzado un aprovechamiento del 70 al 75 por 100 del máximo previsible.

A medida que nos acercamos a este máximo, los costes crecen y los condicionamientos sociales se hacen más vinculantes y dificultan la ejecución.

Uranio

La producción nacional de concentrados de uranio se lleva a cabo en una fábrica piloto instalada en Andújar, que viene suministrando del orden de 60 Tm al año.

El programa nuclear español es importante, puesto que pretende cubrir a partir de 1985 más del 50 por 100 de la producción eléctrica y requerirá cantidades progresivas de uranio. En la fase inicial, la mayor parte de esta energía primaria será importada, estando actualmente en curso de ejecución un plan de exploración del uranio, para conocer con mayor detalle las posibilidades geológicas nacionales y deducir después las localizaciones más adecuadas de las fábricas de concentrados de uranio. Las perspectivas son buenas, pero se requerirá un tiempo de estudio y de desarrollo de esta minería para que el potencial español, pueda ponerse a nivel suficiente de explotación.

Energy forecasting in the preparation of the VIIth french plan

CLAUDE LEBARBIER

ABSTRACT

In the compass of the procedure governing the preparation and fine-tuning of France's Plan VII which is scheduled to cover the period 1976-1980, an Energy Committee was appointed by the French government to survey the main lines of the energy policy from now until 1985, based on guidelines laid down in early 1975 by the government. EDF was a member of this committee which worked in two phases leading to the publication of two separate but complementary reports.

The major conclusions of the two reports, and their underlying methodological aspects, are considered in this communication.

A re-examination of France's long term energy was called for by the new energy and economic context which now is a dominant feature in Europe and the world. They are:

On the one hand, the sudden boost in the price of oil and its repercussions not only on the energy economy —more particularly in connection with the relative costs of the various energies— but on the nation's economy in general (balance of payments, inflation problems and the like).

On the other hand, the existence of persistent economic unbalances within the international economy (monetary system) and within France itself (reduced growth trends, problems of unbalances in external trade, and preservation of the nation's independence, etc.).

1. FORECASTING METHODS AND CRITERIA

1.1. Main Criteria

In the first place the overall framework of the forecasting procedure was laid down by a number of *criteria* governing the energy policy of which some of the main ones are:

Minimizing the overall cost of the energy policy for the economy, with particular attention to the problem of financing the capital investment.

Aiming at the least possible dependence, both political and economic, with respect to other countries and the safeguarding of the supply sources.

Ecological and social aspects of energy development.

1.2. Twofold Approach

For 1985, the Committee based its energy projections on an analysis of the results of the year 1975 and an attempt at forecasting demand for the year 2000.

The 1985 forecast in turn consisted of a dual approach to energy requirements, one global, the other analytical.

1.2.1 Global Approach

This was based:

On one uncontested reference year (1974); On a growth curve agreed upon for all of the work covered by the Plan, assuming a growth in the GNP of: 5.5% per annum during 1975-1980; 5.0% per annum during 1980-1985.

a) It is assumed that trends in energy demand will grow in proportion to the growth in the GNP.

This leads to a consumption figure for 1985 which is a upper limit to conceivable consumption.

b) The economy's «intrinsic requirements» of 285 m oil-equivalent tons (oet) will then have to be covered:

- in part by effective consumption of primary energy
- in part by energy savings.

The share of each of the above terms will then depend on *the cost of energy in 1985*. The higher the cost of energy, the greater the required energy savings.

c) Predicated on a price level requiring very great energy savings, plus an appropriate voluntary policy, a «hard core» of energy consumption is laid down below which it is not feasible to drop. This then is the bottom limit of the spread based on the assumption of high energy costs. The hard core is estimated to be 232 m oet.

d) Moreover, the state Agency for Energy Savings (in French, AEE), has meanwhile identified fairly accurately a certain volume of savings achievable between 1974 and 1985 without prejudice to national growth. The amount of these is estimated at 45 m oet, of which 5 m were effective in 1974.

e) Given the above, the *upper limit* of the range will come to $285 - 40 = 245$ million oet.

The interval between the bottom limit and the top limit (namely 13 m oet) is known as the «options gap» or «adjustable-increment». It will have to be spread out among the various forms of energy and between the later and the energy savings depending on the effective energy supply costs.

1.2.2 Analytical Approach

This consisted in surveying each of the major sectors of consumption: steelmaking, industrial (except steelmaking), residential, commercial, and transportation.

a) *Steelmaking* was the subject of a separate and relatively more detailed approach in conjunction with the trade. The approach consisted first, in determining the likely specific consumption per ton of steel between now and 1985, under the impact of novel technologies; and second, in taking into account the assumed production that year, compatible with the overall growth trends in the economy.

b) In *industry* two assumptions were made: First, a prolongation of decreasing consumption per unit of production at its former rate.

Second, an acceleration of that reduction through a policy of technical progress that would foster energy saving.

c) As regards *residential and commercial* requirements, their appraisal took into account the anticipated effects of official regulations governing the insulation of new buildings published by the French government in March 1974, the reduction in the average heating temperature in apartments and buildings, and lastly various assumptions made about technical advances leading to economizing energy in existing residences.

d) Lastly, as to *transportation*, high and low assumptions on the likely growth in economic activity and on energy savings were studied, whereby the transport of goods and of persons were kept strictly apart.

1.2.3 Comparison

The confrontation of the two approaches led to reconciling the two overall figures, and to determining the safety margins available in each sector which would contribute to meeting the predetermined targets.

1.3 Planning Procedure

This so far has taken place in two phases, as indeed for the preparation of the Plan itself:

First the Committee identified the *major* lines of the energy policy, and specified the *choice criteria* the policy had to observe. At the same time, it investigated the problems of compatibility between overall growth and energy consumption, between a call for one or another energy resources and national independence, etc.

During the second phase, it consolidated its forecasts and set forth «action orientations», mainly consisting of «priority action programs».

This work was the subject of widespread debate between the various Committee members representing all sectors of the economy, trade and professional organizations, trades unions and cultural establishments concerned, and of every shade of thinking.

Lastly the entire work of the Plan, including that on energy, will be debated in the French parliament in June 1976.

1.4 Problems of Equivalence

Before submitting the results, it should be noted that in France, failing precise data on all of the equivalences between effective energies at the consumption level, we accept the following at the *production* level: 1000 KWh = 0.333 cet = 0.222 oet.

2. RESULTS: THE OUTLOOK FOR 1985

2.1. Major Assumptions

Economic growth: 5.5% of the GNP during 1976-1980. 5.0% of the GNP during 1980-1985.
Cost of fuels: US \$ 8 — 12 per bbl of oil equivalent i.e. at \$ 1 = FF 4.50, FF 280-420 per ton crude CIF (on 1/1/1976).

Electricity = decrease in average production cost per KWh starting in 1980.

2.2. Consumption Forecasts

2.2.1 Consumption by Sector

I. CONSUMPTION IN 1975 BY CONSUMER SECTOR
(corrected for climate)

Millions of oet	1975 (1)	Savings made in 1975 (2)	(1974)
Steel industry	12.1	—	(15.5)
Industrial (excep steel)	43.7	—	(47.4)
Residential, commercial + agriculture ..	57.3	9.5	(59.6)
Transportation	31.4	1.5	(30.9)
Energy conversions and losses	20.0	1.5	(22.2)
TOTAL	164.5	12.5	175.6

(1) Provisional figures.

(2) Compared with energy savings trends prior to the oil crisis, corrected to take account of effective trends in economic activity.

**II. CONSUMPTION FORECASTS FOR 2000 ACCORDING TO
A HIGH AND A LOW ASSUMPTION FOR ECONOMIC
DEVELOPMENT**

Millions of oet	High	Low
Industrial + steelmaking	135	107
Residential, commercial + agriculture ..	147	128
Transportation, including bunkers	78	67
 Final demand	 360	 302
 Producers, conversions and losses.....	 40	 33
 Primary energy input	 400	 335

III. CONSUMPTION FORECAST FOR 1985

	MILLIONS OET
Steelmaking	16.8
Industrial	63.0
Residential, commercial + agriculture ..	83.7
Transportation	44
 Final demand	 207.5
 Energy conversions and losses	 24.5
 Primary energy input	 232.0

2.2.2 Primary Energy Consumption by Energy Source

As we saw earlier, the Committee identified overall a «hard core» of 232 m oet and an «adjustable increment» of 13 m oet. Thus the strategy suggested by the Committee covered the following:

First, the requirement not to exceed 245 m oet, involving a minimum energy saving effort of 45 m oet (which is already a stiff figure if one considers that the energy consumption in France per inhabitant, or per dollar of GNP, is already one of the lowest among the industrial countries).

Second, the necessity to set up straightaway the required provisioning of the hard core of 232 m oet.

IV. BASED ON THE CRITERIA IT HAD LAID DOWN THE COMMITTEE PROPOSED THE FOLLOWING BREAKDOWN BETWEEN ENERGY FORMS:

	1975		1985 Hard Core	
	Million oet	%	Million oet	%
.....	28	17	25	11
Gas	17	10.5	37	16
Oil	102	62	98	42
Nuclear	4	2.5	55	24
Hydroelectric	13	8	14	6
New energy forms	—	—	3	1
TOTAL	164	100	232	100

2.3 Strategy Relating to Each Energy Source

As the above table shows, the main thrust of the strategy is the development of nuclear energy.

This essential direction will be accompanied by the stabilization of both coal and oil consumption, a strong upturn in gas consumption, and the beginning of not unimportant developments in new energy forms.

2.3.1 Nuclear Penetration

The strategy will be powerfully backed up by the penetration of electricity in all sectors; indeed the outlets for nuclear energy other than electrical will remain small in 1985.

The Committee is hopeful however that the progress of electricity will take place «in the observance of the overall necessity for saving energy and at a rate that will not tend to render more difficult the development of new forms of energy».

In regard to electricity production, the Committee estimates that despite some pressure towards higher costs, the competitiveness of nuclear energy will be assured for the greatest share of the production of electricity. The development of the nuclear sector is targeted to obtain an optimum population of power stations in 1985, meaning a population in which the short term marginal cost equals the long term marginal cost (in any event, up to that date, the developments costs of nuclear energy will have remained below the marginal cost of conventional thermal stations).

The Committee estimates that this optimum will come to around 55 m oet, equivalent to 247.5 TWh, against a total electricity consumption of 365 TWh (compared with 181 TWh in 1975).

2.3.2 *Development of Other Energy Sources*

(a) For *coal*, the suggested figure presupposes some redeployment of coal in industry, but takes into account the specific difficulties in using this fuel and of a slowing down in the use of thermal stations after 1980.

(b) The Committee reaffirms the interest there is in sustained growth of *gas*, but proposes that supplies are adequate for a genuine diversification and that increased safety may be achieved by the installation of strategic underground reservoirs.

(c) In regard to *oil* the Committee puts forward a figure which corresponds for the «white» products to the uttermost limit of the feasible effort at energy saving, and for the «black» products which avoids excessive unbalance of the refining structure.

However this trend raises a twofold problem in France's oil sector.

First, there is likely to remain a permanent refining over-capacity with respect to needs (French refineries can currently process some 160 m tons of crude annually).

Next, the reconversion of the refining capabilities —more white products, less black ones— poses fresh problems of financing over the coming years (today the share of fuel as such is only 13% of the French oil balance sheet).

(d) As to *new energy forms* —mainly geothermal and solar— the target set presupposes a voluntary development policy for such new energies.

2.4 **Capital Spending During the Period of Plan VII**

The full extent of France's «energy mutation» is evident in the size of the investments provided for on the nation's territory during the period of Plan VII.

The overall capital outlay will amount to FF 130 billion, meaning an increase of 45% as compared with that of Plan VI.

Thus during the life of Plan VII the energy sector should average around 9% to 10% of the overall investments made by the non financial firms, as against 7% to 8% during Plan VI.

Investment in the electricity and nuclear energy sector should grow by over 75%, that for coal and gas will also increase considerably. And to foster energy saving the appropriate investment will amount to FF 10 billion.

As regards oil, investment in France will decrease appreciably despite the setting up of conversion plants in the refining industry. But in this sector, the increased costs of prospection and development will remain located mostly outside of France, and will involve a spending of the order of FF 45 billion by the French oil groups during Plan VII.

2.5 **Priority Action programs**

In the concluding part of its work the Committee was led to examine what actions it would be necessary to include in the «priority action programs» covered in Plan VII, whatever are the effects of possible fluctuations in the economic situation.

The Committee considered that the choice of energy priority programs should be aimed to enable the energy policy to move away from its present tendencies and be oriented towards the new targets.

The program of light water nuclear plants, the development of which is in any case the major element of Plan VII in the energy sector, is now considered to be launched. Hence four «priority actions» are now proposed:

Energy saving, by laying stress on operations of demonstrations, and by the appropriate capital outlay to back these up;

Developing the technology of hydrocarbon prospection and operation in offshore areas, more particularly by pursuing the deepwater program already launched;

Developing the future nuclear plants, especially those of the breeder reactor type;

Developing the technology of new energy forms (solar, hydrogen and heat upgrading, especially the direct utilization of nuclear heat).

Otra posible fuente de energía: los residuos sólidos

NICOLAS DE ARANCIBIA PINEDO

INTRODUCCION

Los residuos sólidos, en general, son una extensa y heterogénea gama de objetos que el hombre utiliza en su vida doméstica, de trabajo y de relación social y que una vez que han perdido la utilidad para cumplir el *primitivo fin* al que se destinaron, se desechan.

También pueden incluirse en este concepto restos de materias primas, semielaboradas o defectuosas que las industrias confían a la recogida pública o se desembarazan de ellas en cualquier otra forma.

Desde el punto de vista que nos ocupa en este momento, aunque a primera vista debido a la heterogeneidad del material probablemente considerada, parezca que su valor energético sea nulo o problemático, una contemplación más atenta y una clasificación de sus materiales componentes que seguidamente explicaremos, espero que hagan dar un giro de ciento ochenta grados a esta perspectiva poco halagüeña.

CLASIFICACION DE RESIDUOS SOLIDOS URBANOS, SEGUN SUS COMPONENTES

Se acostumbra (y está próximo el día de su conversión en norma) a clasificar los componentes de los residuos sólidos en los siguientes tres grandes grupos que, a su vez, encierran once subgrupos.

- Materiales inertes: Metales, vidrio, restos de reparaciones domiciliarias, tierras y cenizas.
- Material fermentable: Materias orgánicas.
- Material combustible: Papel, carbón, plásticos, maderas, trapos, gomas, cueros y varios.

Naturalmente que esta clasificación no tiene un valor excluyente, de tal manera que algunos de los materiales señalados como combustibles, vg. el papel, también es fermentable.

Pero lo más interesante desde el punto de vista energético es que *todo el material considerado como fermentable es a su vez combustible*, siendo su poder calorífico en fresco una variable muy dependiente de la humedad que contiene, pero que una vez seco puede asimilarse a un lignito pobre.

Entonces una sustancia mixta de los grupos considerados como fermentable y combustible puede tener interés en ser considerada como fuente complementaria de energía, si es incinerada de forma conveniente.

RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS EN GRAN CANARIA

Por encargo del Instituto Geológico y Minero de España, la Empresa Nacional ADARO de Investigaciones Mineras, S. A., está realizando un estudio sobre la gestión de los residuos sólidos urbanos en la isla de Gran Canaria.

Esto nos permite estar hoy en la posesión de datos más completos que se tienen sobre el particular y de los cuales vamos a sacar, prescindiendo de cualquier otro aspecto de gestión de residuos, los que se pueden relacionar con la producción de energía.

Acompañamos un cuadro resumen en el que se han considerado todos los municipios de la isla, excepto Firgas, Teror, Santa Brígida, Telde y Arucas que vierten en Las Palmas y, por tanto, su producción se ha unido a la de esta última capital.

En dicho cuadro vienen representados los municipios por sus aspectos de extensión superficial, población y densidad de la misma, representatividad en tanto por ciento en cuanto a superficie y población de la isla y peso de los residuos generados en los mismos.

De acuerdo con este cuadro en el que la cantidad de residuos se ha expresado en sus estimaciones máxima y mínima, ya que ha habido que compaginar diversos factores que dan una variación estacional de generación, se obtienen unas cifras de producción que están entre 286,83 y 210,03 Tm/día.

CUADRO RESUMEN

	SUPERFICIE	POBLACION	DENSIDAD	PESO	% SUPERFICIE TOTAL	% POBLACION
Agaete	45,80	4.730	102	1,8-2,3	2,08	0,85
Aguimes	76,50	12.867	168	5-6,4	4,99	2,32
Artedora	49,40	1.337	27	0,5-0,6	3,22	0,24
Galdor	67,60	18.764	277	7,5-9,3	4,41	3,38
Ingenio	37,32	16.864	451	6,7-8,4	2,43	3,04
Mogan	164,80	5.364	32	2-2,6	10,70	0,96
Moya	36,28	8.421	232	3,3-4,2	2,37	1,51
Palmas, Las	98,86	305.807	3.093	152-214	6,45	55,1
San Bartolomé de Tirajana	334,70	15.161	45	6-7,5	21,84	2,73
San Nicolás de Tolentino	139	8.435	60	3,3-4,2	9,07	1,52
Santa Lucía	54,75	21.400	390	8,5-10,7	3,57	3,85
Santa María de Guía de Gran Canaria.	37,32	12.614	334	5-6,3	2,43	2,27
Tejeda	99,43	2.703	27	1,13	6,48	0,48
Valseguillo	32,74	6.290	192	2,5-3,1	2,13	1,13
Valleseco	19,74	4.805	243	1,9-2,4	1,18	0,86
Vega de San Mateo.	34,88	7.478	214	2,9-3,7	2,27	1,34
	1.532,5'	453.040		210,03-286,83	86,62	81,69

Sin embargo, hay que considerar que distintos parámetros técnicos y económicos hacen que no se pueda pensar en que todo este tonelaje es utilizable. Creemos más realista el dar como válidas las cifras de 190 Tm/día como mínimo y 260 Tm/día como máximo y servirnos de una cifra de 230 Tm/día como hipótesis de trabajo.

ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LOS RESIDUOS

Acompañamos copia de un boletín de los que usualmente se rellenan para hacer estos análisis, en el que vienen los valores medios de composición de los residuos para el total de la isla.

Hay que señalar que estos valores medios son válidos como herramienta de trabajo en la práctica ya que las variaciones estacionales, que influyen en gran manera en la *cantidad generada* de residuos, lo hacen en mucha menor proporción en cuanto a su composición por sustancias y se puede afirmar que la fracción considerada como «inerte» no sufre variación en la media del año.

Del boletín se destaca la escasa proporción (16,1%) de inertes que contienen los residuos y el hecho de que solamente el 1,9% se consideran como finos, pudiéndose, por tanto, separar con facilidad la fracción «inerte» de las «fermentables» y «combustibles», que hemos considerado con valor energético y que asciende al 83,9% del total de los residuos.

Por tanto, consideramos como combustibles 193 Tm/día procedentes de los residuos.

COMPOSICION DE RESIDUOS DOMICILIARIOS
Valores medios de composición de los Residuos Sólidos Urbanos generados en la isla de Gran Canaria

Componentes		PESO EN KG.				PORCENTAJE			
		25	25-5	5	Total	25	25-5	5	Total
MATERIAL INERTE	1. Metales	—	—	—	—	2,7	—	—	2,7
	2. Vidrio	—	—	—	—	9,4	—	—	9,4
	3. Restos rep. domiciliarios.	—	—	—	—	2,1	—	—	2,1
	4. Tierras y cenizas	—	—	—	—	—	—	1,9	1,9
MATERIAL FERMENTABLE	5. Materias orgánicas	—	—	—	—	31,8	14,2	—	46,0
MATERIAL COMBUSTIBLE	6. Papel	—	—	—	—	14,5	—	—	14,5
	7. Cartón	—	—	—	—	8,8	—	—	8,8
	8. Plásticos	—	—	—	—	7,3	—	—	7,3
	9. Madera	—	—	—	—	3,5	—	—	3,5
	10. Gomas, cueros y varios.	—	—	—	—	1,9	—	—	1,9
	11. Trapos	—	—	—	—	1,9	—	—	1,9
TOTAL		—	—	—	—	83,9	14,2	1,9	100,0

} Tamaño grueso: 83,9 %.
 % } Tamaño mediano: 14,2.
 } Tamaño pequeño: 1,9.

Densidad: 0,222 gr/cm³

Humedad: 56,1 %

Peso específico sin comprimir: 222 kg/m³

PODER CALORIFICO INFERIOR DE LOS RESIDUOS

Estudiando en nuestros laboratorios las correspondientes muestras de los residuos con bomba calorimétrica sobre muestra seca, hemos obtenido unos P.C.I. que variaban entre 3.102 y 4.428 Kcal/Kg. siendo la media representativa de 3.965 Kcal/Kg, poder calorífico que si bien

queda alejado de las cifras de los combustibles usuales, es perfectamente comparable a la de un lignito, o una turba si tenemos en cuenta su grado de humedad o, en definitiva a una tercera parte de su peso en fuel.

UTILIZACION INDUSTRIAL DE LA INCINERACION DE RESIDUOS

Esquemáticamente la incineración de residuos suele utilizar el calor produciendo vapor principalmente para los siguientes usos:

- Calefacción. Muy utilizado en Europa y Estados Unidos pero que creemos de escasa aplicación en esta isla de la que venimos tratando.
- Producción de energía eléctrica: Ampliamente utilizado también en España se cuenta con un ejemplo en San Adrián del Besós, en Barcelona, que trabaja con residuos completamente comparables en cuanto a su composición con los aquí estudiados y que tiene una producción prevista, para 3 hornos de capacidad de tratamiento de 360 Tm/24 horas y 7.500 horas de utilización por año, de 120 Mwh/a netos. Hay que hacer notar que aquí se atribuye a la materia combustible utilizada un P.C.I. de solamente 1.800 Kcal/Kg, ya que se tiene en cuenta el grado de humedad con que entrarían los residuos al horno, sin ningún dispositivo de secado previo.
- Desalación del agua del mar. Este es un problema a estudiar, en el que los residuos jugarían únicamente un papel complementario del combustible convencional utilizado, con el que deberían ser mezclados. Sin embargo, la importancia que hay que destacar, es el *ahorro energético* que produciría dicha sustitución. En Rotterdam viene funcionando con éxito una instalación de desalación de agua de mar incinerando residuos.
- Citaremos de paso que actualmente se viene experimentado con éxito en todo el mundo, en fase piloto o semiindustrial la gasificación de los residuos o su pirolización para obtener combustibles líquidos o gaseosos. Sin embargo, estas técnicas deben dejarse únicamente apuntadas para esperar su realización práctica en un futuro.

CONCLUSION

De todo lo expuesto se deduce que en la isla existe actualmente un combustible de poder calorífico similar al de los combustibles fósiles pobres, lignitos o turbas, en cantidades apreciables, de producción garantizada y tendiente a aumentar, lo que quiere decir, inagotable en el tiempo y progresivamente creciente, cuyo aprovechamiento energético como sustitutivo de los combustibles convencionales debe tenerse en consideración y que además este aprovechamiento contribuiría a resolver en gran parte un problema ecológico que a medio plazo revestirá caracteres de gravedad en una zona muy vulnerable a sus condiciones medioambientales por su carácter turístico.

Estructura del consumo de la energía en el archipiélago canario

JOSE LUIS ARAMBURU MAQUA
JOSE IGNACIO GAFO FERNANDEZ
JOSE MARIA MARIN QUEMADA

1. INTRODUCCION

El 21 de junio de 1927, siendo presidente del consejo el general Primo de Rivera, el por entonces ministro de Hacienda, don José Calvo Sotelo, remitió al Rey, para su aprobación, un decreto-ley sobre el establecimiento de un monopolio de estado en la manipulación, almacenaje, distribución y venta de combustibles minerales líquidos y derivados. El real decreto (*), aprobado y ratificado una semana después, comenzaba fijando la jurisdicción del Monopolio sobre el Territorio Peninsular e Islas Baleares, no incluyendo, por tanto, en su ámbito geográfico al Archipiélago Canario, si bien en su artículo 1.º el Gobierno se reserva la posibilidad de extenderlo a la totalidad del territorio nacional.

Es bien sabido que esta opción no se ha ejercitado en ningún momento y que incluso la Ley de Reorganización del Monopolio (**) concreta la jurisdicción del mismo a las cuarenta y siete provincias de la Península e Islas Baleares.

Una de las ventajas indiscutibles de la no inclusión de Canarias en el estrecho y rígido cauce del monopolio, ha sido la flexibilidad de que han gozado las provincias de Las Palmas y Tenerife al momento de configurar la estructura de su consumo de energía primaria, que por imposiciones físicas y tecnológicas hasta hoy se ha visto limitada a la de origen fósil, lo que es tanto como afirmar que de haber existido monopolio, la totalidad de las fuentes energéticas de las islas, directa o indirectamente, habrían sufrido el peso de su reglamentación.

Es también igualmente conocido que la disponibilidad de energía es condición indispensable para el crecimiento económico y que, por tanto, la dependencia exclusiva de una sola fuente, puede llegar a suponer un freno para el progreso de cualquier zona.

Respecto a las condiciones económicas de Canarias, conviene recordar que Las Palmas y Tenerife ocupan los puestos 16 y 18 entre todas las provincias españolas, según su producción neta total, y los lugares 26 y 36 en una ordenación realizada en base a la renta familiar disponible por persona, magnitud en la que se alcanzaron según las últimas cifras disponibles referidas a 1973, unos niveles absolutos de 78.407 pesetas y de 73.251 pesetas respectivamente (***).

(*) De 28 de junio de 1927, n.º 1142.

(**) De 17 de julio de 1947.

(***) Renta Nacional de España y su distribución provincial, Banco de Bilbao.

En lo que al consumo de energía primaria se refiere y, con objeto de centrar los niveles de consumo canarios en el contexto nacional, cabe indicar que durante el pasado año, la demanda efectiva por habitante en el archipiélago, fue de 2,034 Tec, en tanto la media nacional se situó en torno al 2,525, lo que refleja unos niveles de consumo inferiores para las islas que, por otra parte, y como se indicará más adelante, poseen una estructura de consumo muy diferente de la media del país.

Al análisis de todas estas cuestiones, y especialmente a la relación entre el crecimiento económico y el consumo de energía primaria, así como al estudio pormenorizado de la trayectoria de la demanda sectorial isla a isla está dedicada esta comunicación.

2. CRECIMIENTO ECONOMICO Y CONSUMO DE ENERGIA

Todo proceso de crecimiento exige un consumo de energía.

La magnitud de dicho crecimiento depende tanto de los factores económicos —coste y disponibilidad— de la propia energía, cuanto de los condicionantes sociopolíticos y las peculiaridades geográficas, étnicas y culturales de la región estudiada.

Para la región canaria, la integración del modelo de crecimiento con el consumo de energía primaria, muestra una serie de peculiaridades que serán estudiadas en los cuadros y gráficos siguientes, tomando como base de comparación la media nacional de España.

En el cuadro número 1 pueden observarse los datos de partida que han servido de base para este intento de explicación de la historia del consumo energético. Es de destacar en este cuadro, que los valores de la Renta Regional se han obtenido de los estudios publicados por el Banco de Bilbao; estimando los años no reflejados en ellos, utilizando la correlación renta-consumo de electricidad, dato este último que sí podía ser conocido con exactitud.

En el gráfico número 1, se observa la relación entre renta regional y consumo de energía. Esta relación funcional presenta una forma atípica en este tipo de análisis, ya que la propensión marginal al consumo de energía suele aumentar al hacerlo la renta, o en un caso más extremo mantenerse constante (caso del valor medio para el país). El nivel adoptado para la región canaria en el intervalo 70 - 75 fue de 0,016, mientras que el correspondiente a la media nacional en el período 63-75 fue de 0,053.

Para eliminar el posible efecto distorsionador del suministro a la flota, se ha suprimido éste en el consumo de energía. Los resultados obtenidos anulan el posible efecto distorsionador de los citados suministros; ya que la propensión marginal al consumo se sitúa en 0,026, cifra muy alejada aún de la media nacional.

Esta propensión marginal decreciente indica un uso más racional de la energía combinado con un desarrollo de la actividad productiva —en su más amplio sentido de la palabra— con muy bajo consumo energético adicional. En la parte tercera de esta comunicación —análisis sectorial de consumos— podrá profundizarse en las causas de este comportamiento.

En el gráfico número 2 se analiza la relación definida por la energía necesaria para generar una unidad de renta, comparando Canarias con la media nacional. El análisis del mismo refleja la gran diferencia entre el modelo de crecimiento canario y el global del país. La citada relación para Canarias sufre a partir de 1968 una progresiva disminución que la sitúa en 1974 a niveles de la media nacional. Esta disminución habla muy en favor de la adaptación de la economía canaria a los nuevos esquemas de crecimiento, basados en energía escasa y cara.

Descendiendo al análisis del «consumo per cápita», en el gráfico número 3 se observa el paralelismo entre los consumos de Canarias y la media nacional hasta 1971, año en el que la media citada se despegaba notablemente sobre el consumo canario.

Dentro de este análisis «per capita» cabe también mencionar, por la actualidad del tema, el consumo unitario de gasolina. En el gráfico número 4 se representa la evolución del consumo unitario por vehículo en Canarias y su comparación con la media nacional. La citada evolución muestra un mayor consumo unitario en el archipiélago, mayor consumo que se reduce notablemente en 1974, quedando situado en un 16 por 100 sobre la media nacional.

Resumiendo brevemente las ideas expresadas en este punto, podríamos exponer:

1. Desde 1970 Canarias ha reducido drásticamente su consumo adicional de energía.

2. La relación energía/renta se ha situado en 1974 en valores plenamente coincidentes con la media nacional.
3. El consumo de energía por habitante, se sitúa por debajo de la media nacional.
4. Las causas de estos cambios estructurales en la relación energía-renta, vendrán explicados en el punto tercero de esta comunicación —análisis sectorial del consumo— aunque la causa principal parece estar en una «terciarización» de la actividad productiva global.

CUADRO 1

Años	(1) Renta regional MMPTS 1964	(2) Consumo energía primaria (10 ³ TEC)	(3) Población (10 ³ hab.)	RATIOS	
				Consumo energía/ renta	Consumo energía por hab. (Tec/hab.)
65	24.359,0	1.299,6	1.044,2	53,350	1,245
66	26.378,3	1.462,4	1.066,8	55,441	1,371
67	27.745,7	1.679,4	1.089,6	60,529	1,541
68	30.752,7	1.969,3	1.112,4	64,036	1,770
69	34.469,1	2.079,8	1.135,5	60,338	1,832
70	38.725,4	2.298,6	1.158,6	59,355	1,984
71	42.686,9	2.394,1	1.181,9	56,085	2,026
72	48.557,2	2.417,8	1.205,2	49,772	2,006
73	55.051,6	2.570,9	1.228,6	46,700	2,093
74	58.101,6	2.600,1	1.252,1	44,750	2,077
75	59.089,3	2.595,2	1.275,6	43,920	2,034

Fuentes:

- (1) Banco de Bilbao y estimación propia en base al consumo de electricidad y al incremento de la Renta Nacional de España.
- (2) Estimación propia.
- (3) I.N.E.

3. CONSUMO POR DESTINOS E ISLAS

En el anexo de este comunicado se han incluido las matrices de consumo por sectores e islas desde 1971 a 1975, aportación estadística que consideramos de utilidad para el desarrollo de futuros estudios sobre el archipiélago.

Analizando globalmente las cifras de consumo indicadas en estos cuadros puede comprobarse la evolución ascendente de éste, evolución que viene marcada por ligeras puntas ocasionadas por los suministros a buques, sector de consumo que por sus condicionantes, muchas veces ajenos al archipiélago, no ofrece una serie histórica coherente. Estas cifras globales son las siguientes (en toneladas métricas):

	Consumo archipiélago	Suministro a buques y aviones nacionales	Total consumo interior
1971	862.114	733.956	1.596.070
1972	913.503	698.352	1.611.855
1973	1.019.029	694.916	1.713.945
1974	1.046.647	686.736	1.733.383
1975	1.084.813	645.313	1.730.126

Se comprueba que mientras el consumo del archipiélago incrementa sus cifras de año en año con porcentajes que van desde un 3 a un 11 por 100, los suministros a buques y aviones nacionales, y más concretamente, a los primeros, mantienen una serie mucho más irregular y con tendencia a la baja hasta 1975.

Comparando la composición porcentual del barril de productos energéticos con el distribuido por el monopolio en la península durante 1975 se obtienen las siguientes cifras:

	<u>Canarias</u>	<u>Monopolio</u>
Gasolinas	10,8	13,8
KNOS corriente	—	0,4
JET A-1	9,6	21,8
Gas-oil	37,3	21,8
Fuel-oil	42,3	61,1

cifras que son básicamente distintas entre sí y a las que vamos a tratar de buscar explicación.

- a) La diferencia de porcentaje de participación del JET A-1, combustible de aviación, viene marcada fundamentalmente por ser Canarias una potencia turística dentro del contexto de España y por ser el avión la principal forma de llegar al archipiélago. Esta participación del JET va a influir de forma importante en el resto de los productos, principalmente en las gasolinas.
- b) Aunque los porcentajes de participación de gas-oil y fuel-oil sean muy diferentes a los del monopolio, agregando sus cifras puede comprobarse que la separación se acorta rápidamente (79,6/82,9). La explicación de este hecho radica en la importancia de la flota pesquera nacional que tiene a las Islas Canarias como base de operaciones; esta flota que consume principalmente gas-oil, distorsiona el porcentaje de consumo de este producto en comparación con el del fuel-oil.
- c) Parece un contrasentido con el punto segundo de esta comunicación la participación de la gasolina en el barril porcentual ya que mientras que aquí decimos que es menor en Canarias, en el citado punto indicábamos que el consumo por vehículo era menor en la península. Esto, como ya se ha demostrado en los puntos anteriores, es debido a la gran importancia del JET que distorsiona el porcentaje de participación de la gasolina.

Como conclusiones de este análisis estadístico global puede destacarse el crecimiento continuo del consumo de productos petrolíferos, aunque en menor medida que la media nacional para el período considerado, y la composición del barril de demanda, que por su ligereza (mayor proporción de productos ligeros), crea serias incompatibilidades con la composición de productos de cualquier crudo petrolífero. Profundizando un poco más en el estudio de los cuadros del anexo aparece la necesidad de introducir algún otro elemento de análisis que permita hacer homogéneas las cifras de consumo de las distintas islas del archipiélago. Se ha pensado como elemento más simple el número de habitantes por provincia ofrece la posibilidad, como primera medida, de calcular las toneladas/habitante de consumo desde 1971 a 1975.

CONSUMO PRODUCTOS PETROLIFEROS (Tm/habitante)

	<u>Provincia Tenerife</u>	<u>Provincia Las Palmas</u>	<u>Total Islas Canarias</u>
1971	1,43	1,27	1,35
1972	1,36	1,31	1,34
1973	1,38	1,41	1,39
1974	1,34	1,43	1,38
1975	1,27	1,44	1,36

En el cuadro anterior se puede comprobar que mientras la media del archipiélago es prácticamente constante y algo superior a la media nacional (1,01) —debido a existir en la península otras fuentes de energía— la tendencia es al alza en Las Palmas y a la baja en la provincia de Tenerife.

Calculando este ratio producto a producto, puede observarse que donde realmente se separan las cifras con respecto a la media nacional es en el consumo de gasolinas ya que mientras en el archipiélago el consumo fue de 189,9 litros por habitante en 1975, la media nacional en la misma fecha fue de 170,4 litros.

4. CONCLUSIONES

Aunque a lo largo de los apartados segundo y tercero de esta comunicación ya se han determinado unas conclusiones particulares, trataremos en este capítulo de englobarlas y generalizarlas al máximo para poder extraer consecuencias del consumo histórico y su tendencia hacia el futuro.

Como conclusiones básicas se han entresacado las tres siguientes:

1. Disminución radical del consumo unitario de energía por unidad de renta, hasta situarse a niveles de la media nacional.
Pensamos que las causas fundamentales de esta disminución, se hallan en la estabilización o regresión de los consumos de gases licuados y gas-oil y fuel-oil en sus aplicaciones industrial y buques nacionales, confirmándose la teoría de una creciente concentración de la actividad productiva en el sector servicios.
2. En contraposición con los sectores anteriores hay que destacar como más dinámicos y que contrarrestan los efectos negativos: las gasolinas auto, el suministro a la aviación, los consumos de pesqueros y el fuel-oil en térmicas y potabilizadoras, siendo estas dos últimas aplicaciones las que se prevé sufrirán en el futuro crecimientos más importantes.
3. Analizadas las cifras de consumo y el núcleo de habitantes por isla, se puede comprobar como en las dos islas mayores del archipiélago el consumo por habitante es sensiblemente superior al del resto de las islas, aunque en los últimos años esta diferencia tiende a reducirse.

La adopción de un conjunto de medidas destinadas a planificar el desarrollo económico equilibrado del archipiélago canario, deberá contemplar la problemática de la progresiva concentración humana e industrial con la disponibilidad tanto de recursos naturales como de fuentes energéticas.

GRAFICO N° 1

RELACION ENTRE RENTA REGIONAL Y CONSUMO INTERIOR DE ENERGIA PRIMARIA

• CONSUMO TOTAL DE ENERGIA PRIMARIA

○ EXCLUIDO SUMINISTRO A BUQUES

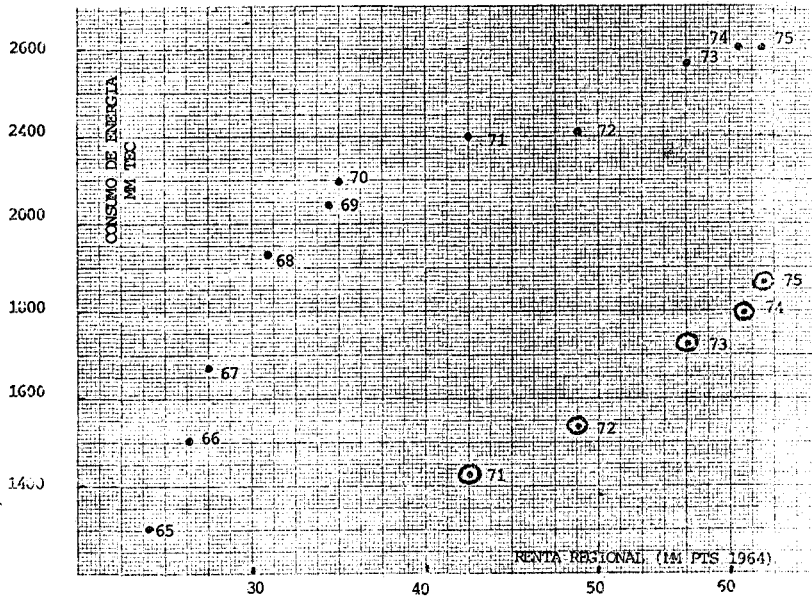


GRAFICO N° 2

CONSUMO INTERIOR ENERGIA/RENTA

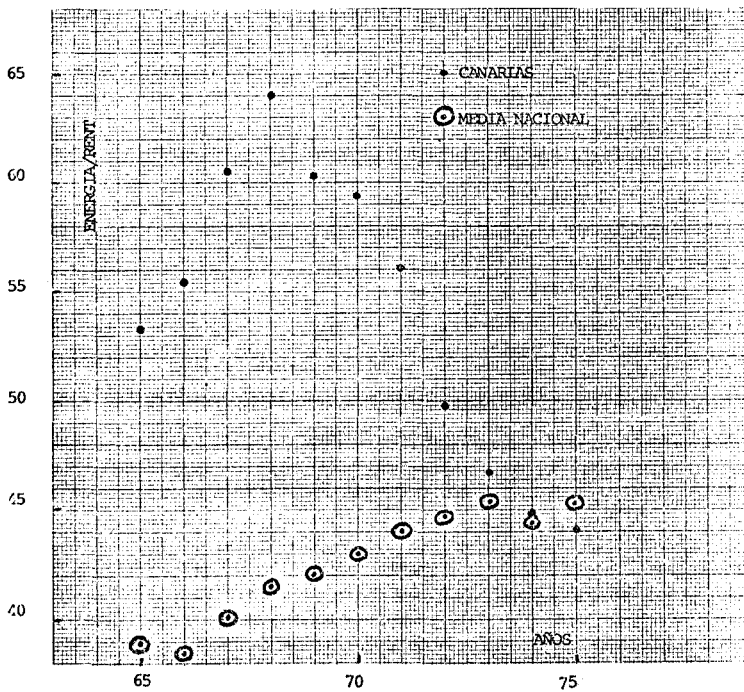


GRAFICO N° 3

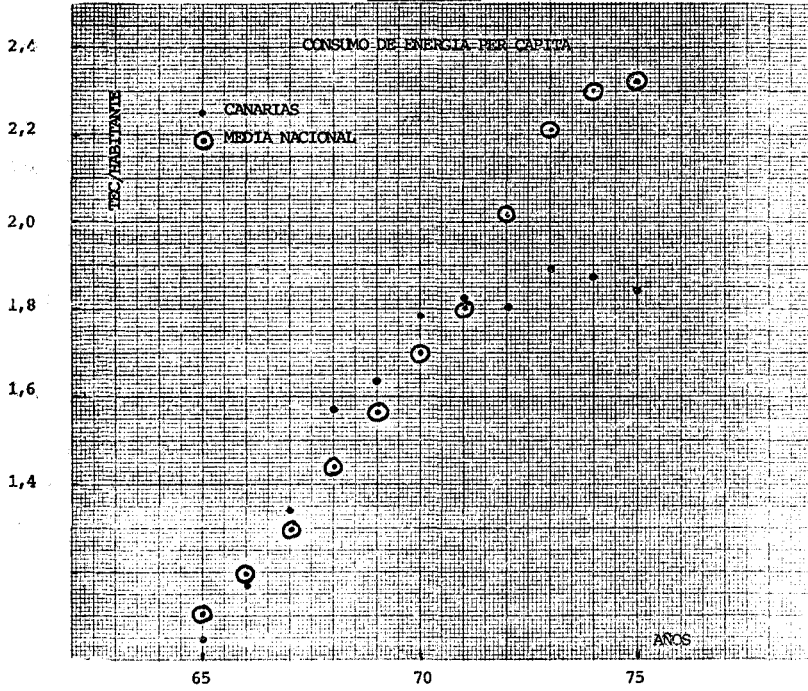
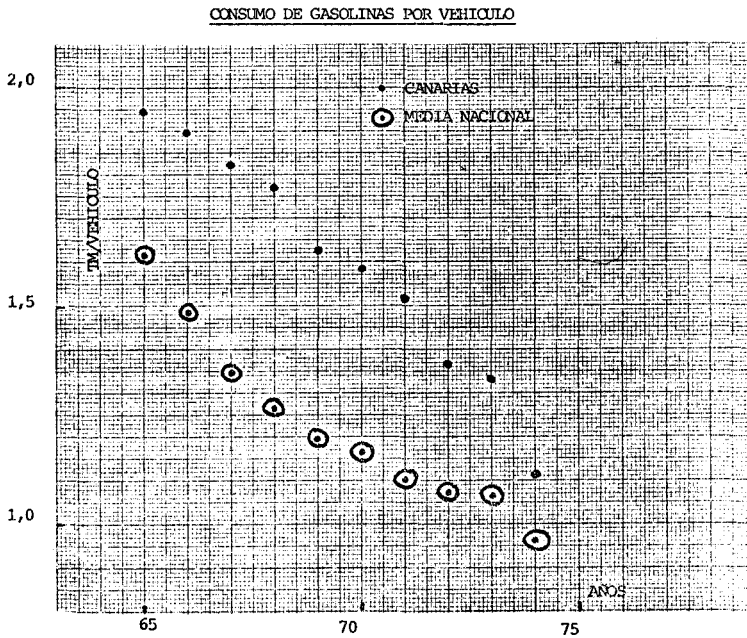


GRAFICO N° 4



ESTRUCTURA DE MERCADO CANARIO 1971

Producto/Sector consumidor	Tenerife	La Palma	Gomera	Hierro	G. Canaria	Fuertevent.	Lanzarote	Total Canarias
Propano	3.040	—	—	—	—	—	—	3.040
Butano	25.479	—	733	—	22.451	—	1.329	7.992
Gasolina súper	57.375	3.813	1.566	187	61.000	1.298	2.895	28.134
Gasolina normal	7.485	1.021	222	3	5.736	272	45	14.784
Keros. corriente	1.881	74	—	13	19	14	222	2.223
Jet A-1 (nacional) Gas-Oil	24.962(*)	12(*)	—	—	61.732(*)	940(*)	896(*)	88.542
Gas-oil								
Industrial	83.356	9.456	2.188	632	138.612	4.091	8.826	247.161
Pesca	4.300	—	—	—	72.733	65	11.763	88.861
Cabotaje	2.611	—	—	—	5.045	—	1.092	8.748
Buques (nacional)	100.115	—	—	—	66.122	—	—	166.237
TOTAL GAS OIL	190.382	9.456	2.188	632	282.512	4.156	21.681	511.007
Diésel oil								
Industrial	462	—	—	—	394	—	—	856
Eléctrico	—	5.798	—	—	—	—	—	5.798
Buques (nacional)	83.776	—	—	—	8.583	—	—	92.359
TOTAL DIESEL OIL	84.238	5.798	—	—	8.977	—	—	99.013
Fuel oil								
Industrial	23.569	—	—	—	86.738	—	1.870	112.177
Eléctrico	71.753	—	—	—	56.214	—	—	127.967
Potabilizadoras	—	—	—	—	46.397	3.593	10.159	60.149
Cemento	1.518	—	—	—	851	—	—	2.369
Pesca	837	—	—	—	6.601	—	42	7.480
Cabotaje	1.040	—	—	—	1.249	—	86	2.375
Buques (nacional)	331.547	—	—	—	55.271	—	—	386.818
TOTAL FUEL OIL	430.264	—	—	—	253.321	3.593	12.157	699.335
TOTAL POR ISLA	825.106	20.174	4.709	835	695.748	10.273	39.225	1.596.070

Fuente: Elaboración propia.
(*) Cifras estimadas por carecer de información isla a isla.

CUADRO 1972

Producto/Sector consumidor	Tenerife	La Palma	Gomera	Hierro	G. Canaria	Fuertevent.	Lanzarote	Total Canarias
Propano	3.568	—	—	—	331	—	—	3.899
Butano	26.311	477	944	—	21.198	—	1.790	50.720
Gasolina súper	65.292	4.886	514	265	66.285	1.217	4.158	142.617
Gasolina normal	7.003	1.005	11	4	5.623	308	59	14.013
Keros. corriente	1.412	29	—	18	19	—	197	1.675
Jet A-1 (nacional)	30.261(*)	14(*)	—	—	75.726(*)	1.153(*)	1.099(*)	108.613
Gas oil								
Industrial	90.238	8.964	2.824	1.006	141.964	4.343	10.810	260.149
Pesca	4.821	—	—	—	74.179	158	10.285	89.443
Cabotaje	3.224	—	—	—	5.421	13	836	9.494
Buques (nacional)	103.209	—	—	—	65.788	—	—	168.997
TOTAL GAS OIL	201.492	8.964	2.824	1.006	287.352	4.514	21.931	528.083
Diésel oil								
Industrial	266	—	—	—	660	—	—	926
Eléctrico	—	7.238	—	—	—	—	—	7.238
Buques (nacional)	76.239	—	—	—	4.186	—	—	80.425
TOTAL DIESEL OIL	76.505	7.238	—	—	4.846	—	—	88.589
Fuel oil								
Industrial	9.771	2	2	—	108.689	—	1.980	120.444
Eléctrico	81.492	—	—	—	43.577	—	—	125.069
Potabilizadoras	—	—	—	—	67.138	2.945	12.917	83.000
Cemento	1.195	—	—	—	721	—	—	1.916
Pesca	211	—	—	—	847	—	319	1.377
Cabotaje	748	—	—	—	646	—	129	1.523
Buques (nacional)	288.835	—	—	—	51.482	—	—	340.317
TOTAL FUEL OIL	382.252	2	2	—	273.100	2.945	15.345	673.646
TOTAL POR ISLA	794.456	22.615	4.295	1.293	734.480	10.137	44.579	1.611.855

Fuente: Elaboración propia.
(*) Cifras estimadas por carecer de información isla a isla.

ESTRUCTURA DE MERCADO CANARIO 1973

Producto/Sector consumidor	Tenerife	La Palma	Gomera	Hierro	G. Canaria	Fuerteven.	Lanzarote	Total Canarias
Propano	3.546	—	—	—	1.152	—	—	4.698
Butano	24.734	2.139	424	—	23.451	—	1.392	52.140
Gasolina súper	75.728	5.102	963	385	80.425	1.717	5.796	170.116
Gasolina normal	7.657	1.259	138	35	5.813	396	63	15.361
Keros. corriente	1.363	62	25	18	17	3	174	1.662
Jet A-1 (nacional)	35.765	17	—	—	88.450	1.347	1.284	126.863
Gas oil								
Industrial	116.603	5.778	4.084	1.212	181.253	7.378	12.169	328.477
Pesca	5.056	—	—	—	77.031	189	9.891	92.167
Cabotaje	2.978	—	—	—	5.714	36	544	9.272
Buques (nacional)	111.282	—	—	—	62.523	—	—	173.805
TOTAL GAS OIL	235.919	5.778	4.084	1.212	326.521	7.603	22.604	603.721
Diésel oil								
Industrial	287	—	—	—	544	—	—	831
Eléctrico	—	6.791	—	—	—	—	—	6.791
Buques (nacional)	65.905	—	—	—	13.860	—	—	79.765
TOTAL DIESEL OIL	66.192	6.791	—	—	14.404	—	—	87.387
Fuel oil								
Industrial	13.758	3.516	2	—	70.214	271	2.123	89.884
Eléctrico	83.673	—	—	—	83.549	—	3.226	170.448
Potabilizadoras	—	—	—	—	55.412	3.375	13.260	72.047
Cemento	1.044	—	—	—	619	—	—	1.663
Pesca	333	—	—	—	699	—	621	1.653
Cabotaje	743	—	—	—	736	—	340	1.819
Buques (nacional)	268.889	—	—	—	45.594	—	—	314.483
TOTAL FUEL OIL	368.440	3.516	2	—	256.823	3.646	19.570	651.957
TOTAL POR ISLA	819.344	24.664	6.636	1.650	797.056	14.712	50.883	1.713.945

ESTRUCTURA DE MERCADO CANARIO 1974

Producto/Sector consumidor	Tenerife	La Palma	Gomera	Hierro	G. Canaria	Fuerteven.	Lanzarote	Total Canarias
Propano	3.897	—	—	—	1.361	—	—	5.258
Butano	24.736	2.028	579	—	22.392	—	2.012	51.747
Gasolina súper	68.529	5.066	461	282	73.329	1.666	4.814	154.147
Gasolina normal	9.223	1.271	6	54	7.113	530	133	18.330
Keros. corriente	1.166	28	1	9	18	—	67	1.289
Jet A-1 (nacional)	43.240	8	—	—	100.037	1.598	4.581	149.464
Gas oil								
Industrial	111.730	8.829	2.791	1.403	146.625	7.336	12.784	291.498
Pesca	6.145	55	344	51	101.373	263	7.451	115.682
Cabotaje	2.058	—	227	15	4.757	—	1.618	8.675
Buques (nacional)	117.438	—	—	—	60.116	—	—	177.554
TOTAL GAS OIL	273.371	8.884	3.362	1.469	312.871	7.599	21.853	593.409
Diésel oil								
Industrial	521	—	—	—	3.157	—	—	3.678
Eléctrico	—	7.889	—	—	—	—	—	7.889
Buques (nacional)	52.599	—	—	—	12.513	—	—	65.112
TOTAL DIESEL OIL	53.120	7.889	—	—	15.670	—	—	76.679
Fuel oil								
Industrial	14.840	—	—	—	74.716	—	3.748	93.304
Eléctrico	99.098	—	—	—	95.207	—	9.072	203.377
Potabilizadoras	—	—	—	—	64.351	4.384	14.013	82.748
Cemento	1.347	—	—	—	5.491	—	—	6.838
Pesca	119	—	—	—	183	—	600	902
Cabotaje	305	—	—	—	968	—	12	1.285
Buques (nacional)	250.561	—	—	—	44.055	—	—	294.606
TOTAL FUEL OIL	366.270	—	—	—	284.961	4.384	27.445	683.060
TOTAL POR ISLA	807.552	25.174	4.409	1.814	817.752	15.777	60.905	1.733.383

ESTRUCTURA DE MERCADO CANARIO 1975

Producto/Sector consumidor	Tenerife	La Palma	Gomera	Hierro	G. Canaria	Fuerteven.	Lanzarote	Total Canarias
Propano	4.362	—	—	—	1.732	—	—	6.094
Butano	24.222	2.430	445	—	21.071	514	1.767	50.449
Gasolina súper	73.057	5.556	664	453	80.060	1.940	5.346	167.076
Gasolina normal	7.157	1.136	45	32	5.725	416	129	14.640
Keros. corriente	915	36	14	7	—	—	—	972
Jet A-1 (nacional)	44.265	11	—	—	108.444	1.727	6.262	160.709
Gas oil								
Industrial	106.428	9.651	3.932	2.240	137.364	8.402	15.801	283.818
Pesca	5.232	280	420	55	98.035	325	6.171	110.518
Cabotaje	1.858	—	981	—	4.318	—	1.901	9.058
Buques (nacional)	108.462	—	—	—	54.979	—	—	163.441
TOTAL GAS OIL	221.980	9.931	5.333	2.295	294.696	8.727	23.873	566.835
Diésel oil								
Industrial	358	—	—	—	457	843	—	1.658
Eléctrico	—	10.248	—	—	—	—	—	10.248
Buques (nacional)	49.121	—	—	—	10.961	—	—	60.082
TOTAL DIESEL OIL	49.479	10.248	—	—	11.418	843	—	71.988
Fuel oil								
Industrial	13.487	—	—	—	71.412	586	3.199	88.684
Eléctrico	108.650	—	—	—	116.821	—	11.225	236.696
Potabilizadoras	—	—	—	—	77.435	5.110	14.509	97.054
Cemento	1.129	—	—	—	4.842	—	—	5.971
Pesca	16	—	—	—	144	—	110	270
Cabotaje	460	—	—	—	731	14	202	1.407
Buques (nacional)	220.100	—	—	—	40.981	—	—	261.081
TOTAL FUEL OIL	343.842	—	—	—	312.366	5.710	29.245	691.163
TOTAL POR ISLA	769.279	29.348	6.501	2.787	835.512	19.877	66.822	1.730.126

Fuente: Elaboración propia.

Energy: Are There Real alternatives to Fossil Fuels and Nuclear Sources?

GEORGE C. SZEGO

From the dawn of recorded history some five thousand years ago, until now, we estimate that man has used on this planet about 14 Q of energy, most of it in the past 150 years. In the next 25 years man will use up another 14 Q of energy. A Q is a very large unit of energy: a billion BTU; one BTU being the amount of thermal energy required to increase the temperature of a pound of water 1° F. About 4 BTU is a large Calorie.

In the developed countries energy is perhaps the most fundamental raw material of all and the most essential. Imagine the conditions in the United States, were we all suddenly to revert back to being nomadic hunters and fishermen seeking out a subsistence living from our own labors, skill and cunning. We would be tending sheep, shearing wool, degreasing, carding and spinning it into thread, weaving it into cloth, dyeing that cloth, and cutting and sewing our own clothes. Likewise we would look to the same sources of our food. It is doubtful that many Americans are prepared to subsist on this basis. Our lifestyle is extremely wasteful of energy and is far removed from the question of survival.

If we observe those countries where more than a billion people live in economies with gross national products per capita of under \$500.00 and who use relatively little energy, we see an even greater dependence upon energy than our own. The family in southeast Asia which depends for its livelihood on plowing with a 1 cylinder gasoline driven Roto-tiller can ill spare that gasoline even though it is a relatively small amount. One might say that energy and wellbeing are both paradoxically and closely related. Countries which have high gross national product per capita and live a relatively affluent life are those which also have high use of energy.

The United State, with perhaps 5% of the world's population, uses one-third of the world's energy each year. The rest of the developed world, principally Europe, Australia, Canada and a few other countries, uses another one-third. The remaining one-third is consumed by more than half the world's population. The growth rate of energy use in the affluent nations ranges from nearly 3% to nearly 5% per year. The growth rate, on the other hand, of the bulk of the world population's energy use is over 7%. It is easy to see then, that conservation, though an important element in curbing the waste of precious energy resources, is not the key to basic solutions to our energy dilemma.

It is important to understand that **energy**, which is the capacity for doing work and which appears in both work form and heat form, is only one side of our so-called energy crisis. The other side is a power crisis. **Power** is defined as the rate of doing work; the rate at which energy is consumed. (In other words energy does not have a time function and power does.). Installed power capacity, is capital-intensive. And because capital is in short supply, power is tight. We can expect greater frequencies of power outages in our national electric grid in the future as the rate of growth of electrical power appetite is greater than the rate of growth of installed capacity. This today stands at about 400 thousand megawatts or 400 million kilowatts. It is useful also to remember that heat and work are not equivalent in terms of their convertibility in the direction from heat to work. It takes about three times as many units of heat to make one unit of work. One kilowatt hour of electricity is about 3,413 BTU. But it takes over 10,000 BTU of heat energy to generate 1 KWH of electricity. On the other hand if we burn 1 KWH of electricity in a resistance heater in the home we get 3,413 BTU of heat. This tells us that electricity is a very precious commodity, 3 times as valuable as heat.

Today the world is using energy at the rate of about $1/3 Q$ per year, growing at about 5 or 6% per year. This is a doubling time of approximately 13 years. Thus, if this rate remains constant, energy use in the world will double every 13 years. We will be using twice what we use today in 13 years, in 26 years four times, in 39 years eight times, and so on. However, it is impossible to extrapolate exponential growth rates over too great a time span. This often leads to ludicrous results. Other elements, too, will come into the picture, such as price, availability of energy resources and the influence of the limited capability of the environment to absorb the pollution which inescapably accompanies the conversion of energy.

What energy resources are available to mankind? Of coal there are about 200 Q; of oil and gas each about 12 Q. But because gas is a relatively cheap and convenient source of thermal energy, we are using it faster than our other resources. We estimate the half-life of natural gas in the United States to be about 8 or 10 years. This does not mean that in 8 or 10 years it will all be gone. Only half will be gone, but to a complex industrialized economy this is virtually the same as no gas in terms of the smooth, integrated operation of our complex society.

Of petroleum resources of all kinds we have another 12 Q. Petroleum is the indispensable fuel for all modes of transportation in major use today. It is folly to

use petroleum for heating conditioned space when we have no other alternative readily available for transportation. It is evident that we really must stop using oil for heat. Yet oil is the first fuel we turn to when natural gas supplies are cut off. This seems to be happening all over the United States, even in residential communities.

Our coal reserves are deceptive. There appears to be several hundred years' supply. This is, we feel, an illusion. For there are many drawbacks to coal. The first of these is that no one wants to be a coal miner. But assume that we will find enough coal miners if only we will pay them well enough; they will then endure the uncomfortable, hazardous and unpleasant calling they have undertaken. Next, coal is a dirty fuel. The average coal contains about 3 1/2% sulphur. This means that if we were to burn our 200 Q of coal, we would release about 200 billion tons of sulphur or about 400 billion tons of sulphur dioxide. While sulphur dioxide is an extremely toxic substance (it is the principal lethal ingredient in the killer smogs which annually kill hundreds of people suffering from respiratory problems) nevertheless, for a price, we can scrub sulphur out of the stack gases when we burn coal in large installations. Or perhaps we can solvent-refine the coal, or otherwise treat it, to remove the sulphur. In any event, for a price we can solve the sulphur and sulphur dioxide problem.

The next problem with coal is that underground coal mines and strip mining both are abhorrent to a very large, vocal and powerful sector of our society. But the pollution caused by acid mine-waters and the esthetics and land waste pollution caused by strip mining can be rectified for a price. It costs about \$1500-2000 to recover an acre of strip mined land. If we are willing to spend the money we can probably live with strip mining.

We won't here address the problem of particulate emissions from coal in the form of coal dust or fly ash - these too can be controlled for a price. Nor will we even address the fact that many coal deposits are inextricably allied with heavy inorganic metals such as selenium, mercury and others. These are extremely toxic substances of a very peculiar kind. They accumulate in nature. Arsenic, antimony, mercury, selenium and other heavy inorganic metal are poisons which the human body can tolerate only up to a certain dose level. At that level the accumulation becomes lethal. Coal is notoriously high in mercury and other heavy metal content, but for a price, presumably, we can control this too.

All these additional costs, of course, will make energy from coal extremely expensive.

There is a final hazard with coal however, which does not appear curable. There is a very important pollutant-to-be, today not considered in that category at all: carbon dioxide. As discussed later, a tremendous amount of solar energy enters the earth's environment. The absorption of this is controlled largely by the concentration of water vapor and carbon dioxide in the atmosphere. These molecules permit the absorption of energy from the incoming solar spectrum in amounts in the order of ten-thousand times as large as all the energy man uses in

the same period of time. The rising carbon dioxide content is established by the equilibrium of the output from fossil fuels, the metabolism of life on earth, the absorptive capacity of land plants which photosynthesize about a fourth of the carbon dioxide into oxygen, and the phyto-plankton in the oceans which absorb about 75% of the carbon dioxide in their photosynthesis.

The CO₂ concentration is about 325 parts per million today. In 75 years it will be 650 parts per million, or double. In about 35 years, our calculations indicate that the average temperature of the atmosphere will have risen 1°C as a consequence of this rising concentration. In about 75 years a rise of 3°C will have occurred. It is believed that the increasingly unstable bad weather conditions, tornados, cyclones, hurricanes, persistent recurrent droughts, heavy rainy seasons, all of which play havoc with man's capital improvements and his efforts toward providing a food supply, will become worse and worse. For it is the energy in the atmosphere which creates our weather variations and more energy will mean more bad weather.

In March of 1974 the United States lost a small town in Ohio called Xenia, to a tornado. This town has not yet been rebuilt. If we can't afford to rebuild Xenia how are we going to rebuild twenty times or a hundred times that many per year?

The worst, however, is yet to come. If we persist in increasing the carbon dioxide content in the atmosphere, we begin, in some 75 years, to tamper with the balance of the freezing-melting equilibrium of polar ice-caps, the oceans and their tributaries. This will inevitably lead to a rise in sea level, perhaps as much as 400 feet. Consider that man has built some 80 or 90% of his capital improvements at or below 40 feet above sea level. Imagine New Hork not merely defaulting on its bonds but becoming a latter day Venice with gondolas replacing the taxicabs and dry floors only above the fortieth stories for buildings. These are things intolerable that may result from the continued use of coal, and the reasons why can not be used for more than perhaps another 40 to 60 years. Liquefaction and gasification of coal is likely to make the situation only a good deal worse. For the efficiency of conversion from coal to the final fuel form is low and, therefore, more coal must be consumed through combustion, leading to a greater output of carbon dioxide.

There is no way in which the carbon dioxide can be removed after the combustion of coal, not absolutely prohibitive in terms of cost and use of physical resources. Furthermore, the absorption of carbon dioxide is itself energy intensive in its cheapest form: alkaline scrubbing towers. Alkalies are manufactured from inorganic substances by either electrolysis or calcination, both of which require large quantities of energy. The whole process is equally capital cost prohibitive. There is no way to burn more than perhaps 20% or the coal available to us with impunity in terms of man's balance with nature and his environment.

How about nuclear energy? There are three major ways in which energy can be obtained from nuclear materials. The first of these is the converter reactor. This reactor uses as its fuel material the fissile portions of natural uranium. Natural uranium contains a very small percent of fissile ingredients, U-233 and U-235. The

bulk is U-238, inert as far as interaction with neutrons is concerned. The concentration or enrichment of natural uranium ores into materials which are sufficiently fissile, is a highly energy intensive process. So too is the reprocessing of spent fuel charges which still contain substantial amounts of useful fissile material. Hazardous daughter products must be stored under the most stringent conditions of reliability and safety for many years.

The converter reactor depends upon the availability of uranium. Except for maldistribution, so that some nations have a plentiful supply (Canada and Zaire), the world is inching toward a hundred dollars a pound. Consider also that after 30 years and the promise of electricity «so cheap it wouldn't pay to meter it», only and 6% of electricity in the United States is generated from nuclear sources, and it is not cheap.

A nuclear power plant of substantial magnitude, in the hundreds of megawatts size range (in other words the cheapest), today costs \$600-800 a kilowatt to buy. Of course, the price of the fuel must then be added. It is generally believed that there is not enough uranium to be found to support a converter energy-economy either in this country or world wide. The converter, therefore, is a dying technology.

A second prospect is the liquid metal fast breeder reactor, the LMFBR. This concept creates fuel from inert materials such as Thorium 232 and Uranium 238, which are themselves not fissile, but subjecting them to a flux of fast neutrons. The neutrons penetrate the nucleus of these materials and cause them to be transmuted to Plutonium 239 which is fissile. The breeder makes more fuel than it consumes. However, the doubling time of the fuel charged breeder reactor is currently of the order of 28 years. So, if we had breeders running today, we could not bootstrap them fast enough to help us in time. However, we are not going to have many breeder reactors, it seems. The reason for this is that Plutonium 239 is the most hazardous substance to be handled in quantity by man. It is the most poisonous substance, except for the nerve gases, that we know of. The mode of death is primarily lung cancer. The half-life of Plutonium 239 is 24,900 years: so it doesn't to away very rapidly if we happen to spill or otherwise lose some.

Worse, Plutonium 239 is the ingredient of the H-Bomb and therefore, is much sought after by all nations in their quest to be in the club which can threaten its neighbors with H-Bomb weaponry. Even a nation with a GNP per capita of under \$150 can afford to have H-Bombs. Easily, this makes Plutonium 239 not only a desirable commodity, but one which will doubtless find its way into the black market. In any case, Murphy's Law has not been repealed and the problem of accidents is still with us. The probability is low, to be sure, but the severity of an accident, however, would be catastrophic. The product of the two is probably a pretty substantial number, too great, we think, for the acceptance of this possibility by a very large, vociferous, organized, and sufficiently prosperous segment of our body politic.

In our view, the liquid metal fast breeder is not the answer. This has been

reinforced by two events. One of these was the recent decision of the Energy Research and Development Administration (ERDA) to reduce the rate of expenditure on the liquid metal fast breeder reactor and slow down the development of the Clinch River demonstration project. At the same time they increased the funds earmarked for solar energy research and development.

The second event is the international recognition of the so-called core melt-down problem. If there is a catastrophic failure in the cooling system, there is nothing to limit heat build-up in the core. Ultimately it will melt through steel, concrete or any other barrier. The unfortunate circumstance is that this molten blob can become «critical»; i. e. it can get hotter and hotter from its own energy reactions and explode. The danger of this explosion is not so much the physical damage of a shock wave because it is not properly focused. But it does spew a lot of Plutonium 239 and toxic daughter products, whose half lives are like 400 years, into the environment. The West Germans have deferred to this concern by installing a «core catcher» in their experimental breeder installation.

Meltdown, however, is a minor aspect of the overall hazard. Plutonium being shipped in commercial quantities is subject to accidents. There has been major loss of Plutonium at a number of sites, particularly at Hanford, over a period of years under automatic monitoring conditions. Yet the alarm was not triggered. We have discovered the event post factum. Clearly, we are not ready for the large scale deployment of liquid metal fast breeders.

The third means of harnessing nuclear energy is fusion — the clean heat which powers our sun and makes it possible for us to creep about and survive. In brief, fusion is a process which requires hundreds of millions of degrees of temperature to be generated in a very densely confined space— two mutually antithetic conditions. It is not clear that we can successfully do this on more than a transient basis, and it is estimated by the most optimistic proponents of fusion that, perhaps with laser fusion, we are 70 or 80 years away. Clearly, not in time to save us. Fusion, however, is clean and there is a semi-infinite supply of Tritium in the oceans. Is there were to be a nuclear millenium, this is the only way. If only we were sure that it could happen, fusion would be a good prospect. The technological barriers, however are staggering.

What else is there? Only one thing - solar energy. How much solar energy do we have? 60-70,000 thermal horsepower are at the 24-hour, 365-day disposal of each human on this earth. We get 10,000 times as much energy from the sun as the energy we use for all purposes, globally.

In the United States we get 3000 times as much solar energy on the 48 contiguous States as all the electrical energy we generate, or almost a thousand times as much as all the energy we use for all purposes. The solar energy that falls annually upon Saudi Arabia alone is the equivalent of twice the oil reserves of the whole world.

If one had a pinhead at the temperature of the interior of the sun, it would be lethal to a man one hundred miles away. Solar energy is intermittent, diurnal, has

seasonal variations, and weather obscuration characteristics. But it is also reliable year-in and year-out. The half life of the sun is estimated to be about 5 billion years, a lot longer than man is going to be around, and thus for human reckoning, is infinite.

While there are many ways of harnessing solar energy, there are only two which are presently economically competitive and practical. The first of these is the solar heating and cooling buildings. The other is what we call the Energy Plantation TM: the planned raising of energy crops, particularly and specifically for their fuel value. Man has never pursued this course. He may have burned vegetable products but these have been fortuitously available, seldom consciously developed for the purpose. Man has, however, lavished a great deal of effort and research on producing crops for their food and fiber values.

Solar heating and cooling of buildings costs about \$5.00/million BTU delivered, near term. This is somewhat less than the near-term price of oil. It's a great deal less than the average price of electricity in the United States, and much less than the thermal value of electricity in certain parts of the Northeast ϵ /KWH corresponds to \$25.00/million BTU. So 8ϵ electricity is five times as costly as solar heating and cooling of buildings. The Energy Plantation TM produces a clean, sulphur-free carbon-dioxide pollution-free fuel at about \$1.50 a million BTU.

There are many examples of SHACOB and there will be more to come. Inter-Technology Corporation has been selected as one of the two contractors to plan the national program to make an industrialized commercial element out of solar heating and cooling of buildings.

The Energy Plantation TM is also a means of generating electricity from solar energy. It is the only means of doing this at will in most of the United States on a broad scale. Synthetic natural gas can also be made from the «BTU bush», the crop of the Energy Plantation TM. This will cost something under \$4.00 million BTU, but this is shortly to pass into history as the price of pipeline interstate natural gas is decontrolled. There is nothing to stop natural gas from going to \$3-5 a million BTU in the pipeline. In any event, natural gas will be a thing of the past in about ten years at any price for most of the United States.

The only viable, Long-term alternative is solar energy. This is not a matter of enthusiastic protagonism, it is a matter of cold, sober fact. He who has Uranium deposits stoutly defends the long term viability of the nuclear converter. He who has oil deposits, thinks highly of petroleum. He who controls coal resources says «we have more coal than the Arabs have oil, lets dig it.» But everybody has solar.

Solar energy is an especially useful resource in the United States because of the heating and cooling requirements of the climate coupled with the generous insolation. The incoming solar energy makes a fine balance to amortize the high initial cost of solar collectors. A lucky break; just as were are lucky to have oil and coal and uranium, to say nothing of natural gas.

There are two important advantages associated with solar energy. First, its load upon the environment is essentially neutral. This, though a cost saving to the

nation, cannot be reduced to monetary terms under the present legal setup, although it may be possible in the future to achieve cash benefits for this advantage.

The second major advantage of solar energy, in addition to conserving our natural resources for other more vital needs like transportation, is that it has a beneficial effect upon our balance of payments relationship with the rest of the world.

In summary, solar is our only long range alternative, though it will take some time to make it a major part of our energy economy. It is doubtful that in the next 25 years solar could play more than a 15-20% part in our national energy economy and that only if a attention is paid to it now.

Doubtless, there is interest in other manifestations of solar energy too. Photovoltaic or solar cells for direct electric generation, ocean thermal differences, wind energy, and the like. Hydroelectric power is in reality also a means of harnessing solar energy, as are our coal, oil and gas deposits.

Photovoltaic conversion, at the moment, is too expensive to consider seriously as a national resource. While the price of solar cells can, the price of the storage system (a secondary storage battery) can not readily be cheapened. Therefore, solar cells, if they are to become cheap, must be restricted to random, peak output when sun is brightly shining. If 24-hour supply is required the price tag will be high.

Solar thermal concentrators focused upon a boiler to generate steam and there after using the conventional turbo generator concept are also quite expensive. They too suffer from the storage problem because the moment the sun goes behind a cloud or down over the horizon, neither solar cells nor high temperature photothermal systems will work. The need for storage also requires that the cells or mirrors be at least 6 times as extensive as for peak-power only use.

ocean thermal differences are potentially a means of generating electricity, but the difference in temperature, a very important factor in keeping the cost down, is unfortunately quite low, perhaps at most 60°F. By comparison the temperature difference used in electric generating plants using fossil fuels is of the order of 1000-2000 °F. At this, their efficiency is only 33%. We don't really care about the **efficiency**, however. What we care about is the **cost** of the generated power. If we could generate ocean thermal difference electric power and deliver it to populated areas on shore, what we would care about is the cost of the delivered energy. The small temperature difference, however, suggests that capital investment has to be very high, as heat transfer surfaces are going to be enormous. Also, there are only few sites nearby to heavily populated, energy-intensive areas, in the Caribbean and off the coast of Hawaii.

Wind is also solar power. However, it is proportional to the third power, or the cube, of the average wind velocity. Any area which does not experience at least an average of 14 to 15 mile an hour winds cannot economically contemplate wind power. For this reason wind power is restricted to a relatively small fraction of the

United States. Also it suffers from the storage problem as winds do not blow reliably all the time except in a very few places. There is, therefore, only a limited amount of wind power that can be harnessed and the capital cost is relatively high, about 5 times that of central steam-electric generating plants.

We must, therefore, husband our fossil fuel resources for their proper use. We must increase our support, our R & D, and the tax incentives to encourage as rapid a shift as possible to solar heating and cooling of buildings, and full scale implementation of the Energy Plantation TM concepts. No miracle awaits us. Technology will not save us unless we invest in it soon enough to make the difference before disastrous chaos makes orderly solutions impossible.

We spent 30 years supporting nuclear development on a multi-billion dollar scale. We have yet to spend as much as 100 million dollars on all the solar energy research and development projects of all history. And that goes back two thousand years to the time when the Roman fleet, attempting to invade Syracuse, was repulsed for a time by the burning of their sails by the concentration of the sun's rays reflected from burnished shields of the defenders, under the direction of Archimedes who lost his life in this invasion.

Solar energy is on the threshold of being a widespread, viable cost-effective energy resource.

Solar SNG: Large-Scale production of SNG by anaerobic digestion of specially grown plant matter

ABSTRACT

An Energy Plantation[™] is a means for producing fuels by collecting and storing solar radiation in plants grown purposely for their fuel value. The plant material can be converted into synthetic natural gas (SNG) by anaerobic digestion. Suitable raw material for SNG production is sapwood from certain fast-growing deciduous species, and warm-season grasses. Some sort of pretreatment is necessary to make the plant material digestible, and extensive grinding combined with steeping in hot water has been selected as the most practical and economic pretreatment. A concept of a feasible SNG-producing process has been developed and is described. It is estimated that about 4.5 standard cubic feet (SCF) of methane can be produced per dry pound deciduous plant material (0.281 m³/kg) at a cost of between \$2.00 and \$3.00 per daily SCF (\$71 to \$106 per daily m³) of capacity.

INTRODUCTION

The Energy Plantation[™] Concept. The crisis developing the last few years from the scarcity and costliness of fossil and nuclear fuels has motivated innovative research into alternative sources of energy. The idea of using agricultural and forest crops and their residues as fuel is neither new nor innovative. Plant matter is an easily usable fuel, a renewable resource, and an environmentally clean fuel. However, little attention has been given, until recently, to the possibility and advantages of growing land plants purposely and optimally for their renewable fuel value.

The Energy Plantation[™] concept developed at InterTechnology Corporation is an innovative, systematic approach to producing a practical and economic fuel

form plant matter on a large scale. Ultimately, the fuel derives from solar energy, which is collected and stored in the growing plants the plantation is designed and operated to minimize the cost of the plant material produced by carefully choosing the appropriate plant species, planting density, and harvest schedule for each plantation site. A discussion of the design, operation, and economics of the Energy Plantation™ for producing plant matter has already appeared in the literature (4).

The harvest of plant matter from the plantation can be used directly as a solid fuel, or it can be processed into some other fuel form. Currently, there is much interest in the idea of converting plant matter into synthetic natural gas (SNG), either by pyrolysis or by anaerobic fermentation. However, to date research and laboratory experimentation have concentrated on studying the conversion of municipal solid waste, animal wastes, agricultural residues, and aquatic plants, such as algae, seaweed, and water hyacinth. Conversion of land plants grown purposely for their fuel value has not received the attention that it deserves, and yet biomass produced on Energy plantations™ yet biomass produced on Energy Plantations™ appears to have much more potential as a significant, cost-effective alternative source of energy than wastes and residues.

Two recently completed feasibility studies of the potential of biomass production in Energy Plantations™ have included the development of a feasible concept of a process for producing SNG by anaerobic fermentation of plant matter. In these studies, preferred species are pointed out, from the point of view of the requirements of both plantation culture and the SNG process. Suggested operating conditions are proposed, and some process engineering has been done to define the equipment required and to estimate the capital and the operating costs involved. Finally, in the course of the study, the most influential operating parameters have been identified, to suggest further investigation of the process in the laboratory.

Anaerobic Digestion. Anaerobic digestion generally refers to the naturally occurring process of biologically induced degradation of organic materials in the absence of elemental oxygen. The microorganisms involved derive the energy they require for reproducing themselves and for digesting organic material, by oxidizing chemically bound carbon to carbon dioxide. The required oxygen for this process is supplied by chemically bound oxygen. Simultaneous chemical reduction of some of the carbon is also involved. Under most circumstances, the major products of anaerobic digestion are carbon dioxide, methane and biological cell matter. However, the chemical reactions involved are not easily analyzed by a stoichiometric approach because the overall process consists of a relatively large number of separate and sequential biochemical reactions in which a variety of microorganisms participate.

When methane is one of the products of anaerobic digestion produced in substantial yield, the entire process is generally considered to be divided into two phases. The first, called the acid-forming phase, involves breakdown of complex

organic substrates into simple low molecular-weight, water-soluble fatty acids such as acetic, propionic and butyric acids or to alcohols by means of enzymes associated with certain types of microorganisms. For the second phase, the simple fatty acids and alcohols are acted on by another set of bacteria which break these materials into carbon dioxide and methane. New bacterial cell material is produced in both phases. In contrast to many other types of fermentations, methane generation by anaerobic digestion may be carried out with mixed cultures of microorganisms; sterile feed and pure culture inoculations are not required.

For maximum activity and good growth and maintenance of the microorganism population, the digester feed must contain sufficient amounts of certain inorganic nutrients, such as nitrogen and phosphorus salts, and other materials in small quantities. The nutrient required in the greatest quantity by the bacteria is fixed nitrogen. The exact amount of nitrogen necessary is a function of the particular microorganism population and the composition of the feed.

An important parameter in the design and operation of an anaerobic digestion system is the so-called retention time of the solids within the system. For a continuously stirred tanktype digester, the retention time is equal to the digester slurry volume divided by the volumetric rate of withdrawal of slurry from the digester. The greater the retention time, the greater is the fraction of the digestible organic material in the feed which is digested.

Anaerobic Digestion of Woody Plant Material

Apparently, only a few experiments have been made to study anaerobic digestion of woody plant material. Most of those that have, fall into one of two categories. The first is experiments to determine whether wood residues of the kind found in solid waste can be consumed by anaerobic digestion. The second has been concerned with rendering wood digestible by ruminant animals. Until about fifteen years ago, there were few references in the literature about anaerobic digestion of wood, and such as there are, make vague assertions that wood, and particularly its lignin fractions, is biologically indigestible under anaerobic conditions.

Recent experiments on the anaerobic digestion of wood have been made as part of a program to study solid waste management (5). The wood, white fir, was ground to a fine powder and included, along with sludge, in the feed to an anaerobic digester. The wood apparently underwent little, if any, biological reduction. In the same program —as well as in other programs— shredded newspaper was included in the digester feed. This material appeared to digest to a certain extent, but the results cannot be applied directly to unprocessed wood since it is clear that the pulping and subsequent papermaking processes have drastically changed the properties of the original wood.

It is well known that cellulose in a more or less pure state digests readily under anaerobic conditions. The most comprehensive study of its digestion from a kinetic point of view was done recently as part of a program on solid waste management (2). The material used for digestion in the work was a finely powdered kraft papermakers' pulp. It was, therefore, relatively pure cellulose. The powdered kraft pulp is not, however, exactly like the plant material produced on an Energy PlantationTM, but of the data available, those compiled for the powdered kraft are the most nearly applicable for the proposed SNG process. The data show that ninety-three percent of the available cellulose was digested with a retention time of fifteen days under mesophilic temperature conditions.

The second category of previous experiments is concerned with rendering wood digestible by ruminant animals. In these experiments, wood was treated in various ways and then exposed to rumen fluid, which is biologically active. The resulting data on rate and extent of digestion are useful for indicating the relative digestibilities of various species and the effects of various pretreatments in promoting digestibility of woody material. A fact of particular importance is that softwoods are much more difficult to prepare as animal feed and are much less digestible than are hardwoods. The data also constitute proof that woody plant material can be made digestible with suitable processes and conditions of pretreatment.

PREFERRED PLANT SPECIES FOR SNG PRODUCTION ON ENERGY PLANTATIONS

A detailed discussion of preferred plant species for Energy Plantation culture has previously appeared in the literature (4). Briefly, it was shown there why managed plantings are preferred over utilizing natural stands and why preferred species are perennials rather than annuals, and deciduous plants rather than conifers. Certain warm-season grasses are also promising candidates. However, the amount of suitable land for warmseason grasses appears to be limited compared to that for deciduous species.

From the work reported on converting woody plant material into feed for ruminants, it is clear that both the rate and the extent of digestion are species-dependent. An important question in the design of an Energy Plantation then becomes: What are the most appropriate species to grow as raw material for synthetic-natural-gas production? The feed material for the anaerobic digestion process can be chosen rather than simply accepted, as necessarily is the case where utilization of existing wood residues is the objective.

Since few previous experiments have been made on anaerobic digestion of woody plant material of any species, specific data are lacking about how to choose the ideal Btu BushTM for this purpose. The ideal Btu BushTM must therefore be inferred from consideration of the rate and the degree to which

various woody species are susceptible to chemical and biological attack. Of special interest is the relationship between the chemical composition of woods, on the one hand, and the ease of their degradation, on the other.

From These considerations, the ideal woody Btu Bush™ should have a relatively low lignin content and relatively high hemicellulose and pentosan contents. The requirement on lignin content indicates that the ideal woody species is probably a hardwood rather than a softwood. Softwoods in general have a significantly higher lignin content than hardwoods, and the lignin is of a distinctly different type which gives softwoods more decay resistance. Among various hardwoods, the lignin varies in composition so that the most degradable species must be found from data on decay resistance. Hemicelluloses and pentosans (polymers of five-carbon sugars) are more easily degraded than molecularly highly oriented cellulose (polymers of six-carbon sugars), such as alpha-cellulose.

The potential digestibility of a particular species also depends on the age of the wood harvested and the time elapsed since it was harvested. Young wood (five years old or less) consists mostly of sapwood, which has a more open and amorphous cell structure than heartwood. Sapwood in general has little or no resistance to decay, indicating that sapwood has a greater susceptibility to biological attack. After a woody plant has been cut and the wood ages and dries out, the lignin undergoes chemical changes which tend to make the whole woody structure more resistant to biological attack.

Another important consideration in choosing the preferred species for SNG production is the potential yield of gas, which depends upon the woody material's chemical composition. The yield of gas obtained from an organic compound by anaerobic digestion depends on the compound's carbon content. A general formula has been proposed in the literature (13) for anaerobic conversion of complex organic materials to carbon dioxide and methane. The formula provides theoretical maximum yield estimates. It makes no provision for materials consumed in generating microorganisms, side reactions, or failure to convert all the substrate material present into the final reaction products. The formula also indicates that methane and carbon dioxide are produced in equal molal amounts from the organic materials found in woody plant matter. However, recent experimental data indicate that the ratio between methane and carbon dioxide produced may be somewhat higher than the theoretical equations suggest (12) — possibly sixty-forty rather than fifty-fifty.

In spite of its limitations, this formula was applied to anaerobically digestible materials found in, or produced from, plant material in substantial quantities to calculate the theoretical maximum yield of methane from each material. These compounds are acetic acid (which has a theoretical maximum yield of 6.32 SCF of methane per pound), cellulose (and other six-carbon sugar precursors —7.02 SCF per pound), and xylans (five-carbon sugar compounds —7.18 SCF per pound). There is no evidence known which suggests that the lignin in wood is digestible under anaerobic conditions. Ash is inorganic and therefore is also inert.

The total yield of methane from wood is comprised of the yields from the individual digestible compounds in the woody raw material. Although different species have different compositions, the most significant difference is between hardwoods and softwoods. The chemical composition of an «average» hardwood (6,7) is shown in Table I, where the theoretical yield of methane from such a wood is shown to be 5.33 standard cubic feet of methane per pound of dry wood (0.333 m³/kg). The composition of an «average» softwood (6,7) and the theoretical methane yield from it are also shown in Table I. Softwood has a lower theoretical yield, 4.88 standard cubic feet per pound of dry wood (0.305 m³/kg), than hardwood because it has fewer xylans and less total digestible material. Because these yields do not allow for the necessary continuing production of bacterial cells, these theoretical yields of methane overstate the maximum practical yields by at least ten percent, although these theoretical yields may also understate the yield of methane because a fifty-fifty ratio of methane to carbon dioxide is assumed.

From the viewpoints of both rate of digestion and potential methane yield, the ideal Btu Bush for use as woody feed material for gas production by anaerobic digestion is a hardwood of a more reactive species. Examples of suitable species are hybrid poplars, cottonwoods, sycamore, and soft maples. The woody feed material should be harvested while still young (less than five years old) and fed to the digester in the green state.

DESCRIPTION OF PROPOSED PROCESS

Pretreatment of Deciduous Woody Material. It is clear from experimental work reported in the literature on anaerobic digestion of wood and production of animal feed suitable for ruminants from wood, that some sort of pretreatment is necessary to make woody material susceptible to attack at an appreciable rate by anaerobic microorganisms. A variety of pretreatments is considered in the literature, primarily in connection with processes for making wood into a feed digestible by ruminants. Pretreatments considered include use of strong acid or alkali, exposure to sulfur dioxide or ammonia, chemical pulping, irradiation with high-energy electrons, steeping in steam or hot water, and grinding into fine particles. A review of these various methods has recently been published (10). enzyme treatments have also been used.

Grinding by itself can significantly enhance the biological digestibility of wood (9). The more finely the plant material is ground, the greater is the enhancement. In addition, extensive steeping in steam with and without subsequent grinding has been, and is being, seriously considered for processing woody chips into food for ruminants (1,11). The digestibility estimates from these studies are specifically for digestion by rumen fluid and are not necessarily directly usable data for an SNG-producing process. However, they are the only available indications of the

effect that steeping and grinding may have on enhancing the biological digestibility of woody material, and such enhancement is considerable. In addition, the data indicate that combining grinding and steeping is more effective than either treatment alone in increasing digestibility.

TABLE I

THEORETICAL YIELD OF METHANE FROM WOOD

Chemical composition (6, 7):	«Average»	«Average»
	Bone-Dry Hardwood Percent by Weight	Bone-Dry Softwood Percent by Weight
Hemicellulose, 5-carbon polysaccharides	20	10
Hemicellulose, 6-carbon polysaccharides	5	15
Cellulose	45	42
Lignin	23	30
Acetyl groups	6	2.6
Ash	1	0.4
	100	100.0

Theoretical yield of methane from anaerobically digestible materials:

	Standard Cubic Feet Per Pound of Bone-Dry Wood	Standard Cubic Feet Per Pound of Bone-Dry Wood
Methane from 5-carbon polysaccharides	1.44	0.72
Methane from 6-carbon polysaccharides	0.35	1.05
Methane from cellulose	3.16	2.95
Methane from acetyl groups	0.38	0.16
	5.33	4.88

For a feasible, economic process for producing synthetic natural gas from woody material, steeping in steam or hot water combined with grinding appears to be the most suitable pretreatment method. For several proposed sequences of grinding, and steeping in hot water or steam, approximate material and energy balances were calculated and capital costs estimated. In the light of this analysis, based on the few related data, the preferred pretreatment process to make the plant material digestible is first to grind the plant material and then to steep it in hot water. A plausible process has been developed on the basis of this suggested pretreatment process.

In this proposed process, green deciduous wood chips are first fed by means of a rotary valve into a double-revolving-disk attrition mill pressurized to about 180 psia (1241 kPa) with steam from the steeping tank. The required energy input to the grinder is a strong function of the moisture content of the wood chips. It is

assumed that the wood chips will contain about 33 percent moisture on a total weight basis, and it is estimated that about seventeen horsepower-days per ton of oven-dry material (1.21 MJ/kg) will be required to grind the chips to about forty mesh or so. After being ground, the hot fine wood particles will drop from the grinder, which is located directly above a steeping tank, into that tank, eliminating the need for a transfer screw conveyor.

The steeping tank will have several functions. One is to disperse the ground wood particles in water to obtain a feed slurry having the proper solids content for delivery to the anaerobic digesters. The water is obtained from filtrate separated from the digester effluent, which is recycled to conserve water and more particularly to provide a major portion of the fixed nitrogen and other nutrients which must be added to the digester feed. Make up water is also added.

The most important function of the steeping tank is to allow time and to provide conditions for promoting partial solubilization of the ground woody material. The data from the literature are inadequate for estimating precisely how much solubilization will actually occur in the steeping tank. However, from one set of experiments (11), it is reported that one percent by weight of wood chips steamed at 373° Fahrenheit (190°C) for five minutes was solubilized. In the absence of any more precise information, it is assumed in developing the material balance that only one percent of the woody plant material is solubilized, from hydrolysis of acetyl groups, although literature data (8) indicate that more solubilization will probably occur under the proposed steeping conditions of one-half hour at 373° Fahrenheit (190°C).

The slurry, after being cooled, is fed to the pH-adjustment tank, to which are added any additional nutrients such as fixed nitrogen. The slurry pH is adjusted to slightly above neutrality, the level required for the digester feed. Slurry from the pH-adjustment tank is pumped directly to the anaerobic digesters.

Anaerobic Digestion. The anaerobic digestion data from the literature which are most applicable to the digestion of pretreated woody material are for digestion of a powdered papermakers' kraft pulp (2). According to these data, digestion occurs quite rapidly, reaching 88.8 percent of the pulp in the days and 93.3 percent in fifteen. It is assumed in the present analysis that the pretreated woody material will digest in the same way as this pulp and that ninety-three percent of the cellulose and all the hemicelluloses and acetyl groups, will be digested in fifteen days. The residual digestible material is assumed to be cellulose.

The digester loading — weight of digestible material fed per day unit volume of digesting slurry— appears to be controlled by the highest total solids content (dissolved and suspended materials) of a slurry which is still reasonably pumpable. If the pumpability limit is reached when the suspended-solids content in the feed slurry is twelve percent by weight (the limit assumed for the estimates developed in this analysis), the upper limit on the digester loading is 0.369 pounds of digestible material per day per cubic foot of digesting slurry (5.91 kg/m³-day), which should be well within the practical range.

The yields of gas and bacterial cell material were estimated separately for each component of the plant material digested according to a model reaction equation, and then summed together. Each model equation specified the amounts of fixed nitrogen and water entering into the reaction, the amount of water being calculated to close the overall material balance (an approximation), and the amount of bacterial cell matter produced. Half of the carbon going to gas is assumed to be in the form of methane, and the other half as carbon dioxide-which assumption has been pointed out to be conservative.

The spent slurry from the anaerobic digester goes to a vacuum filter where the suspended solids in the slurry are separated and partially dewatered. The filter cake is then recycled to the plantation for disposition and to conserve the fertilizer and soil-building values, and water content of the solids in the digester effluent. The filtrate from the filter is recycled to the steeping tank to conserve water and to reuse the bacterial nutrients (particularly fixed nitrogen and phosphates) dissolved in it.

Sufficient soluble phosphate and fixed nitrogen must be added at the pH-adjustment tank to provide the proper carbon-to-nitrogen and carbon-to-phosphate ratios in the digester feed for the microorganisms in the digester. Phosphate in the plant material fed to the process contributes to the soluble phosphate makeup required. The fixed nitrogen which must be added is estimated to be about twenty pounds of fixed nitrogen, expressed as elemental nitrogen, per oven-dry ton of plant material processed (0.01 kg/kg).

From the calculated material balance around the digester, it is estimated that about 8,900 SCF of methane are produced per oven-dry ton of deciduous woody plant material (0.281 m³/kg), assuming that the ratio between carbon dioxide and methane in the gas produced is fifty-fifty.

Gas Purification. The gas evolved from the anaerobic digesters is a mixture of methane and carbon dioxide saturated with water vapor at 140°F(60°C) and at a pressure only a few inches of water above atmospheric. Further processing of this gas is necessary to produce pipeline-quality gas. The gas evolved from the digester must be compressed to 1000 psia (6895 kPa), have the carbon dioxide removed, and be dried to pipeline specifications, although not necessarily in that order. The effect of pressure on the carbon dioxide removal process must be considered, and the processing sequence optimized accordingly. However, only standard technology is involved in this part of the proposed SNG process.

There are a number of standard processes available which can be number of standard processes available which can be considered for removing the carbon dioxide from the digester gas. To improve on the steam and capital requirements of the commonly used monoethanolamine (MEA) process, a process utilizing hot potassium carbonate solution as the absorbent for the carbon dioxide appears to be best for this particular application, and the Benfield process appears to be especially suitable. The steam requirement for the Benfield process is considerably less than that to the MEA process, and the capital cost is less, also.

It was found that the capital cost of the gas purification sequence could be optimized, at least approximately, by first compressing the mixed gas to 300 psia (2068 kPa), removing the carbon dioxide in the Benfield unit, and then compressing the remaining methane, containing perhaps one percent carbon dioxide, up to the required pressure of 1000 psia (6895 kPa).

The final operation in the gas purification sequence is to dry the methane to meet pipeline specifications of no more than five pounds of water per million standard cubic feet (8×10^{-5} kg/m³). An effective means for accomplishing this drying is a glycol dehydration unit in which the moist methane is contacted with triethylene glycol in an absorber.

ECONOMICS OF PROPOSED SNG PROCESS

Capital Costs. The total capital cost was estimated for an entire SNG production plant, based on the capital costs for the major pieces of equipment. In the assumed process design, the capacity of a single pretreatment-digestion train having a capacity of 5.4 million standard cubic feet per day (1.53×10^7 m³/day) was set by assuming that a disk attrition mill capable of grinding 600 tons of oven-dry plant material per day (5.44×10^5 kg/day) would be available. At least two parallel pieces of equipment in the gas purification process were assumed for reliability. Equipment costs for the most part were obtained from manufacturers.

In cases where the original cost estimate for a piece of equipment did not include the cost of installation, the installed cost was obtained by multiplying the uninstalled cost by an appropriate Lang factor, which allows for the costs of equipment installation, instrumentation, piping electrical systems, buildings and foundations, service facilities, yard improvements, engineering, and contractor's fee. Thus, a total capital cost was obtained for a complete, installed plant. The capital cost of the plantation itself was not included in these estimates. It was assumed that the plant material would be purchased.

The investment costs obtained were made general with respect to capacity by including a capacity variable with an appropriate capacity exponent. These capacity-generalized costs were used to make plant investment estimates for SNG facilities having various capacities ranging from about 20 to about 250 million standard cubic feet per day ($0.566 - 7.08 \times 10^7$ m³/day). These estimates, based on the price level of December 1974, are shown in Table II.

These estimates indicate that there is little economy of scale in the gas plants themselves in going from relatively small to very large SNG production capacities. The reason for this insensitivity to production capacity is that the estimated cost of the parallel pretreatment-digestion trains accounts for between seventy-five and eighty percent of the estimated total plant investment. The anaerobic digesters themselves account for about 40 percent of the total capital cost.

The required investment of about \$3.00 per daily SCF of capacity (\$016 per

TABLE II

**ESTIMATED TOTAL PLANT INVESTMENT AS A FUNCTION
OF SNG PRODUCTION CAPACITY**

Cost Basis: December 1974 Price Level

Number of Pretreatment-Digestion Trains	SNG Capacity 10 SCF/Day	Total Plant Investment 10 \$	Investment Per Daily SCF of Capacity
4	21.4	66	\$3.08
8	42.7	128	3.00
16	85.4	250	2.93
24	128.1	370	2.89
32	170.9	490	2.87
40	213.6	609	2.85
48	256.3	728	2.84

daily m³) for an SNG plant based on the proposed process is comparable to the current estimated cost for a coal gasification plant.

Annual Costs. The annual costs of an SNG plant were estimated in accord with the «utility financing» method (3). A debt-to-equity ratio of 75 to 25, and an interest rate of 7.5 percent on debt were assumed. Factors influencing the operating costs which can vary widely with the locality of the SNG plant are the cost of boiler fuel for generating the required process steam and the cost of electricity. Another factor which influences the operating cost considerably is the cost of plant material.

In addition to the annual operating and maintenance costs and depreciation of equipment, other costs which must also be considered in calculating the cost of gas include the costs of startup and interest during construction. These two costs are amortized over twenty years, which time is assumed to be the service life of the facility. Other costs included are allowable gross return and Federal Income tax.

As an economic case study, the cost of SNG produced at a particular site in the south was calculated for facilities of various capacities ranging from four to forty-eight processing trains. An on-stream factor of 90 percent was assumed. The assumed cost of plant material delivered to the SNG facility is based on the costs shown in the literature (4). The resultant cost of SNG is shown in Table III.

The calculated cost of SNG in the table shows a minimum at about \$5.00 per thousand standard cubic feet (\$177 per thousand m³) for a plant having 16 processing trains and a production of 77 million standard cubic feet per day (2.18 x 10⁶ m³/day). At this point, the economies of scale for a large plantation and a large gas plant are just offset by the increased cost of transporting the raw material from the plantation to the centrally located gas plant. However, the optimum is not at all pronounced, and facilities ranging in capacity from eight

TABLE III
**COST OF SNG FROM WOODY PLANT MATERIAL AS A FUNCTION
 OF SYSTEM PRODUCTION CAPACITY**

Cost Basis: December 1974. Price Level

At 90% On-Stream Factor				Cost of Plant Material		Cost of SNG	
Number of Processing Trains	SNG Production 10 SCF/Day	Plant-Material Requirement Tons/Yr	Average One-Way Transp. Dist., Miles	Transp. Cost \$/Ton	Total \$/Ton	Contribution of Plant-Material Transp. Cost \$/MSCF	Total \$/MSCF
4	19.22	788,400	5.4	\$0.36	\$13.92	\$13.92	\$5.14
8	38.44	1,577,000	8.4	0.56	14.07	0.06	5.03
16	76.88	3,154,000	13.0	0.87	14.40	0.10	5.00
24	115.3	4,730,000	17.2	1.15	14.74	0.13	5.01
32	153.8	6,307,000	20.2	1.35	14.93	0.15	5.01
40	192.2	7,884,000	22.9	1.53	15.09	0.17	5.02
48	230.7	9,461,000	25.5	1.72	15.25	0.19	5.03

trains (38 million standard cubic feet per day) to forty-eight trains (231 million per day) will produce gas for about the same cost. There is apparently great flexibility available for selecting system capacity without incurring production cost penalties.

Sensitivity Analysis. Because no specific data are currently available on the proposed process, many factors in the process are not well understood which influence significantly its performance and cost, and assumed values have had to be used for them in developing the process design and process costs. These poorly understood factors have been pointed out in other parts of this paper. It is of interest to determine their possible influence on the cost of SNG and to estimate the overall potential for reducing these costs. To do this, possible improvements in the factors have been assumed and the cost of gas estimated on that basis. These possible improvements are the following: 1) a grinding energy input of fourteen horsepower-days per ton of plant material (0.99 MJ/kg) rather than seventeen (1.21 MJ/kg), 2) a retention time in the digesters of twelve days rather than fifteen, 3) a solubilization of plant material of ten percent rather than one, 4) a solids content in the feed slurry of fifteen percent rather than twelve, and 5) the methane-to-carbon dioxide ratio in the digester off-gas being sixty-four rather than the conservative estimate of fifty-fifty.

On this basis, the optimum plant still has about sixteen processing trains. However, the plant would produce about 92 million standard cubic feet of gas per day ($2.61 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{day}$) at an estimated cost of \$3.73 per thousand cubic feet (\$132 per thousand m^3), which is about 25 percent cheaper than the cost of gas from a «state-of-the-art» process. The estimated total plant investments for plants

with these improved assumptions were also calculate; a comparison with the capital costs of «state-of-the-art» plants shows that the investment per daily standard cubic foot of capacity can be reduced by about a dollar, to less than \$2.00 (\$71 per daily m³).

There would appear to be great potential for reducing the estimated costs of SNG plants based on the proposed process, and the cost of SNG, by performing specific experiments to obtain more precise values for the influential factors.

POTENTIAL OF PROPOSED PROCESS

In a previous paper on the Energy PlantationTM concept (4), it was pointed out that there appears to be about 175 million acres (0.71 million km²) in this country which might be used for producing plant matter purposely for its fuel value. It was also pointed out that this land has no currently recognized valuable use in that it is not prime agricultural land, pasture, rangeland, or commercial forest. How much SNG might be obtained from plant matter grown on this land?

An average yield of deciduous woody plant matter grown in an Energy PlantationTM on this land is about nine tons per acre per year of oven-day material (2 kg/m² -year) (4). According to the proposed SNG production process described here, deciduous woody plant matter may yield about 4.5 standard cubic feet per oven-dry pound (0.281 m³ /kg). Therefore, the total potential yield of SNG which might be obtained from the proposed Energy PlantationTM - SNG Plant concept is about 14×10^{12} standard cubic feet of SNG per year as an inexhaustible energy source (4×10^9 m³ /year). This potential quantity is a little more than half of the total annual consumption of natural gas in this country, which is about 23×10^{12} standard cubic feet per year (6.5×10^9 m³ /year).

The necessary capital investment for this proposed process and the potential cost of the gas produced appear to be competitive with, or perhaps even better than, the costs associated with coal gasification, although the technology of the proposed process remains to be proven experimentally.

In conclusion, the proposed process appears to have significant potential as an alternative source of gas at a cost which will be tolerable in the future as compared with alternative sources. In addition, the proposed process produces gas which ultimately comes from an inexhaustible energy source, solar energy, and the proposed process is especially attractive from the environmental viewpoint. Experimental verification of the proposed process is, however, necessary to prove its potential.

ACKNOWLEDGEMENTS

The work reported in this paper was supported in part by the Construction Engineering Research Laboratory of the Defense Advanced Research Projects

Agency under Contract Number DAGA 23-74-C-009, and the American Gas Association under Contract Number IU 114-1.

REFERENCES

1. Bender, F., et al.: *Forest Products Journal*, p. 36, April, 1970.
2. Chan, d. b. and E. A. PEARSON: SERL Report n.º 70-3, Sanitary Engineering Research Laboratory, University of California at Berkeley, October, 1970.
3. Esso Research and Engineering Company, «Description of Gas Cost Calculation Methods Being Used by the Synthetic Gas-Coal Task Force of the FPC National Gas Survey», 1972.
4. FRASER, M. D., et al.: «Desing, Operation and Economics of the Energy Plantation™», Institute of Gas Technology Symposium on Clean Fuels, Orlando, Florida, 27-30 January, 1976.
5. GOLUEKE, C. G.: SERL Report n.º 70-2, Sanitary Engineering Research Laboratory, University of California at Berkeley, January, 1970.
6. HALL, J. A. et al.: *Unasyva*, p. 7, February, 1956.
7. LOCKE, E. G., Forest Products Laboratory, Repor n.º 2179, August, 1960.
8. MACLEAN, J. D.: *American Wood-Preservers' Association Proceedings*, p. 155, 1951.
9. MILLET, M. A. et al.: *Journal of Animal Science*, p. 781, October, 1970.
10. MILLET, M. A. et al.: «Pretreatments to Enhance Chemical, Enzymatic and Microbiological Attack of Cellulose Materials», Forest Products Laboratory, June, 1974.
11. Private communication between M. D. Fraser, InternTechnology Corporation, and J. F. Matthews, University of Saskatchewan, September 9, 1974.
12. Private cmmunication between M. D. Fraser, InterTechnology Corporation, and C. G. Golueke, University of California at Berkeley, February 10, 1975.
13. SYMONS, G. E. and A. M. BUSWELL, *Journal of the American Chemical Society*, p. 2028, 1933.

Design, operation and economics of the Energy Plantation

ABSTRACT

An Energy PlantationTM is a means for producing fuels by collecting and storing solar radiation in plants grown purposely for their fuel value. Apart from being an inexhaustible source of fuel, Energy PlantationsTM provide independence from unreliable of finite sources of fuel, improvement in the national balance of payments, and reduction in serious environmental problems. In addition, they create a valuable use for land which is not very productively used at present.

Appropriate selection of plant species and plantation cultural practices is the key to producing fuels from Energy PlantationsTM at attractive cost. Suitable species include certain fast-growing deciduous woody species as well as certain warm-season grasses. Clearly unsuitable for reasons of cost and/or production rate are annuals, conifers, and cool-season grasses.

The Energy PlantationTM is designed and operated for maximum productivity of plant material at an attractive cost. A mathematical model has been developed for predicting the average annual sustained yield. Characteristically, this yield is maximized when the planting density is between 5,000 and 11,000 plants per acre, and the harvest schedule consists of a first harvest when the planting is one year old, followed by five to seven additional harvests at two four-year intervals thereafter. Typical maximum yields range between eight and ten oven-dry tons per acre per.

The manpower and equipment requirements have been investigated. Operations considered in detail include production of clones, planting, weed control, cultivation, harvesting, transporting materials, spreading residues from the fuel-using operation and maintaining equipment.

Costs for plantation operation have been estimated. For large-scale plantations, the estimated capital cost for establishing the plantation is about \$11-\$12 per annual oven-dry ton of capacity for deciduous species, and \$8-\$9 for warm-

season grasses. The cost of fuel produced is estimated to be about \$14-\$15 per oven-dry ton for deciduous material and \$13-\$14 for warm-season grass material. These fuel costs translate into energy costs of less than \$1.20 per million Btu of useful heating value, as fired.

I. INTRODUCTION

A. The Energy Plantation Concept

The crisis developing in the last few years from the scarcity and costliness of fossil and nuclear fuels has motivated innovative research into alternative sources of energy. The idea of using agricultural and forest crops and their residues as fuel is neither new nor innovative. Plants are an important alternative source of energy because they collect the low-intensity, diffuse energy of sunlight and store that collected energy in their physical synthesis. Plant matter is an easily usable fuel, a renewable resource, and an environmentally clean fuel. However, little attention has been given, until recently, to the possibility and advantages of growing land plants purposely and optimally for their renewable fuel value.

The Energy Plantation concept developed at InterTechnology Corporation is an innovative, systematic approach to producing a practical and economic fuel from plant matter on a large scale. Ultimately, the fuel derives from solar energy, which is collected and stored in plants grown purposely for their fuel value. The harvest of plant matter from the plantation can be used directly as a solid fuel, or it can be processed into some other fuel form.

The Energy Plantation™ concept is more than merely to grow plant matter or to harvest fortuitous growth for use as fuel. If this is done in the classical manner of agriculture and silviculture, the resultant fuel would be uneconomic. Rather, the Energy Plantation concept is a means for producing fuel from plant matter in a practical and economic fashion by carefully choosing the appropriate plant species, planting density, and harvest schedule for each plantation site. The plantation is designed and operated to minimize the cost of the plant material produced.

Energy Plantation™ fuels can be produced at costs now competitive with those of more conventional fuels in many regions of the country. As fuel costs continue to rise, the Energy Plantation™ will automatically become increasingly competitive, thus bringing into use millions of acres of «marginal» land in this country. Energy Plantations™ can already be established cost-effectively on a large scale to produce a significant supply of fuel which is renewable. The technology for producing fuel by this means is already at hand.

B. Pros and Cons of Energy Plantations

Energy Plantation fuels have numerous advantages, including those usually ascribed to fossil fuels. Like fossil fuels, plant-matter fuel constitutes a natural

storage system, from which energy can be recovered at any time, at will. The energy can be released at high temperature which means that the fuel has a high capacity for producing work, or as the thermodynamicists say, it has high thermodynamic availability. In plant-matter fuel, the energy is stored at high density, characteristically about 6000 to 8000 Btu per dry pound.

Plant-matter fuels have other advantages not possessed by fossil fuels. Plant-matter fuels are essentially inexhaustible. They contain very little sulfur so that there is no problem with sulfur oxides pollution. Burning plant-matter fuels does not interfere with the earth's carbon dioxide or thermal balances, as the combustion of fossil fuels does. Furthermore, plant-matter fuels do not have the plethora of actual and conjectured hazards, high capital costs, and waste-disposal problems associated with nuclear fuels.

II. PLANT RESOURCES

A. Natural Stands Versus Managed Plantings

One might ask the question: Why not rely on the naturally growing vegetation at a site for harvesting fuel from an Energy PlantationTM? There are fertile regions in the country where the topography or some other factor makes the land unsuitable for agriculture or other valued activity. Wild vegetation growing in these localities could be harvested without incurring the cost of planting it, and the land would be accorded new usefulness.

However, depending on wild vegetation has a number of disadvantages. First, annual yields of plant material per acre from natural stands are often only half, or even as little as a quarter, of what can be achieved in managed plantings (1). Higher yields are possible with management because planting density, or spacing between plants, can be chosen to maximize, for a particular harvest schedule, the product of the yield per plant multiplied by the number of surviving plants. Moreover, natural growth is usually a mixture of species which produce plant material at different rates; in a managed planting, high-yielding species can be chosen which are well adapted to the site.

In a wild stand, even where a particular species predominates, the ages of individual plants usually vary considerably. The resulting variation in plant size makes mechanized harvesting operations difficult, and hence costly. Under management, the age of the plants, and hence also their size, form, and structure, can be kept uniform, thereby facilitating mechanical harvesting and processing.

B. Annual Plants Versus Perennials

Qualitative analysis indicates that perennial species are to be preferred over annuals for Energy PlantationsTM for several reasons. First, growth annuals

creates troublesome manpower and equipment utilization problems. Annuals must be started in a period of only a few days at about the same time every year when soil moisture and other conditions are optimum for the species being planted. They must also be harvested during a relatively short period after they mature while they are still upright. This means that much of the field machinery and manpower needed could be in use only a few days a year, unless arrangements are made to move the machinery and some of the operators from site to site as the planting and harvesting activities move up and down the country, creating a whole new migratory equipment and work force of considerable size and energy expenditure.

Although yields from annuals can be high enough to be attractive, high yields are achieved only on land which can be given intense soil preparation before planting, which means land which is in demand or may come into demand for food production. Growing fuel on this land is not likely to win ready public support.

Another disadvantage of annuals is the high cost of producing plant matter from them. The average price at the farm received by farmers in 1974 for corn for grain —\$3.51 per bushel (9)— was equivalent to about £35 per oven-dry ton for the total material produced. The price of wheat —£4.32 per bushel (9)— was equivalent to about £27 per oven-dry ton. This price is considerably higher than the estimated cost of producing plant material from perennials.

Plant material from annual crops, being harvested all at once at the same time, would have to be stored between harvests, which would be a horrendous problem. The plant matter, which can develop considerable biological activity within a few days after being harvested, must be preserved. This preservation can be done by either drying it to an air-dry condition shortly after harvest, or treating the crop with bactericides and other preservatives. This preservation would undoubtedly be costly, as would be proper storage provisions.

In contrast to annuals, perennials can be harvested continuously throughout the year in response to the demand for fuel. The harvesting machinery, equipment required for transporting the harvested material to the point of use, and the personnel involved can therefore be programmed for full-time use. Consequently, a permanent equipment and work force can be established for these continuous operations at the plantation.

The preservation of perennial plant material can be accomplished in a far simpler manner than preservations of material from annuals. Nature preserves perennial plants until they are harvested as long as they are alive in the field. Since perennials can be reaped more or less continuously during the year, harvesting needs to occur only a short time before the material is needed for use. Consequently, the plant-material storage problem is minor if perennials are grown compared to that posed by growing annuals.

C. Deciduous Plants Versus Conifers

Qualitative analysis as well as quantitative data on plant production rates indicates that deciduous woody species are preferable to conifers for Energy Plantation™ culture. Data on plant-Matter production rates indicate that in short rotation conifers generally grow much more slowly than deciduous species, having an average annual sustained yield of about one-third of the maximum yield for deciduous species.

Besides growing more rapidly than conifers on short rotation, many deciduous species will sprout vigorously from their stumps after their structure above ground has been harvested. Experimental data indicate that many deciduous species can be harvested at least five or six times before the vigor with which they regrow begins to wane. Since planting costs are a substantial part of the costs of producing any crop, those deciduous species which sprout readily from their stumps and hence provide several crops per planting have an advantage over other species which do not. Few conifers sprout after they have been cut down.

Some deciduous species which grow rapidly when they are young and sprout vigorously from their stumps after being harvested can also be reproduced vegetatively from clones. A clone is a live stick from four to twenty inches long (the length depends on the species) cut from a living plant. If the clone is stored in a moist condition in a cool place (between 40°F and 50°F) for two or three months and then is planted, it will start growing rapidly soon thereafter. This is another trait not shared by conifers.

Vegetative reproduction for Energy Plantation™ culture has numerous advantages over reproduction from seeds. First, it is far easier and cheaper to collect clones than seeds from trees. Second, clones produce a plant genetically identical with the one from which they were cut, whereas seeds may not. Clones can be collected from plants already growing in the plantation, making a nursery unnecessary, and the clones are already adapted to local plantation conditions. Clones can be started in land which has been given little preparation, and they can be planted directly in the land where the plants are to be grown, making transplanting unnecessary.

It is evident from this list of advantages of using clones that the costs of collecting and planting clones will be far lower than the costs of collecting seeds, germinating them in seed beds, and then transplanting them to the plantation site. Moreover, the rate of growth in the first few years is generally substantially higher from clones than from seeds. Furthermore, clones can be cut from plants as young as a year old, whereas seeds can be collected only from much older plants.

It is concluded that the deciduous species preferred for Energy Plantation™ culture are those which can be started readily from clones, resprout vigorously from their stumps at least five or six times, and exhibit rapid juvenile growth.

D. Preferred Deciduous Species

Fortunately, there are a number of well-known deciduous species which have these desirable traits. Some varieties are members of hybrid «families» developed for propagation in a wide variety of soil types and climates. The hybrid poplars are an example of such a «family.» Other desirable species are natural ones having several varieties and, with knowledgeable selection, are suitable for a diversity of soil and climate conditions. The cottonwoods are an example.

A list of deciduous species having the desirable traits for Energy Plantations and where they have been shown to grown satisfactorily at high planting densities on short and repeated harvest cycles, is shown in Table 1. Some yield data are available for all the species at the sites indicated by an «X» in the table. For those sites indicated by an «O», sufficient data are available for predicting yields under various combinations of planting density and harvest schedule. The important conclusion to draw from the table is that there is at least one deciduous species which has been shown to grow well under plantation-type conditions essentially everywhere in the United States where establishing plantations for fuel production may be of interest.

The species listed in Table I are those for which some yield data were found. This list of species probably suitable for plantation culture is unlikely to be exhaustive. On the contrary, it is likely to be biased by the purposes for which the species listed, originally became of interest. In no case has that interest been producing fuels. It is possible, and perhaps even probable, that species exist which are more satisfactory for fuel production, but for which little or no yield data have been obtained.

D. Preferred Perennial Grasses

Certain grasses are also promising sources of raw material for fuel production. There are two broad categories of perennial grasses which grow widely in the United States —the so-called cool-season grasses and the warm-season grasses. The cool-season grasses are frost-resistant, but the warm-season varieties are not.

Most perennial grasses can be reproduced vegetatively, and they regrow rapidly after a harvest has been reaped from them. They are similar in these respects to the deciduous tree species previously discussed. More than one harvest can usually be reaped from them every year, but the actual number depends on the length of the growing season, the regularity and amount of rainfall, and the ambient temperatures during the growing season.

In those parts of the country where frosts occur every winter and, hence, where only cool-season grasses will grow, two or three harvests can usually be taken every year between the last severe frost in spring and the first one in the fall. Annual yields under these circumstances are three to five tons of oven-dry

TABLES 1

**A REPRESENTATIVE LIST OF DECIDUOUS SPECIES WHICH SHOW
PROMISE FOR PLANTATION CULTURE**

Locality	Hybrid Poplars			Other Species												
	State or Province	NE 388, 49 & 252	FNS 44 & 52	Others	Aspen & Hybrids	Black Cottonwood	Red Alder	Sycamore	Pin Cherry	Plains Cottonwood	Eastern Cottonwood	Silver Maple	European Black Alder	Green Ash	Sweetgum	Eucalyptus
Nova Scotia.....				X												
Ontario.....				X												
Manitoba.....				X												
Saskatchewan.....			X													
British Columbia.....								X								
New Hampshire.....					X				X							
Wisconsin.....				X	X											
Minnesota.....				X	X											
North Dakota.....										X						
Washington.....				X		X		X								
Pennsylvania.....	0			X												
Ohio.....																
Indiana.....											X					
Illinois.....											X					
Nebraska.....											X					
Kansas.....										0	X	0		X		
Georgia.....								0						X		X
Alabama.....											X				X	
Mississippi.....								X			0				X	
Louisiana.....											X					
Texas.....											X					
Florida.....																X

material (7). Such yields are too low to be practical for large-scale fuel production, and because harvested plant matter would have to be stored for use during the winter, cool-season grasses present many of the rather serious problems previously described for annual crops.

Nor are cool-season grasses good candidates for those parts of the country which are usually frost-free the year round. As temperatures rise in summertime above 65°F, the rate of growth for cool-season grasses declines, and when the ambient temperature during the daytime is regularly above 90°F, growth ceases. They are therefore not satisfactory for consideration for plantations in the South.

Warm-season grasses behave quite differently. Their growth rate does not decline in the warmest months. In fact, providing there is sufficient soaking rain (two or three inches per month), their growth rate increases as the temperature rises to its peak in the summer. In Florida and localities around the Gulf, rainfall is adequate to support harvests once every three or four weeks from late February into November. Under these circumstances, yields between eight and ten tons per year of oven-dry material are attainable in managed grasslands (3,5).

Certain warm-season grasses are therefore promising candidates for Energy Plantations in those parts of the South where the rainfall is regular and two or more inches per month, and the growing season is nine months or more a year for the grasses. Promising warm-season grasses include perennial sorghums, sugarcane relatives, bamboo relatives, bahiagrass, and finally the bermudagrasses, which appear to be the most attractive candidates.

III. LAND RESOURCES

A. Type of Land Suitable for Energy Plantations

With the most appropriate plant species for Energy Plantations™ having been selected, suitable land resources can now be identified. First of all, to be suitable for growing Energy Plantation™ crops in high yield, land must have an adequate supply of water.

All plant species require a considerable amount of water to support their growth and survival. The amount of water required varies among species from somewhat less than two hundred to somewhat more than three hundred pounds of water per pound of oven-dry plant matter produced (2). To be of practical interest, a combination of plantation site and species must produce at least seven tons, and preferably nearer ten tons, of harvestable, oven-dry plant material per acre per year. The combined effect of the water and harvest-yield requirements means that practical plantations cannot be established in territories where precipitation is normally less than about twenty inches per year.

In the contiguous forty-eight states, precipitation is generally at least twenty inches per year in the territory east of about the 101st meridian and on the western slopes of the mountains along the Pacific coast. The land between these two regions, except for the western part of Idaho and eastern Washington, normally experiences less than twenty inches of precipitation per year and is therefore generally too arid for worthwhile plantation operation. This arid territory is indicated by the areas shaded with dots in Figure 1.

Two degrees of relative aridness are shown in Figure 1. The less densely dotted areas normally receive fewer than about sixteen inches of precipitation per annum, while in the more densely dotted areas between about sixteen and twenty inches of precipitation can be expected. Rainfall during the growing season is usually more important than in months when plants are dormant. If the precipitation during the growing season averages two or more inches a month, even though the monthly average over the entire year is less than two inches a month, Energy Plantations™ may be feasible in a few localities in the more densely dotted areas on the map.

The steepness of slopes in the terrain is a second factor which influences the practicality of Energy Plantations. The areas in Figure 1 shaded by crosshatching running diagonally from the lower left to the upper right are too hilly for Energy Plantations. It will be seen that hilliness rules out most of the land on the western slopes of the mountains along the Pacific coast, nearly all the land with more than twenty inches annual precipitation in Idaho and eastern Washington, and the land in the Appalachian region in the east.

The third factor in determining land suitability is population density. In the map in Figure 1, counties having population densities in excess of three hundred persons per square mile have been excluded.

B. Availability of Land

Whether land which is suitable for Energy Plantations™ according to the gross criteria previously described can be made available for this purpose depends upon both the current use of the land and its capability for sustaining plant growth. Land which is currently used for a valuable purpose such as cropland, commercial forest, pasture, range, and recreation is unlikely to be made available for Energy Plantations™ —in particular, the land which is especially satisfactory for these purposes. On the other hand, there is a lot of land around which cannot be used for these purposes or which perhaps is only marginally useful, but which can be used for Energy Plantations™.

For example, since the planting site does not require intense preparation for clone planting, land can be used for deciduous-species plantations which is unsuitable for plowing and other intense soil preparation procedures required for agriculture. The slope of the land is limited by the ease with which field machinery

can be operated on it, rather than by the possibility of water erosion, which frequently limits the slope when plowing is involved. Land with slopes as steep as twenty-five percent appears to be acceptable for plantations where planting is to be done with clones (8).

The natural fertility of the soil at potential plantation sites is less important than the ease with which its fertility can be maintained at a high level by fertilization. The major source of fertilizer will be ash or other residue from the fuel-using operation. Excessively porous soils will be unattractive because of their poor moistureholding character and low retention of fertilizer material. On the other hand, poorly drained soils will be undesirable because of their adverse effect on plant growth and the difficulties they create with field machinery. Sites with a loamy soil which will support field machinery and retain adequate moisture to support eight to ten tons of plant-material growth per acre annually, are preferred for deciduous plantations.

The depth of the surface soil layer is expected to be less critical for deciduous plants than for annual farm crops, because the roots of the former will penetrate deeper and through more resistant soil structures than those of the latter. The minimum desirable depth will depend on the structure immediately below the topsoil layer (that is, the subsoil). If the subsoil will hold enough water to sustain the plants during the growing season, the topsoil depth is not particularly critical and could be as little as a clone length.

Based on considerations of land use —both potential and current— an estimate has been made of the suitable land in the contiguous forty-eight states which might become available for Energy Plantations™. This land area is estimated to be of the order of 175 million acres. All of this land is believed to meet the site, climate, and precipitation requirements for deciduous species preferred for plantation culture. However, only that part of the estimate representing land in the vicinity of the Gulf of Mexico will be suitable for warm-season grasses; it is estimated that twenty-five to thirty million acres meet their requirements.

It should perhaps be emphasized that this 175 million acres has no particularly valuable potential or current use; it is not cropland, commercial forest, pasture, range or recreational land. Virtually all of it is privately owned, and its owners would probably welcome the opportunity to receive a steady income if such land were to be devoted to Energy Plantations™.

IV. PLANT-MATTER PRODUCTION RATES

A. Available Data

To estimate the amount of plant matter, and hence fuel, which could be produced from a deciduous species on a given plantation site, estimates are

needed of the rate at which plant material can be grown on the area. The plant-matter production rate per acre varies with the number of plants per acre and the age of the stand at harvest time. In addition, there are several other factors which affect the sustainable annual yield per acre. These other factors include the species planted, the cultivation and fertilization programs, and the local climate and soil character.

Means are needed for predicting the effect of these various factors on the expected annual yield of plant matter at a particular site. The procedures used in the forest-products industry for estimating pulpwood and lumber yields are not suitable for estimating yields from an Energy PlantationTM. These methods are not designed for estimating growth rates year by year the first three or four years of growth, nor are they designed for estimating regrowth from stumps. Therefore, a yield estimation procedure has had to be devised for deciduous species grown specifically for fuel value on short harvest cycles, high planting density, and repeated harvests to minimize the cost of the plant material.

Set of data useful for devising a system for predicting plant-material production rates are available for about fifteen species and varieties grown in about as many sites in the Midwest and South. In a few instances, data are available for a particular species at more than one site, and in others, for several species at a particular site.

B. Development of a Growth Prediction Model

It has been found that an effective way to correlate the yield data is to express yields as the product of the number of living plants surviving to harvest time, and the harvestable weight per plant at that time. Analysis of the available survival data shows that the most important factors influencing the number of surviving plants, other than the particular species involved, are the age of the stand when it is first harvested and the original planting density expressed as the number of plants per acre. Besides being influenced by these variables, the survival rate is also affected by cultural treatments and, to a lesser extent, by fertilization.

By regression analysis of the data, the numerical constants needed for expressing the relationship between survival and the influential variables have been determined for several species and varieties of interest for Energy PlantationsTM, such as cottonwoods, silver maple, sycamore and a number of hybrid poplars. These relationships can be used for predicting the survival of these species in plantations. Further analysis allowed development of an approximate generalized means for estimating survival when data are not available for specific species-site combinations.

Analysis of the data available on the harvestable yield per plant shows that the yields can be expressed in terms of two constants, a growth parameter and a limiting factor. Correlations have been established between these constants and

the planting area per plant which are valid in the range of planting densities of interest for Energy PlantationsTM. The influence of several factors, such as species, cultivation and fertilization on the constants has also been elucidated for a number of cases.

Being able to represent widely different growth data in a systematic way by a small number of characteristic constants, as well as being able to generate correlations between the characteristic constants and parameters of importance in an Energy PlantationTM, such as the planting density, provides an important tool for use in plantation design. An approximate method for extrapolating yields from one location to another on the basis of climatological differences between the sites has also been derived.

Some experimental data are too limited to be interpreted by the general model. These valuable but limited data in many cases are a single item – for instance, a single harvested yield at a particular planting age. The general analytical method for determining the model parameters requires at least two harvested yields at the same planting density at two different planting ages. General relationships between the significant parameters used to describe plant growth, and the area per plant at planting have been established which permit these significant parameters to be estimated from a minimum of data. Then the plant growth characteristics of a species-site combination can be roughly evaluated.

C. Influential Factors on Production Rates

It is very clear from the data that allowing the species being grown for fuel value unrestricted view of the sun is crucial for achieving high yields. Preventing weeds and tramp vegetation from shading the Btu BushesTM while they are still small is therefore necessary, and its cost is included in the plantation capital and operating cost estimations. The data indicate that disking between the Btu BushesTM is the most effective way for maintaining weed control. Thorough destruction of the plant matter at the site prior to its use as an Energy PlantationTM is also an important factor in weed control during the first few years.

It is important to distinguish between fertilizing a stand when it is first planted and maintaining the productivity of a plantation site. The data indicate that fertilizer applied at the time of planting often leads to low plant survival rates which are only approximately offset by the increase in yield from plants which survive. On the other hand, the survival rates and harvestable yield per plant are each higher in fertile sites than in less fertile sites. Therefore, to assure continuing high yield at a plantation site, fertilizing factors must be returned to the land to replace those removed with the harvested material, but stands which have not yet established themselves should not be fertilized.

It is known that the yield from a particular deciduous species at a given site is influenced by the duration of the frost-free period each year, the profile and

absolute levels of ambient temperature during the frost-free period, and the insolation rate at the site. The estimated effects of these three factors have been reduced to equations usable for species selection and yield estimation purposes. The equations have been approximately validated.

D. Application of the Growth Prediction Model

The system includes twelve relationships in addition to specification of species. A program for manipulating it by computer has been written, and the system has been validated by demonstrating its use for predicting yields from several species at a variety of sites. Comparison of predicted yields with actual yields leads to the conclusion that yield predictions are good to probably plus or minus twenty percent for a particular species at a given site, but that for a group of species adapted to a particular site, the yield prediction is probably reliable to within about plus or minus ten percent.

The average annual sustained yield from a plantation is the sum of the yields from each of the harvests taken from a planting divided by the number of years which elapse between plantings. The yield at each harvest between plantings can be expressed in terms of the planting area per plant and the years which elapse between planting time and the first harvest, and between harvests after the first. The average annual sustained yield from a species at a given plantation site is a complex function of these three variables and the number of harvests taken between plantings. Values for these variables can be determined from the model which maximize the average annual sustained yield from a species-plantation site combination. A computer program has been written for this purpose.

An example of the kind of analysis which can be performed with the growth prediction model is shown in Figure 2. The estimated yield curves shown in this figure were calculated with the model for a particular hybrid poplar at a site in Pennsylvania. Estimated yields are shown in the figure at two clone planting densities, three stand ages at first harvest, and six intervals between subsequent harvests. a total of six harvests are taken from the stand before it is destroyed and replaced by a fresh planting. The harvest schedule applicable to each curve is shown in the right-hand margin of the figure — the first number being the stand age in years at the first harvest, the second being the number of harvests taken after the first, and the third is the interval in years between the harvests. The schedule «1 + 5 × n₂» means first harvest when the stand is a year old followed by five more harvests at intervals of n₂ years (actually from one to six years).

A number of species-site combinations have been examined with the model, and in general the highest annual sustained yield per acre is predicted at a planting density of four to twelve square feet per clone (10,900 to 3,600 clones per acre) with a harvest schedule in which the first harvest is taken when the stand is one or two years old and subsequent harvests are taken at intervals of two to four years.

The interval between harvests which gives the highest sustained yield appears to vary between species and possibly also with other factors such as the weed control and fertilization programs. The absolute value of the highest sustained yield per acre varies among combinations of site and species.

V. PLANTATION DESIGN AND OPERATION

A. Plantation Operations

In an established Energy Plantation™, operations are conveniently organized into four functions — supervision, field operations, clone production, and motor pool. Field operations include weed control, harvesting and transporting chipped plant material to the fuel-using facility, back-hauling the ash to the plantation and spreading it, lime and fungicide application, and plantation replanting. Clone production includes cutting plant material from living plants, cutting material into clones, packing them for cool storage and storing them. The motor pool is responsible for maintaining equipment at the plantation, delivering fuels and supplies to the field operations, controlling the reserve equipment, and operating the maintenance shop. Plantation operations are assumed to be underway around the clock, seven days a week.

In a plantation where a deciduous species is grown, harvesting, delivering plant material to the fuel-using facility, bringing residues back to the plantation, and maintaining equipment go on throughout the year at daily rates assumed to be relatively constant. The only seasonal operations are clone production, replanting and weed control. Most of the seasonal work is done by part-time, relatively unskilled people. All other work at the plantation is done by full-time personnel.

In a deciduous plantation, plant material will be harvested by machinery resembling silage corn and sorghum harvesters equipped with chippers. The plant material will be severed from the plant a few inches above ground level.

In an established plantation where a warm-season grass is grown, the operations are conveniently divided into supervision, field operation and motor pool. The responsibilities of these operations are similar to those of the corresponding operations in a deciduous plantation. An operation equivalent to clone production in deciduous plantations is not required because it is usually expected that root stock remaining in the ground after a grass plantation has been plowed under for rejuvenation will reestablish the grass stand. However, allowance is made in the cost estimates for using some restarting material (stolons) in the event that root stock from the previous stand is inadequate. It is assumed that any stolons used will be purchased from outside the plantation.

Since warm-season grasses are practical fuel sources only in those parts of the

country where the growing season for the grasses is at least between nine and twelve months a year, grass will be harvested at least nine months a year. Harvested grass will be stored at the plantation near where it was grown, and therefore moving it to the fuel-using facility will be a year-round operation. Transporting residues and spreading them on the plantation will also be year round. Renewing grass stands, which will involve deep disking and possibly also plowing, will be a seasonal operation, a substantial part of which can be done between growing seasons. Root stock left in the ground will resprout to establish the new stand with some replanting probably required.

In warm-season-grass plantations, large-capacity hay-making machinery will be used. The green hay will be windrowed as it is cut and left on the ground until it is approximately air-dry. It will then be assembled into cylindrical bales about eight to twelve feet in diameter and about eight feet wide. The bales will be stored in the open on the plantation for shipment later to the fuel-using facility. The inventory on hand will depend on the length of the growing season for warm-season grasses, and is likely to be at least two months' supply and possibly as much as four.

B. Equipment Requirements

Most of the types of field and transportation equipment required for plantation operation will be standard equipment already available. The harvesting equipment for deciduous plantations, the harvester-wind-rower for warm-season-grass plantations, and over-the-road trailers for moving plant material to the fuel-using facility and for bringing back residues to the plantations are not.

Conventional field tractors equipped with wheels will be used. The only crawler tractors used will be for field road maintenance and preparation of deciduous plantations for replanting. The over-the-road tractors will be standard units with fifth wheels. All self-propelled equipment, except pick-up trucks, will be equipped with diesel engines. All equipment will be equipped with lights for operation at night.

For moving material from the point where it is harvested or is in storage, over-the-road tractors pulling two semitrailers are assumed. The semitrailers will be equipped with live bottoms of the type used for manure spreaders, so that they can be used for moving plant material to the fuel-using facility, for back-hauling residues, and after retuning to the plantation also for spreading the residues on the land. The gross load capacity of the trailers will be about sixteen tons. The trailer bodies will have to be designed specially for plantation service.

The harvesters contemplated for deciduous plantations are not standard equipment. It is visualized that they will be similar to four-row silage corn harvesters, except that they will be built for rows four feet apart, and their guide chutes and plant-severing devices will be designed for handling up to four or five

stems per chute at a time. The stems are expected to be between one and two inches in diameter and, on occasion, perhaps as much as three inches in diameter. The plant material to be severed, however, will always be relatively juvenile and may not offer much more resistance per stem than mature corn or sorghum. The capacity of the harvesters is assumed to be eight tons (oven-dry basis) per hour.

It is not known whether the severing devices must be saws to assure leaving a relatively clean-cut stump, or whether they can be shears. Some authorities are of the opinion that clean-cut stumps promote vigorous resprouting and that raggedly damaged one do not. However, no data bearing on this uncertainty have been found. The severed plant material will be conveyed to chippers mounted on the harvester, and the chips will be propelled by the chipper rotors to an over-the-road trailer traveling alongside the harvester.

The capacity of the harvester-windrowers contemplated for warm-season-grass plantations is assumed to be about seven tons (oven-dry basis) per hour, or about twice the capacity of similar equipment regularly in use these days. Except for the difference in capacity, the harvester-windrowers are expected to be of essentially standard design.

C. Plantation Area Requirements

The estimated capital costs of harvesters and over-the-road tractor-trailer units are substantial. It is therefore appropriate to select the area of a plantation production unit so that the potential work capacities of the most costly units of equipment are fully utilized. In making this selection, it is assumed that the harvesters and over-the-road transportation equipment are in use ninety percent of the time they are in service. When they are out of service for major maintenance, they are replaced by units carried in a maintenance reserve pool. Since only integral numbers of units can be held in the pool, the relationship between the necessary numbers of units in reserve and the number of units in service will also be a factor in establishing the minimum practical area of a plantation unit.

For a plantation where the maximum annual productivity of plant material is nine oven-dry tons per acre, the minimum area which makes effective use of the harvesting and transport equipment is estimated to be about 28,500 acres. The area is a function of the productivity, and is estimated to be about 32,000 acres if the maximum productivity is eight tons per acre-year and about 25,600 acres if it is ten tons. It is recognized that often it may be impossible to assemble areas as large as these in a single tract. However, in localities having substantial areas potentially available for plantations, it should be possible to assemble the minimum area in a few relatively large blocks which are close enough to allow them to be operated conveniently as a single production unit.

There is no reason why the area of a production unit cannot be larger than

the minimum. However, if it is, and if effective utilization of the major equipment is to be maintained, the area should be increased in steps reflecting the capacity of the additional equipment employed. In any event, a plantation complex can consist of a number of production units, each having the minimum area.

Analysis of the work capacities of the major equipment required for grass plantations indicates that the minimum area for a plantation production unit is about the same as that for deciduous plantations with the same productivity. An area of 28,500 acres has therefore been adopted as the practical minimum size for grass plantations.

IV. ECONOMICS OF THE ENERGY PLANTATION

A. Establishment and Start-Up Costs

To establish an Energy Plantation[™], costs are incurred to clear and prepare land. Other costs are incurred to convert land ready for planting into an operating plantation. These are called start-up costs, and they include the costs for producing and planting clones.

The costs of land clearing and preparation are treated as capital costs incurred in establishing the plantation. Preparation includes the cost of spreading fertilizer and lime on the cleared land. In the case of deciduous plantations, the cost of planting about five percent of the land to produce clones for planting throughout the plantation is included in the capital cost. The costs of supervision provided by the plantation operator and service from his motor pool during the land clearing and preparation period are also included in the capital cost.

it is contemplated that as land is cleared, it will be prepared for planting, and then be planted at the first opportunity when weather, soil moisture and seasonal factors are conducive to good germination of clones and subsequent plant growth. Thus, during the initial start-up period, selected portions of the plantation are progressively cleared and then planted to effect a continuous operating schedule. When the plantation is fully established, portions of it will be in all of the different operations simultaneously; some portions in a growth phase, some in a harvest phase, and still others being regenerated. This continuous operating schedule promotes a more-or-less constant supply of Energy Plantation[™] fuel.

Because equipment required for land clearing and preparation will be out of balance with that required for continuing plantation operation, it is contemplated that most of these operations will be done by hired custom service operators. However, units of equipment of the type which will be required for regular plantation operation will be delivered the start-up operations.

For an assumed plantation operation in the south for which the estimated productivity was nine oven-dry tons per acre per year with a planting density of one plant per four square feet, land-clearing and preparation cost was estimated to

be about \$50 per acre. Start-up costs were estimated to be about \$90 per acre. These costs are believed to be representative for plantations elsewhere having the same planting density and harvest schedule. The condition of the land prior to its conversion to plantation use — whether it has scrub bush or tree growth on it or is grassland— is not expected to be a very large factor in the total cost of establishing a plantation.

For the establishment and start-up operations of a grass plantation, about two years will probably be needed. The land-clearing and preparation costs are estimated to be about \$40 per acre, and the start-up costs about \$28 per acre. The start-up costs for a grass plantations are significantly cheaper because purchasing and planting grass stolons is much cheaper than producing and planting clones as in the case of a deciduous-species plantation.

B. Capital and Operating Costs

Estimates have been made of the equipment and manpower requirements and capital and operating costs for plantation production units having minimum practical areas for maximum annual plant-material productivities of eight, nine and ten tons (oven-dry basis) per acre. These productivities span the estimated range of maximum productivity generally throughout the regions most suited to Energy PlantationsTM. Because the maximum productivity is expected to be achieved usually with a planting density of four square feet per clone, and a harvest schedule calling for the first harvest when the stand is a year old, followed by five from stump regrowth with two-year intervals between them, that planting density-harvest schedule combination has been assumed for the estimates. It is assumed for these estimates that the average distance plant material is hauled from where it is harvested to the fuel-using facility is about eleven miles. Of this distance, about five miles are inside and six are outside the plantation.

Factors involved in these cost estimates include the work capacity, and personnel, fuel supply and maintenance requirements for the equipment used and the functions performed in the plantation. The also include the capital costs and estimated service lives of the equipment visualized for plantations (8). These cost estimates are based on twenty-four-hours-per-day, seven-days-per-week operation. The estimated rates for the various skills involved and payroll fringe benefits (twenty percent of the pay rate) are based on rates characteristic for large farming operations where much of the work is done by hired hands. The costs and pay rates are generally at levels in effect early in 1975. The manpower required for a minimum plantation production unit of 28,500 acres is estimated to be 86 full-time and 48 part-time people.

The breakdown of the estimates of capital and operating costs for a plantation consisting of four 28,500-acre production units is shown in Table 2. The calculation of the revenue required to cover all costs involved in growing and delivering

TABLE 2

BREAKDOWN OF CAPITAL AND OPERATING COSTS AND ESTIMATE OF TOTAL REVENUE REQUIRED PER YEAR FOR DECIDUOUS PLANT MATERIAL GROWN ON ENERGY PLANTATIONS

Basis: Annual productivity of plantation of nine oven-dry tons per acre per year.

Annual plant material produced 1.03 x 10⁶ oven-dry tons
 Number of plantation units 4 (114, 000 acres)
 Average plant-material delivery distance 6 miles

COST ELEMENT:	Thousands \$	Percent of Total Revenue Required
Plantation Investment:		
1. Machinery & buildings	5,874	
2. Land clearing & preparation	5,514	
3. Total plant investment	11,388	
4. Interest during construction		
a) Machinery & buildings	138	
b) Land clearing & preparation	775	
5. Start-up	9,924	
6. Working capital	5,543	
7. Total capital investment-TCI	23,768	
Annual Operating Costs:		
8. Fuels	593	4.2
9. Land rental	2,565	17.9
10. Payroll	3,337	23.3
11. Admin. & gen'l overhead	790	5.5
12. Operating supplies	664	4.7
13. Repair parts	1,004	7.2
14. Local taxes & insurance	307	2.2
15. Total annual operating cost-AOC	9,260	64.8
Depreciation:		
16. Total Depreciation	2,895	20.2
Returns:		
17. Allowable gross return	1,566	11.0
18. Federal income tax	578	4.0
19. Total capital charges-TCC	5,039	15.0
Total Revenue Required	14,299	1000
Total Revenue Required per oven-dry ton of plant material delivered.	13.94	

plant material to the fuel-using facility has been made according to the utility method of financing (6).

In making the calculations for this table, the following assumptions were used:

1) a 15 percent after-tax return on equity, 2) a debt-to-equity ratio of 75 to 25, and

TABLE 3

**ESTIMATE OF TOTAL REVENUE REQUIRED PER YEAR FOR GRASS
PLANT MATERIAL GROWN ON ENERGY PLANTATIONS**

Basis: Annual productivity of plantation of nine oven-dry tons per acre per year.

Annual plant material produced 1.03 x 10 oven-dry tons
 Number of plantation units 4 (114,000 acres)
 Average plant-material delivery distance 6 miles

COST ELEMENT:	Percent of	
	Thousands \$	Total Revenue Required
Plantation Investment:		
1. Machinery & buildings	4,255	
2. Land clearing & preparation	4,593	
3. Total plant investment	8,848	
4. Interest during construction		
a) Machinery & buildings	100	
b) Land clearing & preparation	431	
5. Start-up	3,198	
6. Working capital	1,610	
7. Total capital investment-TCI	14,187	
Annual Operating Costs:		%
8. Fuels	1,646	12.8
9. Land rental	2,565	20.0
10. Payroll	3,265	25.4
11. Admin. & gen'l overhead	770	6.0
12. Operating supplies	412	3.2
13. Repair parts	762	5.9
14. Local taxes & insurance	239	1.9
15. Total annual operating cost-AOC	9,658	75.2
Depreciation:		
16. Total depreciation	1,909	14.9
Returns:		
17. Allowable gross return	933	7.3
18. Federal income tax	345	2.7
19. Total capital charges-TCC	3,187	10.0
Total Revenue Required	12,845	100
Total Revenue Required per Oven-Dry Ton of Plant Material De- livered	12.53	

3) an interest rate of 7.5 percent. The utility rate of return is therefore 9.375 percent.

It is assumed that the land in the plantation is rented from its owner. The annual land rental is assumed to be the value of the land times the utility rate of return.

It can be seen from Table 2 that payroll and payroll overhead costs are the single largest contributor to the total estimated cost of operating the plantation. These two costs together account for almost thirty percent of the total annual cost. The next two largest cost elements are depreciation and land rental.

The cost estimates for producing a warm-season grass on an Energy Plantation are shown in Table 3. The estimated costs of operating a grass plantation are slightly lower than these for a deciduous-species plantation. The cost breakdown is very similar to the deciduous-species case except for two significant differences.

C. Cost of Fuel Produced

The cost of the fuel produced on an Energy Plantation is simply the total revenue required for the operation divided by the amount of material produced. For the operations whose cost estimates are shown in Tables 2 and 3, the cost of the plant material produced is \$13.94 per oven-dry ton of deciduous material and \$12.53 per oven-dry ton of grass.

Cost estimates were also prepared for plantations with different land productivities and different scales of operations to investigate the sensitivity of the plant-material cost to these factors. Table 4 shows the cost per oven-dry ton of

TABLE 4

EFFECT OF PLANTATION PRODUCTIVITY ON REVENUE REQUIRED FOR DECIDUOUS PLANT MATERIAL DELIVERED

Basis: Several Plantation production units having four square feet per plant planting density, and a harvest schedule calling for a first harvest when the stand is a year old with subsequent harvests at two-year intervals for a total of six harvests per stand. All plant material delivered to a central fuel-using facility.

Capacity of plantation, million oven-dry tons of plant material per year	Revenue Required - \$ per Ton			
	1.03	2.05	5.13	10.26
Productivity of plantation, oven-dry tons per acre per year:				
8	\$14.74	\$14.94	\$15.66	\$16.24
9	13.94	14.15	14.80	15.32
10	13.21	13.40	14.03	14.54

deciduous material for three different land productivities and four different production capacities. Except for the productivity and plantation area requirement (lower or higher productivity means higher or lower area requirement for the same capacity), all other assumptions are similar to those used previously. As in to be expected, plant material produced in plantations having a productivity at the lower end of the estimated productivity range is more costly than that produced in plantations having a productivity at the higher end. The reduction in estimated cost is seen to be about 5.5 percent per ton increase in productivity per acre-year.

In Table, 4 cost per ton is to increase with production capacity, which is perhaps surprising. However, an analysis of the costs shows that there is relatively little opportunity for economy of scale. One plantation production unit consisting of 28, 500 acres (at a productivity of nine oven-dry tons per acre per year) uses all of the equipment fully. To increase production capacity simple takes more production units.

The increase in cost with increase in production capacity is the result of having to transport the material a further distance to the central fuel-using facility. This characteristic of the cost of Energy Plantation fuel must be taken into consideration when the central fuelusing facility is designed, to arrive at an optimized total system.

If the useful fuel value of the plant material. Fired in a air-dry condition, is taken as 5700 Btu per air-dry pound, the plant-material cost range in of \$0.98-16.24 per oven-dry ton translates into an energy costo range of \$0.98-\$1.21 per million But of useful heating value. This cost is competitive with the cost of more conventional fuels in many situations right now.

VIII. POTENTIAL OF THE ENERGY PLANTATION

This analysis of the Energy Plantation™ concept shows that plant-matter fuel can be produced at a competitive cost. A remaining question is whether the land requirement for an individual power plant is practical and manageable or not. For a power plant having a capacity of, for example, 500 megawatts, the land requirement would be about 235,000 acres or 370 square miles, assuming an average load factor of 0.55 and a thermal efficiency of 34 percent for the plant. This area is only somewhat larger than the 350 square miles required to supply a 1,000 ton-per-day pulp mill with pulpwood, and in the South in 1975, there were 47 pulp mills, each having a capacity of 1000 tons per day or greater. An Energy Plantation™ of the size required to supply a 500-megawatt power plant would therefore appear to be practical in terms of the land requirement.

To assess the overall potential of this concept, the analysis of land availability shows that possibly as much as 175 million acres might be devoted to this purpose, land which has no particularly valuable current or potential use. At an average productivity of nine oven-dry tons per acre per year, for example, this land

could yield about 18 quadrillion Btu of useful fuel value per year, for example, this land could yield about 18 quadrillion Btu of useful fuel value per year, or about 25 percent of the total national consumption of energy. This is over three times the potential amount of energy which could be obtained from all sources of municipal solid waste, and forest and agricultural residues.

If converted to electricity, this potential yield of energy from Energy PlantationsTM would supply about 1,800 billion kilowatt-hours, an amount almost equal to the current national production of electricity of 1.968 billion kilowatt-hours (preliminary estimate, 1974 (9)). This comparison involving the total electricity production in the United States is not made with the idea that all of the available land should be used for Energy PlantationsTM. It is made to show that this concept has considerable potential for being a significant new alternative source of fuels.

ACKNOWLEDGEMENT

The work reported in this paper was supported in part by the Construction Engineering Research Laboratory of the Defense Advanced Research Projects Agency under Contract Number DACA 23-74-C-0009.

REFERENCES CITED

1. ALICH, JOHN A. and ROBERT E. IHMAN: «Effective Utilisation of Solar Energy to Produce Clean Fuel», Report n.º NSF/RANN/SE/GI 38723/FR/2.
2. ASSMANN, ERNST: *The Principles of Forest Yield Study*, Pergamon Press, 1970.
3. BENNETT, HUGH W.: «Johnsongrass, Dallisgrass and Other Grasses for the Humid South», Chapter 32, *Forages*, edited by Maurice E. Heath, Darrel S. Metcalfe and Robert E. Barnes, The Iowa State University Press, 1973.
4. BOWERSOX, TODD W.: Pennsylvania State College, Private communication with Jean F. Henry, InterTechnology Corporation, June, 1974.
5. BURTON, GLENN W.: «Bermudagrass», Chapter 31, *Forages*, edited by Maurice E. Heath, Darrel S. Metcalfe and Robert E. Barnes, The Iowa State University Press, 1973.
6. Esso Research and Engineering Company, «Description of Gas Cost Calculation Methods Being Used by the Synthetic Gas-Coal Task Force of the FPC National Gas Survey», 1972.
7. METCALFE, DARREL S.: «Forage Statistics», Chapter 7, *Forages*, edited by Maurice E. Heath, Darrel S. Metcalfe and Robert E. Barnes, The Iowa State University Press, 1973.
8. Opekasit, Inc., Cincinnati, Ohio - agricultural engineering consultants to InterTechnology Corporation.
9. Statistical Abstract of the United States, 1975, U.S. Department of Commerce.

Brief summary of itc's activities

A. Company Experience

1. Company Experience in the Solar Thermal Energy Field

InterTechnology Corporation has been involved in the analysis and design of alternative energy systems since its founding in 1968. The harnessing of solar energy in various ways has been the backbone of company activities for several years. Ours has generally been a systems approach whereby we have undertaken the task of making a thorough energy inventory, considering both the need and all of the available resources. The following details highlight a few of the company's achievements in the solar thermal energy field:

a. Solar Collector Systems

i. Design and Development of Collectors

ITC has been engaged for several years in the design, construction, development and testing of flat plate collector hardware, and in the course of this work has significantly improved the cost effectiveness of this vital component of solar thermal energy systems.

ii. Design of solar Heating and Cooling Systems

Using climatological data for the entire nation, together with the fundamental parameters which determine the best combination of solar collector hardware, ITC has developed computer programs which make possible the rapid and efficient design of solar heating and cooling systems for essentially any kind of building in any part of the country.

iii. Demonstration and Test Installations

Partly with Government support and partly with its own resources, ITC maintains a continuing program of testing and demonstrating various components and subsystems of solar heating and cooling systems. Some of these are the company's own designs, and some are submitted for test by other companies. Much of the work is done at the Fauquier High School solar heating installation, where it is possible to test numerous different collector units under identical conditions simultaneously.

b. Federal Government Projects

i. Under NSF Contract C-868 (ERDA), ITC designed and constructed an experimental solar heating system for five detached classrooms at the high school in Fauquier County, Virginia. The system is based on a 2500-square-foot flat plate collector array, and provides 100 percent of the heating load for the five classrooms, totalling 4100 square feet of floor space. Built in 57 days, the system was declared operational in March 1974. The cognizant contracting officer was Mr. John Del Gobbo, program manager for NSF.

ii. Under NSF Contract C-907 (ERDA), ITC has undertaken the operation, maintenance, data collection and performance of specific heating and cooling experiments during the 1974-75 heating and cooling season at the Fauquier High School site. Mr. Eugene Doering has been the cognizant contracting officer.

iii. At the request of the Solar Energy Industries Association, ITC performed a preliminary design for a solar heating and cooling system for a proposed physical fitness facility at the White House in Washington, D.C.

iv. ITC is presently engaged in performance of Phase I of the National Demonstration Program for Solar Heating and Cooling of Nonresidential Buildings, under ERDA Contract E (11-1) 2688. Mr. Eugene Doering is the ERDA technical monitor, and Mr. Daryl Morse of the Chicago Operations Office is the cognizant contracts officer. A description of the project is given in an ERDA release (attached), dated June 17, 1975.

v. ITC has recently been awarded contract E (1101)-2829 from ERDA's Chicago Operations Office for a national Survey of the Applications of Solar Thermal Energy to Industrial Process Heat. Mr. Greenwood of the Chicago Office is the contracting officer.

vi. NSF/NASA Solar Energy Panel-«Assessment of Solar Energy as a National Energy Resource». The president of InterTechnology Corporation was a member of this solar energy panel which served in an advisory capacity to NSF/NASA. The panel was responsible for technology assessment of various means for directly using solar energy.

vii. ITC commenced work 15 January 1976 on a contract with the Federal Energy Administration to make a solar heating and cooling industry/market infrastructure analysis. The analysis will provide a valuable tool in assessing the requirements of various solar heating and cooling commercialization efforts. This tool is being developed in direct support of the Impacts (cost benefit analyses) Chapter of the Solar Energy Government Buildings Project.

c. Local and State Government Projects

i. Under contract with the Jefferson County, West Virginia, school system, ITC has provided the preliminary design and feasibility analysis of solar heating and cooling for a low-energy elementary school to be built in Charles Town, West Virginia. Ground breaking is planned for early 1976. This project is supported by ERDA Contract E(40-1) 4926 with the Jefferson County School system. ERDA's project director is Mr. Jackson Hale and at ERDA's Oak Ridge office the cognizant contracting officer is Mr. Walter Love.

ii. ITC was commissioned by Burt-Hill Associates, subcontractor to the Westinghouse Corporation, to assess the relative merits of a number of solar heating and cooling options under consideration for the Towns Elementary School in Atlanta, Georgia. This school has recently been completed.

iii. For Arthur Cotton Moore Associates, ITC has provided initial orientation and engineering consultation concerning a solar heating system for the physical science laboratory which will be part of the science building at Madeira High School at Mclean, Virginia. This is now completed.

iv. Presently, ITC is undertaking a major comprehensive energy study for the City of Clarksburg, West Virginia, which includes the possible solar heating of a whole city district, containing some 1300 residential and commercial buildings, as well as several other SHACOB* applications. An ERDA contract to support this program has just been awarded with Mr. Steven Cavros as ERDA's project director, and Mr. Bill Bowers of the Oak Ridge office as cognizant contracting officer.

v. Under discussion at the present time with the Energy Commission of the State of North Carolina are two potential solar energy applications involved with process heat. One has to do with furnishing process water for textile finishing. The other would be a solar thermal system for drying tobacco. One aspect of the latter problem which ITC is exploring is to find a year-round use for the solar system, which would be necessary on only a seasonal basis for the drying of tobacco. One idea is to use mobile collectors which might be moved from one point of use to another, seasonally.

* Solar Heating and Cooling of Buildings.

vi. Butler County (Ohio) Home. ITC was retained as solar engineering and design consultant to the Hamilton, Ohio government.

d. Commercial and Industrial Projects

i. For Arthur Fox Associates of New York City, and Huntingfield Corporation of Maryland, a solar heating and cooling system has been designed by ITC for a building containing both living quarters and office space.

ii. For A. G Johnson, ITC has provided a preliminary design of a solar system for a sauna and therapeutic pool facility.

iii. ITC has provided preliminary designs for a heating and cooling system for the George Mason Hotel, Alexandria, Virginia. The system is still in the initial design stage.

iv. ITC has designed a solar heating system for apartments and offices in the Regina Apartment complex, Arlington, Virginia. The budget for installation has not yet been approved by the owner.

v. ITC has furnished a preliminary design and cost estimate data for solar heating to produce industrial hot water in a meat-packing installation of the Iowa Beef Packers, Inc. The system is still under consideration.

vi. In another process heat example. ITC has provided designs and estimates to a concrete block plant for a solar system to heat the water used for curing concrete blocks.

vii. ITC has been contracted by the Olin Corporation to design a solar heating and cooling system of several parts of the corporate headquarters in Connecticut.

viii. A. E. Staley Manufacturing Company has retained ITC to do energy audits and design solar process-fluid-heating systems for its corn processing plants.

ix. ITC was retained by the Weyerhaeuser Company, one of the world's largest pulp, paper, and forest products company, to carry out process heat conservation and substitution studies and also to train Weyerhaeuser personnel for about one year.

e. Work with Foreign Governments and Companies

i. Recently ITC and the Government of Romania executed a contract to establish in that country an applied research and development joint venture which will emphasize the development of local energy resources and will certainly place strong emphasis on solar energy utilization.

ii. ITC is actively carrying on discussions (at various stages of fruition) with some thirty foreign and governments concerning the establishment of energy research

centers similar to that in Romania, or various forms of joint manufacturing ventures. These countries include France, Poland, Iran, Algeria, Yugoslavia, Pakistan, South Korea, Morocco, to mention a few.

iii. ITC is designing solar components for manufacture and marketing in Latin America, for residential, commercial and industrial purposes, in a joint venture known as ENERSOL.

f. Additional Solar Energy Design Projects

Other related solar energy projects which are currently in the planning or talking stage number about three dozen and include efforts in several foreign countries as well as the United States.

Finally, ITC is pursuing in-house research in the technology of solar desalination, solar crop-drying and solar pumps which should be particularly suitable for irrigation-water pumping in parts of the world rich in sunshine and poor in surface-water supply.

2. InterTechnology Performance on Other Projects

InterTechnology's assignments have been commissioned by several agencies of the federal government including the National Science Foundation, the Advanced Research Projects Agency of DOD, the U.S. Environmental Protection Agency, the Council on Environmental Quality, and the Energy Research and Development Administration. Several well known industrial firms and many individuals have also commissioned ITC assignments. Present and past assignments, directly concerned with solar thermal energy were described in the previous sections. Additional assignments, covering other ITC projects, are described below:

i. For the Advanced Research Projects Agency of the Department of Defense (Contract number DACA 23-74-C-0009):

The purpose of this program, monitored for ARPA by Mr. Richard C. Donaghy, chief of the Environmental and Energy Systems Division, Department of the Army, was to assess the feasibility of supplying solid and gaseous fuels for fixed facilities at Army bases by growing the required fuel material in «Energy Plantations» on the bases themselves. In the Energy Plantation concepts, plant matter is grown purposely for its fuel value. It is therefore a means for directly harnessing solar energy in the form of fuel by photosynthesis.

The work involved system design and optimization for installations in each of

two broadly typical, large but dissimilar Army bases. Each system included the Energy Plantation™ and associated facilities required for generating fuel gas and solid fuel for consumption in direct-fired equipment. The work entailed selection of preferred plant species for the Energy Plantation™ at each base, appropriate growth cycles, and growing and harvesting techniques. Associated facilities design included production process for the fuel gas, scrubbing to remove CO₂, equipment for firing solid fuel, and performance of all the necessary equipment, inventory control, and other features of process design. Mathematical modeling for process simulation and operations research procedures for sub-system capacity determination were therefore required in the work for which skills from a diversity of disciplines had to be teamed. Conceptual process development and economic evaluation were parts of the overall task.

ii. For the National Science Foundation (Contract number C-645) m Dr. Jesse C. Denton, NSF-RANN, cognizant contracting officer:

ITC was commissioned under this contract to develop a system for selecting major research and development funding opportunities for NSF with respect to energy production, processing and consumption in the United States. Techno-economic models of major aspects of United States energy economy were developed, and from these, plausible future energy consumption and energy constraint scenarios were described. Energy consumption to the year 2040 was projected on the basis of these scenarios. With these projections as background, technoeconomic sensitivity the most fruitful applications for its research funds and other resources available for energy considerations. Estimates were also made of the future supply of certain materials, particularly metals, because a future relative scarcity of any of them may influence the merit of pursuing research in certain directions.

The report generated by this work has become one of the most requested reports ever generated by NSF funding. Inquiries for it have come from readers all over the world. The report is widely recognized as the best available compendium of the many technoeconomic relationships which characterize the energy/power problems of the United States. It has a useful format and is expected to be a valuable reference document for many years.

iii. For the U.S. Environmental Protection Agency (Contract number 68-02-1066), Dr. Gary J. Foley, project officer:

The purpose of this work was to develop an engineering analysis system for EPA use in deciding how to allocate funds among proposed research and development programs on control of fine particulate air pollution. The work

required development of validated predictive performance and cost models based on fundamental physical principles, which simulate fabric filters, Venturi scrubbers and electrostatic precipitators of present and conceivable future design. Computer programs for making sensitivity analyses based on the performance models, and on the combined performance and cost models for each class of control device, also had to be developed. Devising algorithms to reflect the allocation criteria for optimizing embodiments of the control devices in specified service situations was also an element of the work.

iv. For the U.S. Environmental Protection Agency (Contract number 68-02-1327):

The purpose of this task was to prepare the engineering design for a practical system capable of meeting the energy requirements in a modern household, a design which would:

sharply reduce fuel requirements from present levels, and permit a significant reduction in pollutant emission to the atmosphere. The system design includes a fuel cell, heat pump, solar energy collector with thermal storage and catalytic combustors. The design has been accepted by EPA and negotiations have been initiated for construction of a prototype demonstration unit.

v. For the U.S. Environmental Protection Agency:

The object of a one-month study was to define energy supply/consumption scenarios for the United States for several years to the end of the century. The scenarios take into account possible future trends in energy consumption by specific final purpose (residential space heating, for example) with and without programs to conserve energy in certain end-uses. They also allow for future restricted supply of natural hydrocarbon fuels, offset in part by projections of the availability of synthetic fuels and other developing energy sources. The base year for the projections was 1972 and the work was done as a joint task with ESSO Research and Engineering Company under a subcontract from the M.W. Kellogg Company.

vi. For the Council on Environmental Quality, Mr. W.G. Savage, contracting coordinator:

In this assignment, InterTechnology Corporation was asked to develop a quantitative profile of energy attrition occurring in the series of often complex steps leading from hydrocarbon and mineral energy resources as they are found in nature, through various refining and upgrading processes, to final consumption of the energy by its ultimate users. By-product castoffs in the course of these steps,

and the pollution consequences were identified. Estimates were made of the effectiveness with which energy latently available in natural energy resources is ultimately used.

vii. For the U.S. Environmental Protection Agency (Contract number 68-01-0578), Dr. Richard C. Briceland, Office of Planning Evaluation:

The purpose of this work was to evaluate practical opportunities in the United States for energy conservation between the end of 1972 and 1990. Five tasks were involved. First, to project energy consumption by major final uses in various years to 1990. Second, to identify, for the larger final uses of energy, possibilities for conserving energy, or for inducing conversion to more desirable energy forms. Third, to describe the steps which would have to be taken to implement these energy conservation possibilities. In the fourth task, estimates were made of the costs for achieving each possibility for energy conservation of the anticipated benefits cumulated through the years that each would provide, and of the inconvenience each would be expected to engender. The fifth task was to recommend specific conservation opportunities which should be pursued, from among those identified and appraised, because of their feasibility, attractive cost/benefit ratios and total potential impact.

viii. For the U.S. Environmental Protection Agency (Contract number 68-02-1327):

The object of this work was to estimate the minimum requirement for environmentally clean-burning liquid petroleum fuel for purposes other than automotive equipment in the United States. Estimates were made for several years to the end of the century. Allowance was made for trends and anticipated changes in liquid fuel consumption by various ultimate users in the economy. Possible substitute sources of energy for these were also considered. The impact on air pollution and its control as a consequence of switching to alternative energy sources was estimated.

ix. For the U.S. Environmental Protection Agency (Contract number 60-02-1327), Office of Engineering Analysis, Triangle Park:

The purpose of this assignment was to produce a critical, comparative evaluation of various advanced and otherwise unconventional sources of energy. The energy sources considered were:

- ★ solar energy collected at low and high temperatures and by photovoltaic and biological means,
- ★ several types of organic refuse,
- ★ geothermal heat,
- ★ the wind,
- ★ ocean thermal gradients,
- ★ the tides.

The criteria for evaluating the sources included their present and potential energy-providing capability on a large scale, their impact on air pollution, and their impact on future demand for fossil fuels.

x. For the U.S. Environmental Protection Agency (Contract number 68-02-1327):

The object of this work was to estimate the possible effects of increasing world-wide energy consumption on the thermal balance and surface temperature of the earth. The study takes into account anticipated trends in energy consumption and the future availability of each of the various energy sources derived from plant material produced in Energy Plantations would not affect the temperature or thermal balances of the Earth.

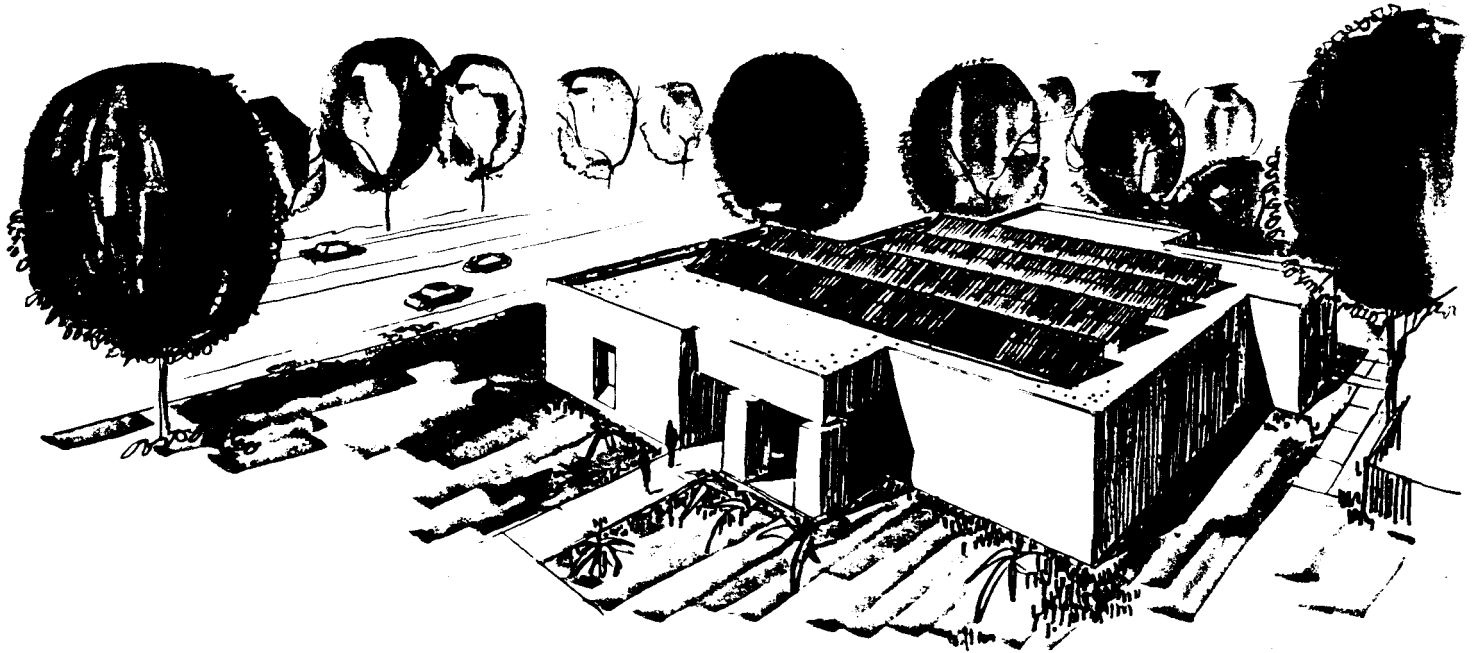
xi. Private Commercially Sponsored Activities:


While the work done for our commercial clients is confidential to them, the following general topic outlines will illustrate the depth and breadth of some of the assignments:

- ★ A major study on the feasibility of converting solar energy into synthetic natural gas (SNG).
- ★ means of reducing purchased fossil fuels and electricity for a large pulp, paper, plywood and lumber producer.
- ★ technical feasibility, cost and benefits estimates for steam-propelled vehicles,
- ★ environmental impact studies of a new generation of diesel engines,
- ★ recovery of hydrogen generated in a chlorine-caustic electrolysis plant and means for safely using it as a fuel source,
- ★ heat recovery in lumber kilns to reduce their heat requirements,
- ★ an off-peak power storage system using compressed air, which would provide great improvement in performance and cost over existing pumped hydroelectric installations,

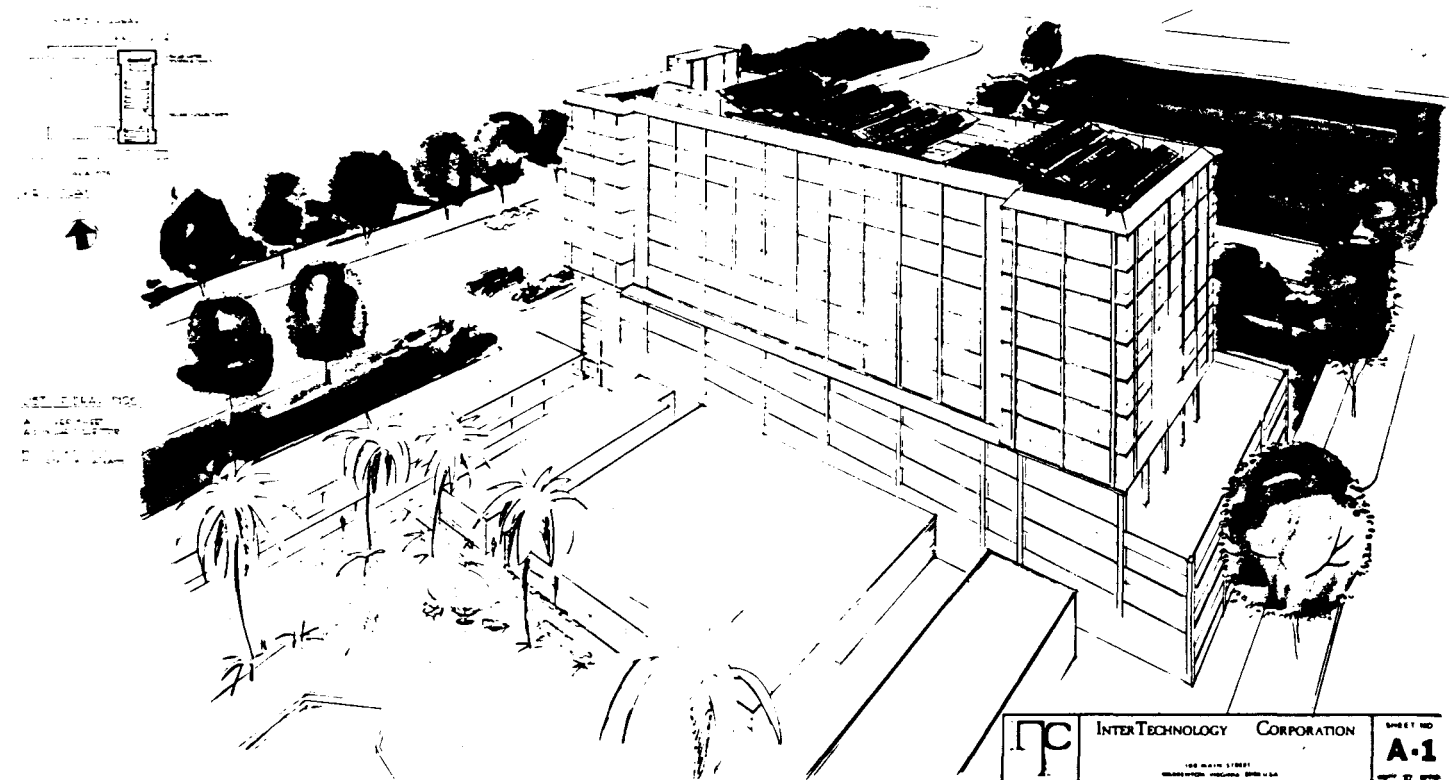
- ★ the development of a closed-cycle total energy system to be established on a condominium basis for small residential communities,
- ★ preliminary design and cost estimate for the production of industrial hot water for several industrial clients.

In summary, competent skills, understanding and experience are available within, and through, InterTechnology for meeting the expertise required for answering almost any energy-related question. We are similarly well equipped to handle work in our other mission areas.

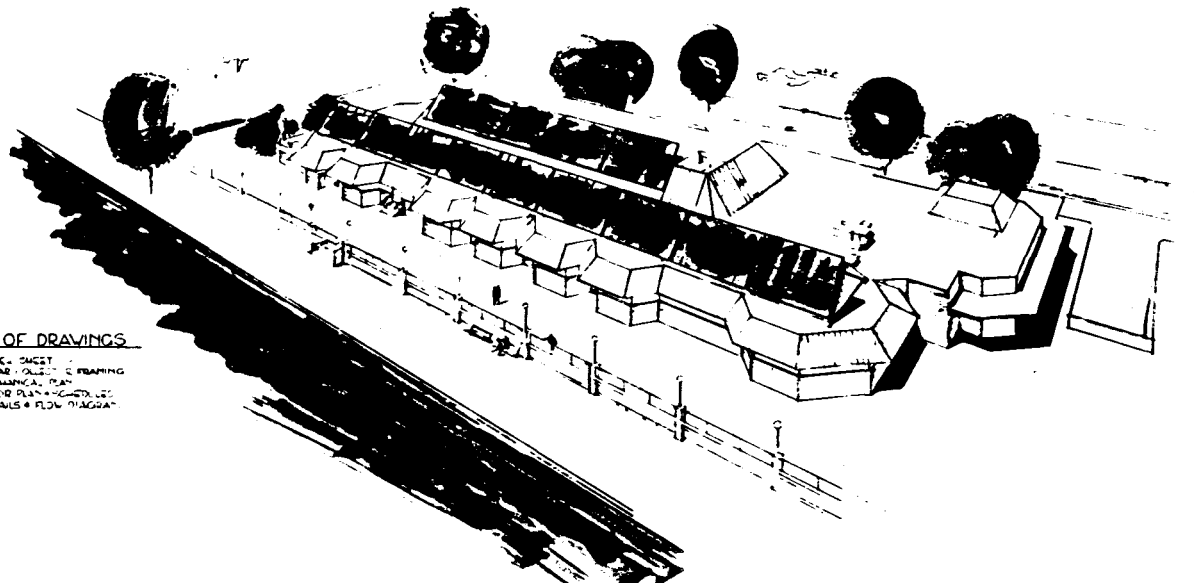
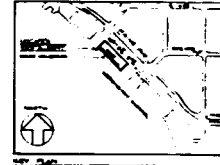


OF PROJECT UNTY COURTS BUILDING	NO. 1 DESCRIPTION PHOENIX, ARIZONA	DATE 1964	SHEET TITLE UNTY COURTS BUILDING	THIS DRAWING HAS BEEN PREPARED IN ACCORDANCE WITH ALL APPLICABLE CODES & REQUIREMENTS	DATE 1964 DRAWN BY 		INTERTECHNOLOGY CORPORATION 1000 N. CENTRAL AVENUE PHOENIX, ARIZONA 85004	SHEET JOB NO.
---	--	--------------	-------------------------------------	--	----------------------------------	--	--	----------------------

HONOLULU AIRPORT RAMADA INN



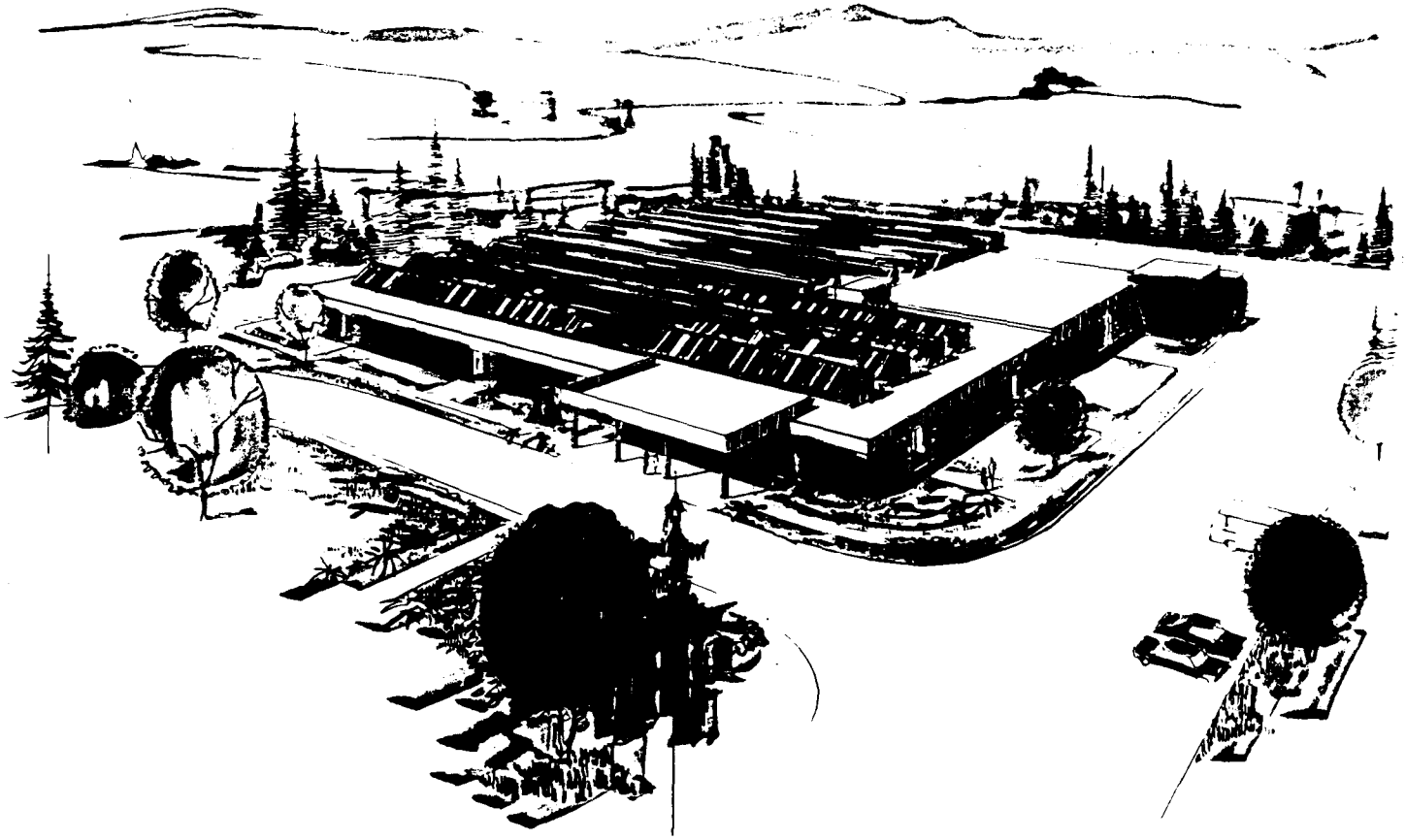
HOGATE'S RESTAURANT



LIST OF DRAWINGS

- A-1 COVER SHEET
- A-2 SOLAR COLLECTION FINISHING
- M-1 MECHANICAL PLAN
- M-2 FLOOR PLAN + STRUCTURE
- M-3 DETAILS + FLOW DIAGRAM

NAME OF PROJECT HOGATE'S SEAFOOD RESTAURANT <small>MEMPHIS, T.N.</small>	NO.	DESCRIPTION	DATE	SHEET TITLE COVER SHEET	JOB NUMBER	SCALE		INTERTECHNOLOGY CORPORATION <small>100 MAIN STREET MEMPHIS, TENNESSEE 38103 U.S.A.</small>	SHEET NO. A-1
	1				DATE	APPROVED BY H.S.L.			



# OF PROJECT DEAR HEATING & COOLING SYSTEM FOR MGR JACKSON ELEMENTARY SCHOOL <small>ISSUED UNDER A LEASE AGREEMENT</small>	SHEET NO. 001	SHEET TITLE HEATING & COOLING	DATE 01/15/00	DRAWN BY J. J.	CHECKED BY J. J.	 INTERTECHNOLOGY CORPORATION
	PROJECT NO. 001	PROJECT NAME MGR JACKSON ELEMENTARY SCHOOL	PROJECT ADDRESS 12345 MAIN ST, WASHINGTON, D.C.	PROJECT PHONE (202) 555-1234	PROJECT FAX (202) 555-5678	

Figure 1.
PROJECTED WASTE HEAT GENERATION, ATMOSPHERIC CO₂
CONCENTRATION AND GLOBAL TEMPERATURE CHANGES.

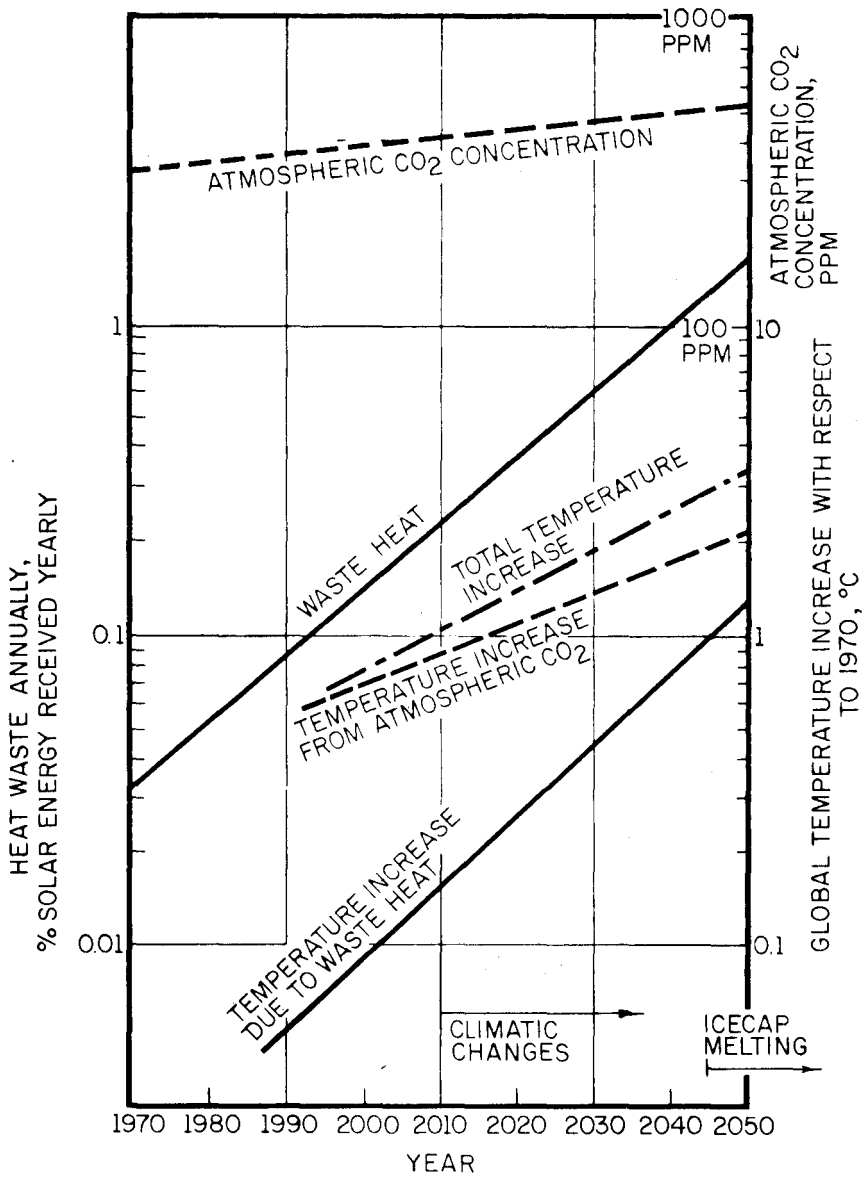
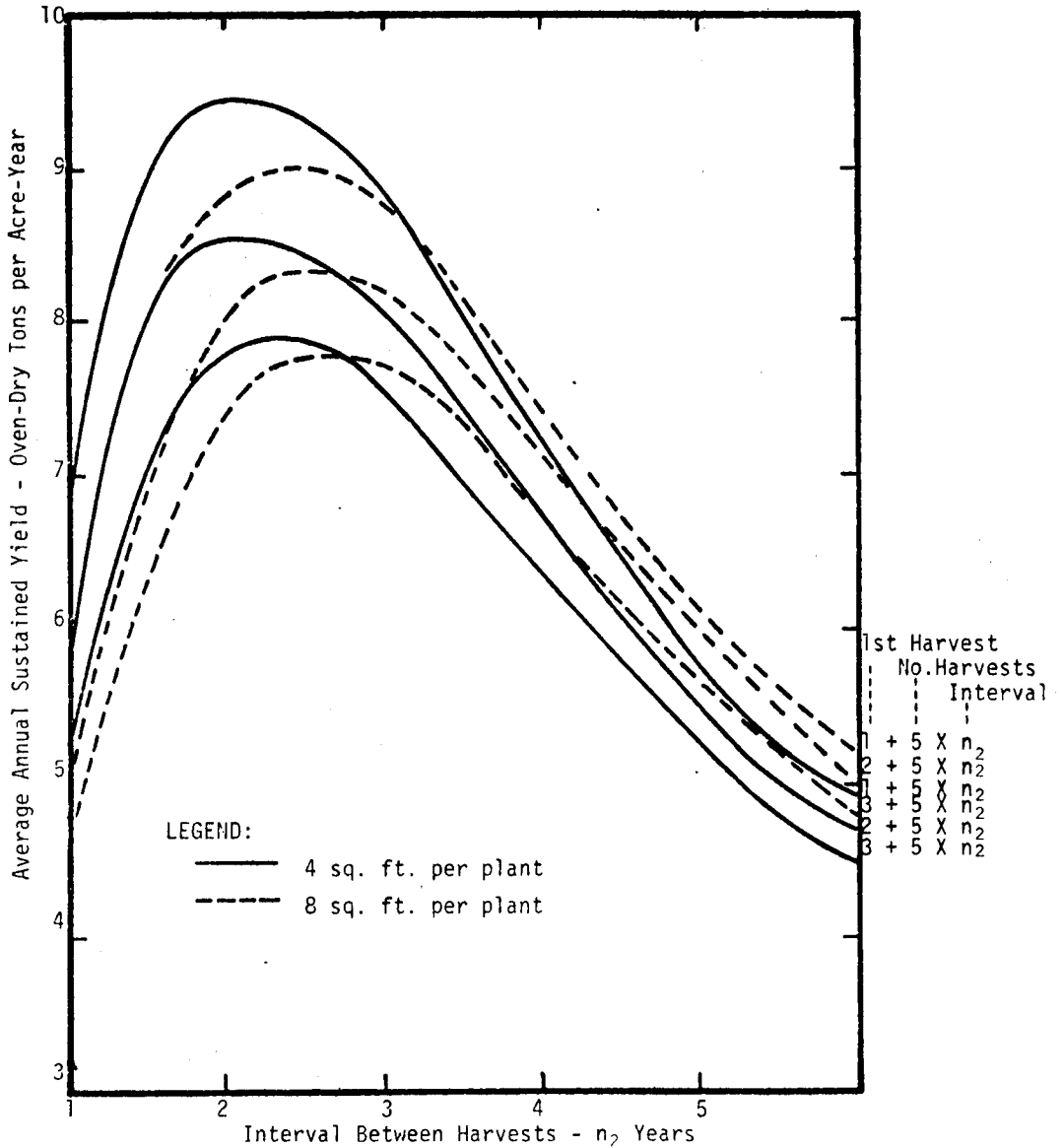
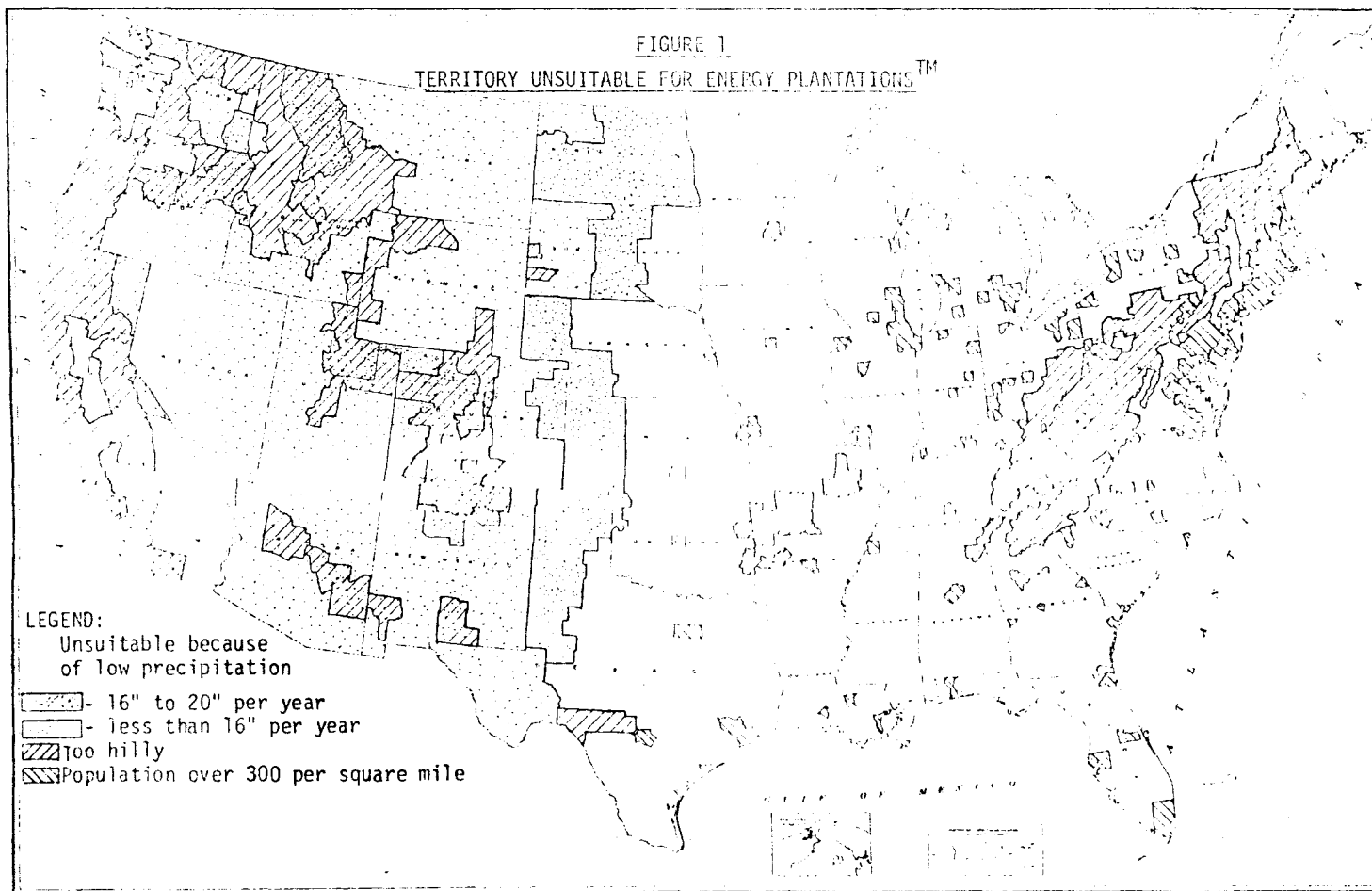


FIGURE 2

ESTIMATED AVERAGE ANNUAL SUSTAINED YIELDS FROM HYBRID POPLAR NE-388
GROWN AT MUSSER FARM, CENTRAL PENNSYLVANIA, AS A FUNCTION
OF INTERVAL BETWEEN HARVESTS

Source of Original Data: Reference 4





Aprovechamiento de la energía solar

ADRIANO TRIMBOLI

1. INTRODUCCION

El aprovechamiento de la energía solar aporta al campo de la utilización de la energía una variante que, desde el punto de vista teórico, supone una solución ideal.

Se trata de un tipo de energía de un grado de contaminación nulo y limpieza insuperable, no sujeto a influencias sociales, políticas o económicas; que recibimos gratuitamente y en cantidad, que en promedio anual, podemos considerar constante.

La cantidad de energía solar recibida es función, evidentemente, del número de horas de insolación anuales, y éstas a su vez, dependen de la latitud geográfica del lugar; otro punto a considerar es la transparencia de la atmósfera, que varía notablemente de una temporada a otra.

Nuestro país tiene una situación geográfica muy favorable para acometer con éxito el aprovechamiento de la energía solar. Tenemos en cuenta que existen 280.000 Km² cuyas horas solares anuales sobrepasan las 2.860 y 125.000 Km² que sobrepasan las 2.950.

La línea hipotética que uniría Almería, Málaga, Córdoba, Sevilla y Cáceres, está sometida a una insolación anual que supera las 3.000 horas, al igual que las Islas Canarias.

La radiación solar incidente en España sobre 1 m² de superficie plana horizontal, teniendo en cuenta todos los meses del año, en promedio, la podemos cifrar en unas 2.800 Kcal/m² día, en regiones del interior de la península, 3.200 Kcal/m² día en regiones costeras, 3.500 Kcal/m² día en Baleares y de 3.800 a 4.750 Kcal/m² día en las Islas Canarias.

Ciñéndonos a Lanzarote, a continuación citamos datos de horas de sol, temperaturas, días despejados, nublados y cubiertos. En cuanto a la radiación solar no existen datos concretos en esta isla; para definir nuestro estudio consideramos los relativos a Santa Cruz de Tenerife, por ser de similares características climatológicas y la ubicación de TEGUISE, es prácticamente en el mismo paralelo que Santa Cruz de Tenerife. Estos datos han sido recogidos por el Instituto Nacional de Meteorología.

1.3 Conclusión

Si bien la aportación de la energía solar es prácticamente constante, en el período de un año, nos encontramos que a lo largo de los meses varía notablemente y aún durante el día, según la hora y estado meteorológico.

CUADRO 1.1

HORAS DE SOL: Estadística de 30 años (1931-60) Observatorio: ARRECIFE (Lanzarote)
 RADIACION SOLAR: PROGRAMA DE INVESTIGACION SOLAR del Patronato Juan de la Cierva

Meses	Días efectivos Insolación	Promedio Horas de sol		Radiación solar superfíc. plana Kcal/m ² día
		Mes	Día	
ENERO	25	204	8,16	2.610
FEBRERO	24	214	8,91	3.230
MARZO	27	245	9,07	4.520
ABRIL	26	265	10,19	5.370
MAYO	25	302	12,08	6.530
JUNIO	28	300	10,71	6.570
JULIO	30	314	10,46	7.480
AGOSTO	29	303	10,44	6.600
SEPTIEMBRE	28	265	9,46	5.270
OCTUBRE	26	247	9,5	4.040
NOVIEMBRE	25	192	7,68	2.570
DICIEMBRE	27	198	7,33	2.220
Total año	26,6	3.049	9,49	4.750

CUADRO 1.2

Estadística de 30 años (1931-60). Observatorio: ARRECIFE (Lanzarote)

MESES	TEMPERATURAS MEDIAS			MEDIA DIAS		
	Mínima	Máxima	Mensual	Despejad.	Nubosos	Cubiertos
ENERO	13	20	16	9	16	6
FEBRERO	13	21	17	9	15	4
MARZO	13	23	18	5	22	4
ABRIL	14	23	19	8	18	4
MAYO	15	22	20	8	17	5
JUNIO	17	26	22	12	16	2
JULIO	18	30	23	17	13	1
AGOSTO	19	29	24	16	13	2
SEPTIEMBRE	18	29	23	13	15	2
OCTUBRE	17	27	22	7	19	5
NOVIEMBRE	16	24	20	7	18	5
DICIEMBRE	14	22	18	8	19	4
Total año	15,58	24,66	20,16	119	219	44

Por tanto, si deseamos un nivel de disposición de energía aceptable, tendremos que almacenar convenientemente la energía para utilizarla posteriormente, según nuestras necesidades. En el caso que nos ocupa, prevemos el almacenamiento bajo la forma de agua. A continuación describimos los datos tomados como base para nuestro estudio.

1.4 Datos de principio

Emplazamiento de la Urbanización: TEGUISE (Lanzarote)

Paralelo: 29° 0'

Meridiano: 9° 40'

Altitud: 31 minutos

Horas de sol anuales: 3.049

1.5 Valores medios climáticos

Con el fin de facilitar nuestros cálculos, dividiremos el año en dos ciclos netamente diferenciados en cuanto a horas de insolación, radiación solar y características climáticas.

CUADRO 1.3

Parámetros	Ciclo de invierno (1.º oct. - 31 marzo)	Ciclo de verano (1.º abril - 30 sept.)
Horas de insolación, media diaria.....	8,44	10,55
Temperaturas exteriores, media de medias.....	18,5	21,83
Días efectivos de trabajo de Sist. Cap. Solar.....	154 (85,5%)	166 (89,7%)

2. CARACTERÍSTICAS Y DIMENSIONES DE LOS «PANELSOL»

La captación de energía solar se realizará mediante nuestros captadores «PANELSOL», basados en la técnica del cuerpo negro que absorbe todas las radiaciones del espectro solar.

La constitución geométrica del «PANELSOL» tipo E, es rectangular; sus medidas son: 3.500 X 845 X 65 mm. y su peso es de 50 Kg.

La superficie útil de captación es de 2,75 m².

La caja que contiene la superficie negra de captación es de poliéster con fibra de vidrio, y la superficie de exposición a la intemperie es de fibra acrílica.

La vida mínima del «PANELSOL» es de 20 años.

2.1 Capacidad unitaria de captación de energía solar del «PANELSOL»

La capacidad de captación media anual del «PANELSOL» tipo E, es de 14.865 Kcal/día por unidad en el paralelo 41° 30' (Zaragoza), pero el rendimiento no es el mismo a lo largo de todo el año, dependiendo del número de horas de sol y de las condiciones atmosféricas.

De acuerdo con los ciclos del año a que en el apartado 1.5 hemos hecho referencia, tendremos que la capacidad de captación media de cálculo será:

Ciclo de invierno

$$E_{ci} = \frac{E_{pi} \times N_{hi}}{N_{hmi} \times J} = \frac{10.750 \times 8,44}{5,42 \times 1,115} = 15.000 \text{ kcal/día}$$

Ciclo de verano

$$E_{cv} = \frac{E_{pv} \times N_{hv}}{N_{hmv} \times J} = \frac{20.480 \times 10,55}{9,7 \times 1,08} = 20.600 \text{ kcal/día}$$

Siendo:

$E_{c,i}$ = Energía media diaria, captada por un «PANELSOL», en el ciclo de invierno.

$E_{p,i}$ = Energía media en el ciclo de invierno, captada por un «PANELSOL» en CUARTE (Zaragoza).

$N_{h,i}$ = Número de horas de sol, promedio en el ciclo de invierno (referido al lugar de la instalación).

$N_{h,m,i}$ = Número de horas de sol, promedio en el ciclo de invierno en CUARTE (Zaragoza).

J = Coeficiente de equivalencia, dependiente de las condiciones atmosféricas, en la zona de la instalación.

La nomenclatura indicada en el subíndice con v en lugar de i , es del mismo contenido referido al ciclo de verano.

3. CAPTACION DE LA ENERGIA SOLAR

En base a los sistemas actuales más desarrollados, proponemos tres soluciones:

- A) Aplicación de captadores planos (Paneles Solares), para agua caliente sanitaria, montados individualmente por apartamentos, hoteles, viviendas unifamiliares y piscinas.
- B) Centralización de un sistema de captadores planos, para almacenamiento de calor sobre depósitos reguladores, que alimentarán a toda la urbanización, comprendiendo el suministro de calefacción + agua caliente sanitaria.
- C) Utilización de HELIOSTATOS, concentradores de los rayos solares sobre un intercambiador de calor, alcanzando temperaturas de 400 a 500° C; puntos de aplicación:
 - a) Desalinización de agua.
 - b) Producción de vapor de 60 a 80 Kg/h.
 - c) Producción de electricidad a través de turbinas de vapor.
 - d) By-pass a la red general de calefacción.

3.1 Sistema de captación A

Este sistema es el más divulgado, basándose en la superficie plana absorbente, según se ha indicado anteriormente.

Se considera que para un sistema de producción de agua caliente sanitaria es el más óptimo, ya que permite tener un módulo independiente por apartamento y trabajar por gravedad, tal como se indica en el plano A-1.

La superficie captadora necesaria, para cubrir la demanda diaria de agua caliente sanitaria es de 3 m² aproximadamente, que nos permitiría tener una acumulación de 300 litros a una temperatura media de 40° C.

Este sistema llevaría una resistencia eléctrica auxiliar, actuada por un termostato, que cubriría una punta muy alta de temperatura o una larga ausencia de radiación solar.

En el plano A-1 y A-2 se da un dibujo orientativo de la incorporación de los PANELSOL en el edificio.

3.2 Sistema de captación B

Si se decidiera la calefacción de los ambientes en las viviendas o apartamentos, por mediación de Sistemas de Energía Solar, esto nos induciría a proyectar una centralización de las superficies captadoras, dado que la necesaria para cubrir las pérdidas caloríficas a lo largo del día es bastante elevada, respecto a la superficie disponible en cubiertas, para su ubicación y montaje.

EVALUACION DE VALORES TERMICOS DE DEMANDA DIARIA.

FASES.	Nº máximo de habitantes	M ² /habit. construido.	Potencia de calefacción kcal/h. m ² construido.	Potencia de refrigeración kcal/h. m ² construido.	AGUA CALIENTE SANITARIA.		Desalinización de agua. lts/día. habit.	Energía eléctrica. kw/día. habit.
					lts/día. habitante.	kcal/día. habitante.		
PUEBLO Y COMERCIAL.	9.036.	39,27.	48	173.	100	3.500.	250.	2.
VIVIENDAS GRUPADOS.	9.563.	24,05.	48	173.	100.	3.500.	250.	2.
VIVIENDAS UNIFAMILIARES.	2.304.	39,51.	48	173.	100.	3.500.	250.	2.
HOTELES Y VIVIENDAS.	47.650.	25,25.	48.	173.	100.	3.500.	250.	2.
PISCINAS. (1)	68.553.	1,39.	150.	-	-	-	-	-

(1) Consideramos al 2,29% de la superficie para zonas deportivas, como superficie de agua de piscinas.

VALORES GLOBALES PREVISTOS DE DEMANDA DIARIA.

FASES.	Potencia de calefacción. Gcal/h.	Potencia de refrigeración. Gcal/h.	Agua caliente sanitaria. Gcal/día.	Desalinización del agua de mar. Gcal/h.	Producción de energía eléctrica. kwh/día.
PUEBLO Y COMERCIAL.	17,032.	61,387.	31,626.	152,2.	18.072.
VIVIENDAS GRUPADAS.	11,039.	39,788.	33,47.	161,07.	19.126.
VIVIENDAS UNIFAMILIARES.	4,369.	15,748.	8,064.	38,8.	4.608.
HOTELES Y VIVIENDAS.	57,751.	208,147.	166,775.	802,604.	95.300.
PISCINAS.	14,293.	-	-	-	-

VALORES TERMICOS PREVISTOS A APORTAR POR LA ENERGIA SOLAR.

FASES.	CALEFACCION.		REFRIGERACION.		AGUA CAL. SANIT.		DESALINIZ. DE AGUA.		PROD. ENER. ELECTR.	
	70% Gcal/h.	Nº superficie placa captadora Energía Solar necesaria	50% Gcal/h.	Nº superficie placa captadora Energía Solar necesaria	85% Gcal/h.	Nº superficie placa captadora Energía Solar necesaria	100% Gcal/h.	Nº superficie halóstatos colectores Energía Solar	25% kwh/d.	Nº superficie halóstatos colectores Energía Solar
PUEBLO Y COMERCIAL.	11,922.	26.227.	30,693.	67.520.	26,882.	4.928.	150,2.	238.497.	4.518.	2.199.
VIVIENDAS AGRUPADAS.	7,727.	17.000.	19,894.	43.763.	28,449.	5.215.	161,07.	252.365.	4.781,5.	2.351.
VIVIENDAS UNIFAMILIARES.	3,058.	6.728.	7,874.	17.321.	6,854.	1.256.	38,8.	60.800.	1.152.	548.
HOTELES Y VIVIENDAS.	40,426.	88.930.	104,073.	230.320.	141,758.	25.987.	802,604.	1.257.674.	23.825.	11.674.
PISCINAS.	10,005.	22.251.	-	-	-	-	-	-	-	-

NOTA

Para determinar la superficie captadora de la radiación solar (los valores indicados son las necesidades horarias), se ha estimado un factor de 12 horas continuas por día, siempre que hemos de calcular en Energía Solar en valores a lo largo del día.

Se prevé que el sistema fuera centralizado, con unos acumuladores de calor generales, que distribuirían el calor a través de conducciones perfectamente aisladas a unas subcentrales creadas en cada fase de construcción o polígono de pueblo, apartamentos, etcétera.

Este sistema no influiría en la construcción y no modificaría la estética de los edificios, a la vez que cubriría las demandas de calefacción y agua caliente sanitaria.

En el plano B-1 se puede observar lo que hemos descrito más arriba.

3.3 Sistema de captación C

La utilización de concentradores de radiación solar, se ha propuesto para su aplicación en 4 puntos:

a) *Desalinización de agua*

El cálculo del número de heliostatos necesarios, es función del caudal de consumo previsto, estimado este en:

$$68.553 \text{ hab.} \times 0,25 \text{ m}^3/\text{día} = 17.138,25 \text{ m}^3/\text{día}$$

La producción de vapor prevista de un heliostato «standard» de 10 m de diámetro es de 80 Kg/h. punta, a una presión de 25 Kg/cm².

b) *Producción de vapor*

En esta fase nos limitamos a especificar la gama de fabricación en serie, que se puede alcanzar en estos momentos:

Heliostato Ø 10 m. y 78,53 m² de superficie normal
Heliostato Ø 25 m. y 196,32 m² de superficie normal
Heliostato Ø 50 m. y 392,65 m² de superficie normal

c) *Producción de energía eléctrica*

Proponemos una central heliotérmica para la producción del 25 por 100 de la demanda diaria.

d) *Producción de calor para climatización y calefacción de ambiente*

Centralización de Heliostatos para la producción de vapor y trabajar en un sistema descentralizado en bloques, con alimentación a máquinas de absorción para la producción de frío.

En los planos C-1, D-1 y E-1 se reflejan los esquemas de trabajo de los sistemas descritos.

Aclaremos que con la centralización de heliostatos, se actúa simultáneamente sobre los puntos especificados, creando la descentralización de servicios a suministrar.

A continuación se detallan los valores térmicos globales e individuales por zonas de demanda real. Estos son, a título orientativo y sin compromiso alguno, que nos servirán para tomar una decisión respecto a la posibilidad de implantación de la energía solar en la urbanización que nos ocupa.

4. RESUMEN GLOBAL DE LAS POSIBILIDADES DE UNA APLICACION DE SISTEMAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR EN EL PROYECTO DE LA URBANIZACION

Porcentajes elegidos como óptimos para afrontar el sobre coste de la instalación combinada energía solar-convencional, buscando una amortización lógica y viable.

	% Ahorro Energía clásica
Producción de frío (refrigeración).....	50
Producción de calor (calefacción)	70
Producción de agua caliente sanitaria ...	85
Climatización de piscinas	85
Desalinización de agua	100
Producción de energía eléctrica	25 (6 h.)

Los niveles estimativos de amortización de las sobreinversiones, respecto de los sistemas clásicos son del orden de 10 años.

A continuación se describe el estudio económico, que justifica la realización del proyecto.

5. ESTUDIO ECONOMICO

Los elementos que nos remiten a la realización de este estudio económico son, en base a los costes que supondrían unos sistemas clásicos de instalaciones, para el fin que nos proponemos; producción de frío y calor, agua caliente sanitaria, climatización de las piscinas, desalinización del agua de mar, producción de energía eléctrica, así como el coste de mantenimiento y energía; todos comparándolos con los costes de instalaciones combinadas, alimentadas por energía solar y como apoyo auxiliar electricidad.

En el siguiente cuadro se relacionan los valores estimados de montaje y mantenimiento de los servicios, basados en una estadística aproximada a la realidad, en cuanto a la valoración de las instalaciones clásicas y teórica en cuanto al sistema combinado energía solar-electricidad.

6. RENTABILIDAD

Para especificar el tiempo de amortización, indicado en la tabla anterior, se ha tenido en cuenta el proceso de rentabilidad que a continuación se plantea.

Dado que se proyecta una instalación combinada de energía solar-convencional, la instalación de energía solar se plantea como un ahorro, y efectuaremos el cálculo de rentabilidad dirigido a saber en cuantos años se produce la recuperación del capital invertido.

No tendremos en cuenta en este momento gastos de manutención, que consideramos sobradamente cubiertos por el menor número de horas de funcionamiento de la caldera y consecuentemente, del aumento de vida de la misma.

El precio del combustible está sometido a una variación de tendencia alcista, que cifraremos en un 15 por 100 anual acumulativo.

El interés del capital invertido lo supondremos al 8,75 por 100, ya que el Ministerio de Información y Turismo está dispuesto a financiar este tipo de instalaciones, mediante créditos a 15 años, que cubren el 50 por 100 del valor de las mismas a un interés del 7,5 por 100 (8,75 es el promedio de 10% + 7,5%).

6.1 Cálculo teórico

Resolviendo gráficamente el problema de interés planteado tendremos:

$$\frac{1}{\text{año } 1.^{\circ}} \frac{C(1+c)}{\text{año } 2.^{\circ}} \frac{C(1+c)^2}{\text{año } n}$$

TABLA DE COSTES.

FASES.	INST. COMBINADA.		ENERGÍA SOLAR- - CONVENCIONAL.		INSTALACION CLASICA.				AHORRO.		
	Montaje y almacenados (x 10 ⁶ pts).	Consumo Mw/h.	Pts/día. (x 10 ⁶).	Pts/año (x 10 ⁶).	Montaje y almacenados (x 10 ⁶ pts)	Consumo Mw/h.	Pts/día. (x 10 ⁶).	Pts/año (x 10 ⁶).	Mw/h.	Pts/año (x 10 ⁶).	Tiempo de amortización, años.
Producción de frío.	6.000	188,14.	4,52	903.	2.600	376,28.	9,03	1.806	188,14.	903.	3.
Producción de calor.	2.192.	36,27	0,87	174.	1.566.	120,9	2,9	522	84,63.	348.	5,4.
Producción de agua caliente sanitaria.	560.	0,138.	0,083.	29,99.	400	0,925.	0,555.	199,99.	0,786	169,99.	2,8.

NOTAS

- a) Para hallar el valor en pts., las potencias indicadas por día han sido convertidas en potencias horarias.
- b) Las diferencias entre niveles de coste planteados, las referimos frente al ahorro de energía convencional, con sistemas de calefacción solar propuestos.
- c) Los valores de costes y amortización de los sistemas son dados a título orientativo y sin compromiso alguno por parte de P.S.A.
- d) En clasificación de agua y producción de Energía Eléctrica no se dan valores ya que, para ser objetivos, es necesario un subproyecto.

siendo:

I = Inversión realizada

C = Ahorro anual

c = Alza anual combustible en tanto por uno = 15 %

i = Interés anual capital en tanto por uno = 8,75 %

n = Número de años en el que igualamos la inversión I con los ahorros anuales

en donde:

$$I = C \frac{1+c}{1+i} + C \frac{(1+c)^2}{(1+i)^2} \dots + C \frac{(1+c)^n}{(1+i)^n}$$

y operando se deduce que el número de años es:

$$n = \frac{\log \left[1 + \frac{I(c-i)}{C(1+c)} \right]}{\log \left[\frac{1+c}{1+i} \right]}$$

Situación de la técnica de aprovechamiento de la energía solar en España

JUAN TEMBOURY

I. PREAMBULO

La energía solar representa, en este momento, un recurso energético inagotable y no polucionante que podrá aprovecharse económicamente para cubrir necesidades energéticas de la humanidad durante un tiempo indefinido.

Ultimamente, hasta que en 1973 hemos desembocado en la «Crisis Energética» los combustibles fósiles han suministrado la mayor parte de la energía requerida, ya que de ellos se obtenían precios inferiores a los procedentes de otras fuentes alternativas y porque, hasta fechas recientes la polución del medio ambiente no había alcanzado un volumen realmente ofensivo.

En el momento actual, la energía solar puede resultar competitiva en algunas de sus aplicaciones más inmediatas. El área más prometedora para su aplicación a gran escala, en su utilización para calefacción, acondicionamiento de aire y producción de agua caliente.

De los posibles usos que tiene la energía solar: «Baja temperatura» y producción de energía eléctrica, sólo consideramos el primero en este documento, ya que la diferencia en tiempo del desarrollo tecnológico del segundo, relega las plantas de producción eléctrica a términos aún remotos y algunas veces solamente teóricos.

Por el contrario, los equipos y esquemas para la utilización de la energía solar, en agua caliente, calefacción y refrigeración, se encuentran en nuestro país en situación prácticamente comercial. El nivel de actuación en este terreno es de promoción industrial.

II. ANALISIS DE LA SITUACION ACTUAL

a) Posibilidades con los actuales precios del combustible

En el caso de España, el aprovechamiento de la energía solar puede servir de gran apoyo para conseguir una reducción en el consumo de combustibles fósiles mitigando de algún modo nuestra dependencia exterior, ya que nuestro abastecimiento de energía depende en más del 65 por 100 del petróleo importado y se prevé que en el año 1980 la demanda de productos petrolíferos será algo superior a 56 millones de toneladas.

Teóricamente la radiación solar puede cubrir todas nuestras necesidades energéticas, ya que se calcula que, por término medio, la recibida en un año tiene un valor equivalente a 64 billones

de t.e.c., es decir, tres veces y media más que la totalidad de los recursos energéticos mundiales evaluados en la actualidad. Sin embargo, debido al nivel de desarrollo técnico en este campo, en la práctica no podemos hacer frente más que a una parte de nuestras necesidades.

Dada la gran radiación solar recibida en España, los espacios libres de que se dispone y el déficit energético, hay base suficiente para el desarrollo de una industria de aprovechamiento de la energía solar por medio de paneles. Si unimos a esto el nivel industrial y la tecnología del país con capacidad para realizar diseños se comprende que el tema está al alcance de la mano.

Un 60 por 100 de los españoles y un 80 por 100 de la renta, gozan de instalaciones de calefacción y agua caliente en sus hogares o lugares de trabajo. Estos usuarios son potenciales consumidores de energía solar y el interés de la utilización de esta fuente de energía puede hacerse patente para ellos por la instalación de unos equipos suplementarios que serían amortizados en un breve plazo de tiempo en función de una economía en el consumo de combustible y electricidad.

b) Situación urbanística

La organización urbana española es muy peculiar y tiene unas características que hacen de difícil aplicación la práctica y experiencias que sobre la utilización de la energía solar han obtenido otros países.

Debido a la estructura de nuestra sociedad es muy poco frecuente el caso de las viviendas unifamiliares, cuyos propietarios no podemos considerar como representativos del estamento medio, o bien casas rurales, a veces poco consumidoras de energía térmica. Por el contrario, en la mayoría de los casos se construyen edificios de pisos integrados en boques, generalmente situados en núcleos de población, en los que la altura adquiere una considerable importancia.

El régimen de vivienda en edificios comunitarios tiene dos matices, peculiares en el campo de la calefacción. Por un lado reduce considerablemente las superficies exteriores, con lo que las pérdidas de calor hacia el exterior tiene una disminución considerable. Por otra parte, en función de la economía se encuentra muy extendida la calefacción central, con la consiguiente mejora de calidad y rendimiento que corresponde a una mayor dimensión, sin embargo y debido a la superficie total habitable de estos edificios o bloques de viviendas, las necesidades de energía térmica para cada uno de ellos superan la que se puede conseguir por medio de captadores solares ubicados en las superficies expuestas al sol.

A título orientativo consideraremos un bloque de cuatro plantas de dos viviendas de 100 m² por planta, con un consumo estimado por vivienda de 10,5 x 10⁶ Kcal/año de agua caliente y 30 x 10⁶ Kcal/año de calefacción. Partiendo de estas cifras, las necesidades calóricas del bloque, compuesto por ocho viviendas ascienden a 324 x 10⁶ Kcal/año.

Según el Instituto Geográfico y Catastral, una hora de sol media en España equivale a 860 Kcal/m² h. Como la media de horas de sol es de 2.350 h, para un año completo obtenemos la cifra de 2,021 x 10⁶ Kcal/m² año.

Si nuestro edificio tiene una terraza de 200 m², la cantidad de calor recibida en un año asciende a 404,2 x 10⁶ Kcal. Teniendo en cuenta los rendimientos normales, tanto en la instalación de paneles como en las transmisiones de calor, esta cifra se transforma en 80,84 x 10⁶ Kcal/año, que frente a las necesidades térmicas estimadas, suponen un 24,95 por 100.

Es de hacer notar que estas cifras tienen sólo un valor orientativo, ya que hemos partido de valores medios y tanto la radiación solar recibida como las horas de sol varían ampliamente según las zonas consideradas.

El uso de terrazas para la instalación de paneles solares, debe ser compartida en algunos casos por diez o más ocupantes de la misma vertical dejando prácticamente descartada la posibilidad de una utilización económicamente interesante.

Será necesario disponer de una fuente de energía supletoria para cubrir aquellos períodos de tiempo en que la energía solar no sea suficiente; es decir, debemos contar con una instalación de tipo convencional, bien sea de carbón, gas-oil, propano o eléctrica, pero hay que hacer notar que esta instalación que hemos llamado convencional, no será la que tenga que hacer frente a **todas** las necesidades térmicas.

c) Situación de la producción de elementos

Los paneles fabricados hoy día consisten, generalmente en una caja de aluminio o chapa galvanizada, aislante de fibra o fibra de vidrio, tubería de cobre o chapa galvanizada, y la superficie traslúcida de poliéster o vidrio.

El precio de los paneles españoles oscila entre las 6.000 y las 7.500 pesetas por metro cuadrado, por lo que un panel de 1,6 m² alcanza precios comprendidos entre las 9.000 y las 12.000 pesetas. Los rendimientos están siendo estudiados por el INTA, que realiza homologaciones siguiendo las normas americanas.

En cuanto a la situación actual de la oferta de colectores planos en España, hay paneles de fabricación nacional, importados y otros en fase de experimentación.

Existen cinco firmas comerciales que fabrican paneles totalmente nacionales. Dos en la región catalana, una en Aragón, una en Andalucía oriental y otra en Madrid. Juntos tienen una producción total de 300 paneles mensuales, aunque están preparados para aumentar a 2.500 unidades/mes en el momento en que se comercialice el producto.

Existen tres firmas comerciales dedicadas a la importación de paneles solares desde Francia e Israel. Las cuantías de estas importaciones son difíciles de evaluar porque se realizan siguiendo las variaciones de la demanda del mercado. Es de esperar que cuando los prototipos españoles estén suficientemente experimentados no habrá necesidad de importar paneles.

Existen varias empresas del ramo de calefacción y refrigeración que se encuentran realizando estudios, fabricando prototipos que se encuentran en fase de experimentación.

Por último, queremos decir que existen empresas extranjeras que están llevando a cabo las negociaciones pertinentes para fabricar y montar paneles en España. Es de hacer notar que la gran mayoría de las casas que fabrican paneles se dedican también a su instalación, por lo que no contamos en este momento con firmas que se dediquen exclusivamente a la instalación de paneles.

d) Centros de investigación

Tanto en el orden oficial como en el privado existe una gran inquietud y preocupación por el tema del aprovechamiento de la energía solar. Cada vez que es mayor el número de estudios de diversa amplitud, aunque generalmente con capacidad limitada. Comprende investigaciones en el campo, otras veces se ensaya con carácter científico alguna faceta del problema.

Hay investigaciones llevadas a cabo por el INTA y el Consejo Superior de Investigaciones Científicas, sin que esto quiera significar la exclusión de otros organismos del desarrollo de la energía solar.

Dentro del INTA, existen dos secciones que trabajan sobre las aplicaciones en alta y baja temperatura. Dentro de la baja temperatura y como anteriormente hemos señalado, se realizan pruebas experimentales de colectores planos con miras a su homologación y estudio de rendimientos.

El Centro de Estudios de la Energía ha suscrito un contrato con el INTA, para que este último lleve a cabo los siguientes proyectos:

1. Desarrollo de un modelo de cálculo en ordenador para sistemas de calefacción y refrigeración.
2. Investigación y desarrollo de una bomba de calor asistida por energía solar.
3. Desarrollo de un método de ensayo de colectores planos.
4. Participación en el proyecto de un equipo integrado de medición y realización de estudios meteorológicos para la medida de las variables relacionadas con la energía solar.

En el C.S.I.C. el Instituto de Optica «Daza de Valdés» tiene previsto la construcción de un complejo en Arganda, en las proximidades de Madrid, compuesto por una vivienda y piscina que servirá para experimentar la energía solar aplicada al sector doméstico.

Asimismo, el Instituto del Plástico y el Eduardo Torroja, se encuentran en disposición para investigar los materiales más adecuados para la construcción de viviendas desde el punto de

vista del aislamiento térmico, cuestión de importancia primordial para conseguir un mejor aprovechamiento energético.

En cuanto al Instituto Torres Quevedo está capacitado para investigar sobre selectividad de superficies y sobre el estudio de células de monocristales de silicio destinada a obtener un aprovechamiento fotogalvánico de las radiaciones solares.

e) Estructura económica de la utilización

Es bien sabido que en España son muy pocas las personas que construyen o diseñan las casas en que viven. La presencia del promotor y del constructor de la vivienda con criterio definidor de las características finales del edificio presentan un interés económico distinto al del usuario final de la vivienda.

En efecto, al tratarse de inversiones suplementarias, el constructor no simpatiza con la idea de aumentar los costos iniciales de la vivienda. Por otra parte, la economía del usuario que a lo largo de los muchos años, vea reducido sus gastos energéticos por la ayuda de la radiación solar es lógicamente contrapuesto.

III. OBJETIVOS

a) Información

El tema de la implantación de paneles solares para calefacción y agua caliente es prácticamente desconocido por los posibles usuarios; solamente alguna fracción pequeña con posibilidades de planear y dirigir su propia vivienda, han contemplado la utilización de la energía solar como ayuda a su balance energético. Es muy interesante que el conocimiento del tema se haga en su verdadera dimensión y desde un principio se definan las bases reales que proporciona la energía solar.

b) Difusión de la idea

Como primer objetivo que contribuya al desarrollo del mercado de la energía solar se impone la difusión de la idea entre posibles fabricantes, arquitectos, instaladores y promotores de vivienda. Finalmente el gran público usuario y comprador de viviendas debe haber oído hablar del asunto.

La importancia de esta difusión es obvia, ya que sin ella no se puede contemplar la creación de mercado que justifique a escala nacional la promoción de los medios de fabricación de paneles solares.

La demanda será a buen seguro constante y probablemente llegará un momento en que se mantenga por sí misma, pasando este cometido de difusión a manos de los propios fabricantes, quienes se encargarán de mantener despierto el interés por su producto.

c) Fabricación nacional

Además del objeto primordial, en orden de importancia está conseguir la fabricación a escala nacional de todos los elementos que intervienen en un sistema de aprovechamiento de energía solar.

La industria nacional está en su momento actual, suficientemente capacitada para estos objetivos, no sólo con patentes, sino con los medios de fabricación en serie. Toda la industria auxiliar de chapa, aislamiento, pinturas, tuberías y fontanería se verá afectada favorablemente por el desarrollo de estas líneas de fabricación.

d) Calidad de fabricación

Como un objetivo muy serio dentro de la promoción industrial de estos productos, está el mantener la máxima calidad posible en su fabricación. Esta exigencia incide en el caso de los paneles solares por las siguientes razones.

Por estarse desarrollando no se disfruta de una experiencia suficiente para apoyar sucesivas generaciones de paneles. El comportamiento exigido a un equipo como este, utilizado durante largos años sometidos a todos los elementos atmosféricos, debe ser especialmente bueno; por otra parte esta calidad está en oposición con fabricar a unos precios económicos para un sistema suplementario.

La calidad de fabricación es un objetivo permanente y habrá que centrarse en la continuidad de una investigación industrial, con una mejora permanente de componentes y diseños.

e) Tecnología

La situación de la industria española y las características específicas, desde el punto de vista solar y de vivienda de nuestro país, nos hacen contemplar la creación de una tecnología propia que si bien en los momentos actuales se encuentran en una fase muy previa, habrá de desarrollarse, incluso con aportaciones exteriores.

f) Ahorro energético

El principal objetivo de toda esta promoción y difusión, debe ser obtener unos ahorros energéticos en el sector de calefacción doméstico y usos industriales.

La energía consumida en calefacción, tanto de locales como de agua, representa actualmente la mitad de los consumos domésticos y una reducida parte en el campo industrial.

En ambos casos su procedencia está siempre vinculado a los combustibles de importación: propano, butano, gas, fuel-oil, gasóleos, etc., e incluso la energía eléctrica. Todos los pasos que se den en esta dirección forzosamente mejorarán la situación de nuestra balanza comercial.

g) Nuevas construcciones

La situación óptima para la instalación de paneles solares, es la fase en la que están por decidir los parámetros críticos del balance energético. Sus posibilidades son ilimitadas y el diseño tiene unos condicionantes lo suficientemente amplios como para admitir infinitas variantes.

El gran futuro está, pues, en las nuevas viviendas y naves; sobre ellas deberán centralizarse los principales esfuerzos difusores.

h) Empleo en viviendas antiguas

Los treinta y cinco millones de españoles que actualmente habitan viviendas concretas son potencialmente los más inmediatos usuarios de la energía solar; pensar y limitar la acción de la aportación de los paneles a las nuevas viviendas, equivaldría a un lentísimo progreso que llevaría sus perspectivas al siglo que viene.

Hay, por tanto, que hacer una presentación integral, que se puede considerar fundamental para la vivienda en uso, y su consumo de energía es el que se verá más aliviado con la aportación de esta nueva fuente.

De alguna manera será necesario estudiar, difundir y planificar esta aplicación.

i) Uso de terrazas

La estructura urbanística española deja libre en una proyección vertical, sólo determinado número de metros cuadrados por cada vivienda de un núcleo urbano.

Esta dimensión práctica del problema en su aplicación a las viviendas ya existentes, debe considerarse desde el principio de su planteamiento. Igualmente este carácter definitivo debe ser expuesto, clarificado y difundido antes de que se planteen esquemas excesivamente teóricos.

j) Economía

En ningún caso debe olvidarse que por el carácter suplementario de la aportación de energía solar, es absolutamente necesario dar un enfoque de economía dentro de una calidad.

Este enfoque hará que exista una difusión efectiva y no que siga siendo un capricho para las viviendas pudientes del país sin otra salida.

k) Definición de parámetros

El complejo panorama expuesto, hace de todo punto necesario definir todos los parámetros que rodean el tema para proceder de una forma sabia y prudente en la definición de zonas de uso, dejando definitivamente olvidadas aplicaciones no viables.

IV. MEDIOS EN LOS QUE PUEDE ACTUAR LA ADMINISTRACION CON EL CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ENERGIA

a) Campaña de difusión

Será de gran utilidad la difusión en los medios informativos ordinarios o especializados de artículos técnicos o informativos para el gran público, que deberán ser editados en toda la prensa nacional. Conviene hacer referencia a logros conseguidos en instalaciones, progresos y nuevas técnicas.

b) Televisión

Bien conocida es la capacidad difusora de la TV y será de mucho interés la utilización de este medio para, alternativamente, ir apoyándose en él con informaciones técnicas, comerciales o informativas.

Estas campañas de TV no deben ser muy intensas sino más bien dar toques sucesivos al tema para mantener la atención de una forma difusa y permanente sobre la energía solar.

c) Mesas redondas y Simposios

En las mesas que se ofrezcan a los diversos concurrentes amplia información en estos temas y existan intercambios de opinión que permitan difundir las decisiones tomadas en este objeto. Un contacto comercial, además del intercambio, da más viabilidad a su realización por permitir un modo de propaganda.

La organización de estas mesas redondas y simposios deberá tener carácter regional y apoyarse o ser patrocinado por estamentos de cierta credibilidad y de alguna manera relacionados con el tema.

d) Investigación en temas no comerciales

Hay diversos aspectos de la fabricación de paneles y otros componentes que difícilmente serán abordados por los comercializadores del producto.

Sin embargo merece la pena estar tanto en la apertura de nuevos campos de utilización, así como en el análisis de características peculiares y calidad de componentes. Bien contratándolo o bien a través de empresas paraestatales pueden abordarse amplios aspectos investigativos.

e) Difusión de la información internacional

El gran número de organismos y asociaciones internacionales que están actualmente trabajando con temas de energía solar, emiten una información valiosa que merece la pena sea difundida entre los Centros Españoles Equivalentes. Esta información puede ir desde un catálogo con nombres de fabricantes de toda clase de equipo, hasta las características de aplicaciones prácticas.

f) Normalización

Es muy de desear una normalización para proteger al usuario contra posibles faltas de calidad en los paneles y demás componentes del mercado. Hay que establecer una norma de calidad que garantice que antes de ser vendidos los productos, han de pasar por un control oficial en el que sean comprobadas sus características más fundamentales.

Por otra parte, la posible intercambiabilidad de paneles, soportes, tubos de acometida, fontanería, etc., hacen aconsejable la adopción de unas medidas standard que permitan la intercambiabilidad de los equipos.

g) Edición de manuales

Tanto los arquitectos como los diseñadores e instaladores, necesitan una «herramienta de trabajo», en la que de forma práctica y casuística, sean abordadas las distintas etapas del cálculo y desarrollo de los elementos que intervienen en la aplicación práctica.

h) Promoción en edificios sociales

Hay múltiples construcciones oficiales en las que se puede aplicar la calefacción por energía solar para servir de ahorro energético y como ensayo a escala nacional: escuelas, hospitales, centros de capacitación, universidades, cuarteles, museos y gran cantidad de construcciones oficiales, podrían aceptar este tipo de instalación que produciría difusión y mercado.

i) Preparación de técnicos

Por falta de documentación, experiencia y tratamiento del tema, muy difícilmente se encuentran técnicos capacitados para emprender tareas relacionadas con el aprovechamiento de la energía solar. Como consecuencia de la actividad informativa y difusora del centro, se logrará una formación a escala nacional de técnicos en las aplicaciones de energía solar. Contactos con organismos internacionales, viajes de estudios, difusión de la información, etcétera, facilitarán esta labor formativa.

j) Coordinación de la investigación

Este es uno de los campos en el que puede tener mayor dimensión el Centro de Estudios de la Energía, ya que deberá promover investigaciones en aquellos aspectos del problema que se encuentren más desasistidos; evitando la duplicidad sobre un mismo tema por organismos que no estén en contacto entre sí. Finalmente difundirá, para su aprovechamiento, los resultados obtenidos en los distintos centros investigadores.

k) Instituto Nacional de Industria

Muchos de los campos derivados de la aplicación de la energía solar pueden no resultar rentables a corto plazo para el empresario privado, que presenta un rechazo para aquel tipo de investigaciones inversiones que no pueden concretar un beneficio inmediato.

El Instituto Nacional de Industria, puede avanzar por los sectores que ofrezcan una rentabilidad a más largo plazo de aprovechamiento de la energía solar.

Centrales solares para producción de electricidad de 10 a 100 Mw(e)

JACQUES FOURNIER

La disminución de las reservas mundiales de combustibles fósiles así como el aumento de las necesidades futuras de la humanidad en energía, conducen a la búsqueda de nuevas fuentes de aprovisionamiento renovables e ilimitadas. En esta perspectiva la energía solar representa una de las grandes opciones capaces de responder en forma durable a las inquietudes de los técnicos, de los economistas y de los políticos. La radiación solar corresponde a esta definición por llegar en forma constante a la superficie de la tierra con una potencia de emisión máxima del orden de 1.100 W/m^2 en las regiones más favorecidas. La utilización de máquinas térmicas convencionales, autorizan un rendimiento global de conversión de la radiación solar en electricidad próxima del 20 por 100. En estas condiciones la utilización de la superficie de 1 Km^2 utilizado en un 50 por 100 por captadores solares permitiría la producción de aproximadamente 100 Mw(e). Una superficie de $10 \times 10 \text{ Km}$. en el centro de España, por ejemplo, entregará 10.000 Mw(e). Sin embargo, por causas del carácter intermitente de la radiación solar, esta potencia no se produciría en forma continua y no podría ser utilizada para una producción de base a menos que se pueda acoplar un sistema de almacenamiento de energía generalmente oneroso, o acoplarla a una central tradicional.

Un aspecto positivo en cambio de la energía solar es aquel de estar muy bien adaptado actualmente a las puntas de energía de la demanda que se producen generalmente durante el día y en las últimas horas de la tarde.

Si se pretende introducir a corto plazo los sistemas solares en el mercado, convendría utilizar equipos existentes en el comercio que no presenten problemas de desarrollo tecnológico importantes. En esta perspectiva, los sistemas de conversión térmica de la energía solar están favorecidos por su aspecto relativamente convencional.

El rendimiento de las máquinas térmicas aumenta paralelamente con el de la temperatura de conversión según la ley de Carnot. Sin embargo, los regímenes de altas temperaturas están asociadas a sistemas de colección más complicados y de un coste más elevado. La solución económicamente óptima representará compromiso entre el aumento del rendimiento y el correspondiente aumento de las inversiones necesarias para alcanzar dichas altas temperaturas. Para la producción de potencia eléctrica entre unos 10 Mw y 100 Mw, numerosos estudios efectuados han demostrado que la utilización de un sistema de concentración que genera vapor de agua en una caldera a alta temperatura, representa el costo más bajo por Kw/h eléctrico y en los plazos más breves.

El sistema utiliza un conjunto de espejos planos dispuestos de manera regular en el suelo. Cada espejo está sincronizado para seguir el movimiento del sol y enviar los rayos solares en dirección de un punto situado en la cumbre de una torre. Entre los espejos se deja un espacio

con el fin de evitar la sombra de unos con otros. El terreno puede ser llano o ligeramente inclinado en dirección del sol. En el punto de convergencia de los rayos solares se coloca una caldera en la cual se evapora un caudal determinado de agua bajo presión para producir vapor sobrecalentado. Este vapor se envía a una turbina acoplada a un generador que suministra la potencia eléctrica. Al salir de la turbina el vapor viene condensado y enviado, con ayuda de un sistema de bombas, a través de la caldera solar.

Descripción de la central solar

La figura 1 representa el esquema de una central solar.

Los rayos solares llegan a la superficie reflejante del espejo y vuelven en dirección a la caldera. Según el tipo de vidrio utilizado en el espejo, la proporción reflejada varía entre 70 y 90 por 100. La diferencia se pierde en forma de absorción por el espejo o se refleja en dirección incorrecta debido a defectos de forma de la superficie. Para el caso de los vidrios ordinarios que contienen alta proporción de óxido de hierro, la absorción de la luz solar es importante, para aquellos de bajo contenido en hierro la luz reflejada alcanza un 90 por 100.

La disposición de los espejos se afecta sobre una estructura móvil que cubre una superficie de 30 a 50 m². El conjunto de la estructura y espejos se llama heliostato; su peso es de 2 a 3 toneladas.

Algunos heliostatos existen desde hace más de 15 años, cabe mencionar en particular aquellos instalados en el laboratorio del C.N.R.S. en el Mont Louis y a Odeillo, Francia. En Odeillo, por ejemplo, se utiliza un campo de 63 heliostatos.

Esfuerzos importantes se dedican actualmente en el mundo para realizar un heliostato resistente y de bajo costo. Los equipos franceses y americanos (CETHEL, Martin Mariette, McDonnal Douglas, Honeywell, Boeing) proponen heliostatos según el esquema de la figura 2. Los costos de estos sistemas varían en función de la producción deseada. Por ejemplo, los heliostatos prototipos actuales tienen un costo elevado, aproximadamente 250 dólares m².

En el caso de las primeras instalaciones piloto (2.000 heliostatos) los costos bajarían a 100 dólares metro cuadrado para bajar aún a 65-80 dólares metro cuadrado para producciones que corresponden a algunos centenares de Mw(e)/año.

Una central de 100 Mw(e), sin almacenaje, necesita de unos 500.000 m² de espejos con una superficie utilizada del orden de 1 Km². Las inversiones para los heliostatos alcanzaría de esta forma unos 40 M US dólares. lo cual representa una proporción importante del costo de la central (heliostato considerado a 80 US dólares m²).

Si se prevé un sistema de almacenamiento para un funcionamiento de 6 horas sin sol, la superficie necesaria para 100 Mw(e) será de aproximadamente 700.000 m² y la inversión correspondiente de 56 M US dólares.

Debe considerarse igualmente, que, a diferentes horas del día y en función al movimiento coordinado de los espejos la luz solar llega a un ángulo inferior de 90 por 100 sobre dichos espejos. La superficie útil del espejo está, por tanto, reducida en una proporción correspondiente a la proyección de la superficie del espejo en la dirección de los rayos solares. Por este motivo la cantidad media será del orden de 80 por 100 del máximo recuperable con espejos perpendiculares. La proporción de la potencia reflejada en dirección de la caldera por m² de heliostato es entonces de aproximadamente 65 por 100 de la potencia solar real.

Torre y caldera

Según sea la potencia de la instalación, la altura o el número de torres, será variable. En el caso de una central de 10 Mw(e) se utilizará una torre de 100 m y una torre de 350 m será necesaria para el caso de una de 100 Mw(e). La torre se construye en concreto armado en la cual se incluye un ascensor y las cañerías para el agua y el vapor. En su cumbre se instalará el receptor solar. Dicho receptor puede ser de 2 tipos: receptor de cavidad o receptor abierto (Figura 3).

El receptor de cavidad es un horno en el cual la energía penetra por una abertura orientada en dirección de los espejos. Las paredes inferiores del horno han sido revestidas de tubos en

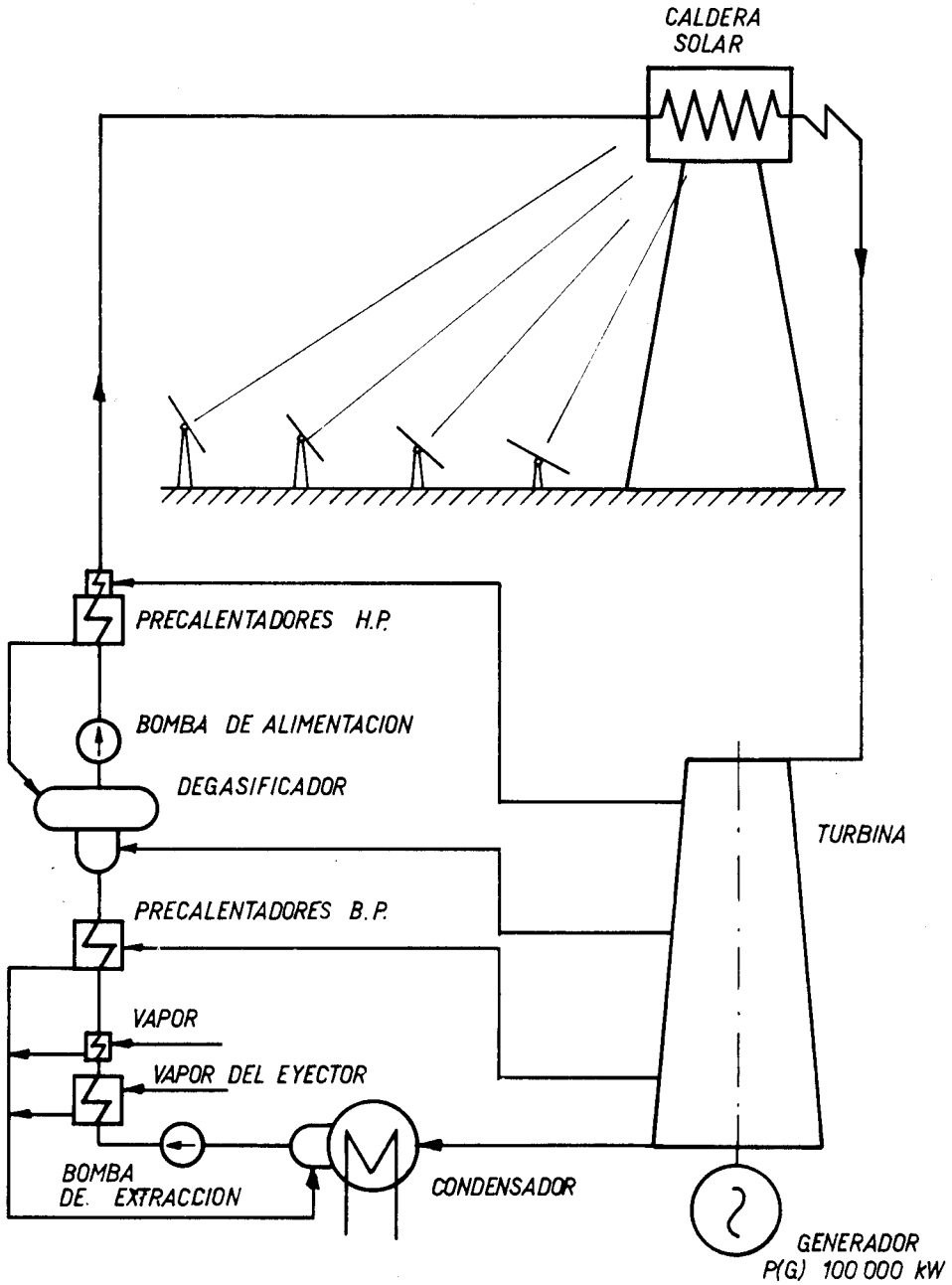


FIG. 1

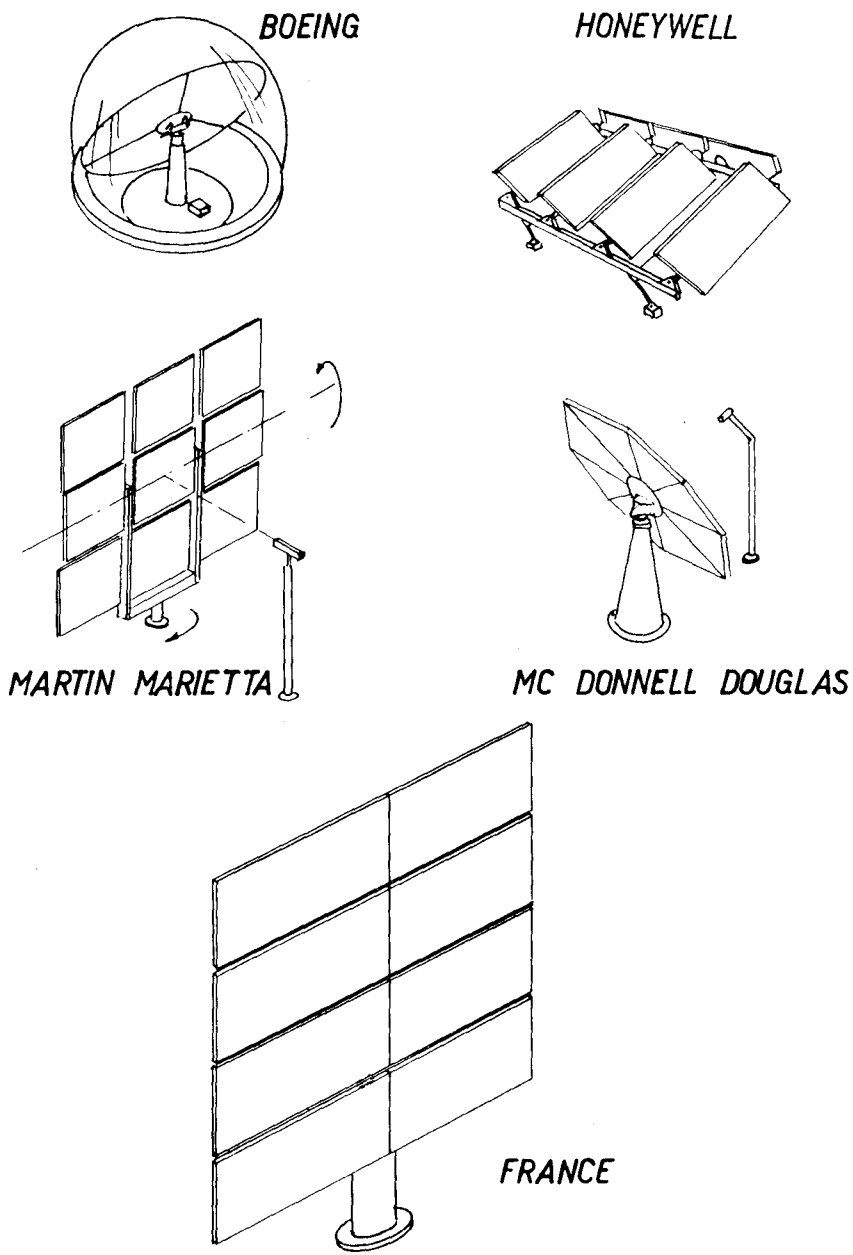


FIG. 2

los cuales circula agua bajo presión. La irradiación solar calienta y evapora el agua. En seguida el vapor es recalentado.

En este sistema, la torre, ha sido colocada al sur del campo de heliostatos con la finalidad de obtener una mejor utilización de dichos heliostatos durante el día (rendimiento de 90 por 100 en vez de 80 por 100).

En el caso del receptor abierto, los tubos no han sido colocados al interior de la cavidad pero han sido dispuestos por el contrario en la superficie exterior. De esta forma, se puede disponer la torre en el centro del campo de heliostatos de manera que el receptor recibe la radiación solar desde todas las direcciones. Las concentraciones siendo del orden de 1.000, las pérdidas por radiación son iguales o inferiores a 5 por 100. El receptor abierto tiene una dimensión y un peso inferior al receptor dicho de cavidad y, por tanto, su costo es inferior. Sin embargo, si las temperaturas ambientes son bajas y si existen vientos considerablemente fuertes, el sistema a cavidad será recomendado por ser en este caso las pérdidas por convección inferiores a las del sistema abierto.

El rendimiento de los receptores solares es de aproximadamente del 90 por 100

$$\frac{\text{(potencia convertida en calor)}}{\text{potencia recibida}}$$

El rendimiento del ciclo térmico utilizado debe ser el más alto posible, respetando los límites de seguridad para los materiales empleados. En efecto el costo de la energía producida es inversamente proporcional al rendimiento. De esta manera se deberá buscar la obtención de sistemas térmicos con alto rendimiento.

La variable más influyente en lo que se refiere al rendimiento térmico es la temperatura del vapor a la entrada de la turbina.

Las instalaciones modernas de potencia utilizan una temperatura de vapor de 540° C. Sin embargo, debido a las fluctuaciones de la energía solar, a las paradas nocturnas se elige una

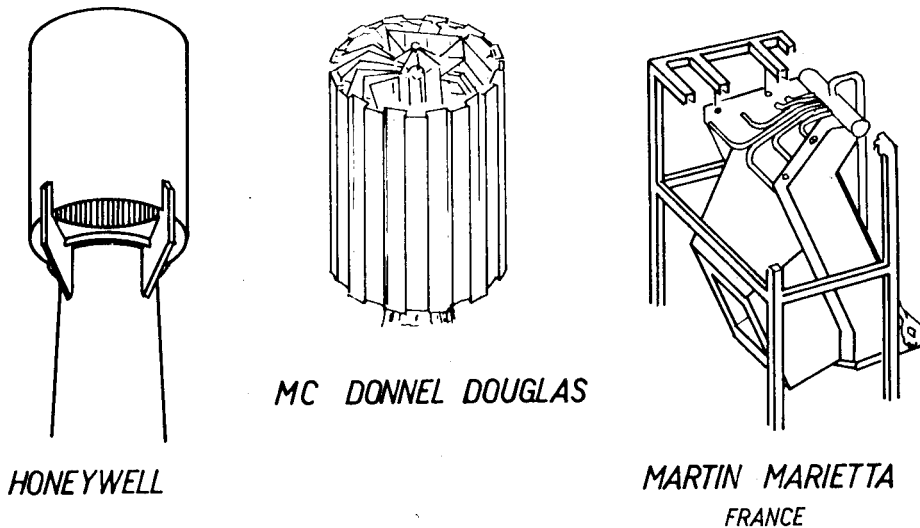


FIG. 3

turbina resistente a los ciclos térmicos impuestos. Se limita la temperatura a 510° C y se escoge una presión de vapor sobrecalentado relativamente baja (80 a 90 kg/cm²) para reducir el espesor de cuerpo de la turbina y disminuir las tensiones térmicas durante las operaciones en régimen transitorio. Por ejemplo, damos a título informativo, las características de una turbina para una central solar de 100 Mw(e) que estudiamos para Chile.

- Presión del vapor a la entrada de la turbina 80 bars
- Temperatura del vapor a la entrada de la turbina.... 510.° C
- Presión salida de la turbina 0,045 bar
- Caudal de vapor 160 Kg/s
- Consumo de calor (auxiliares incluidos)..... 10.000kJ/Kwh
- Rendimiento 36%

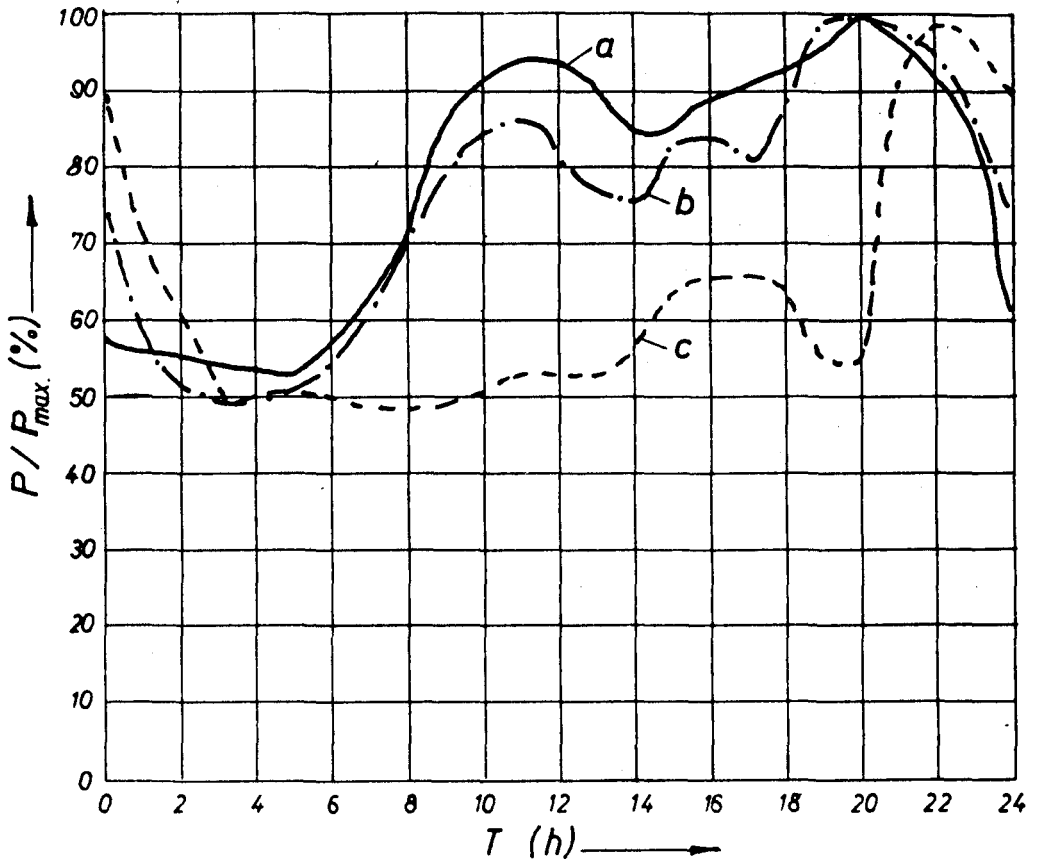


FIG. 4

Se puede constatar así que el rendimiento global definido como la razón de la potencia eléctrica producida por la potencia solar recibida sobre el conjunto de heliostatos si éstos fueran normales al sol, es de 21 por 100.

Integración de una central solar en una red eléctrica

Las características de una central solar dependerán en gran parte de las características de la demanda eléctrica.

Esquemáticamente se pueden definir 3 tipos de demanda:

- a) Demanda en una red importante interconectada.
- b) Demanda en una zona aislada industrial.
- c) Demanda en centros aislados no industrializados.

La figura 4 representa estos tipos de demanda.

En el esquema a) las centrales solares se utilizan durante las horas de sol sin almacenamiento. En estas condiciones el costo del Kw/h solar producido debe ser inferior al costo del combustible ahorrado ya que la central solar debe poder ser reemplazada por centrales convencionales en caso de ausencia de sol.

En el esquema b) la demanda es bastante pareja durante las 24 horas del día y se necesita una central de base. En este caso se puede utilizar una central solar con una caldera auxiliar que funciona con combustibles convencionales y produce vapor para la misma turbina en los períodos sin sol. La turbina en este caso trabaja en condiciones constantes y se puede elegir un ciclo con recalentamiento (por ejemplo 540° 180bars) lo que aumenta el rendimiento térmico a 42 por 100. El rendimiento global en este caso viene a ser de 24,5 por 100. También se puede utilizar el vapor a la salida de la turbina para hacer funcionar una central de desalinización de agua.

En el esquema c) las centrales solares deben incluir un período de almacenamiento de unas 3 a 6 horas para responder a la demanda de punta nocturna.

Costos

La tabla siguiente resume las inversiones necesarias para una central solar de 100 Mw(e) (en millones de dólares).

— Heliostatos (80 dólares/m ²	40
— Torre	8
— Caldera	10
— Central térmica	21
— Edificios	4
— Subestación eléctrica	7
— torre de enfriamiento húmedo	3
— Condicionamiento del sitio	4
— Empalme a la red eléctrica	2
Inversión total	99

sea alrededor de 100 M de dólares o 1.000 dólares/Kw instalado para una central sin acumulación de calor. Cabe agregar 350 US\$/Kw para un almacenamiento de calor de 6 horas. En los países que disponen de mucho sol, es el caso de España, una central podría funcionar 3.000 horas por año sin almacenamiento de calor y hasta 5.000 horas con dispositivo de almacenamiento.

La vida de estas centrales es parecida a las de centrales térmicas clásicas, ciertos elementos pueden durar de 40 a 50 años (helisotatos, torre, etc.).

Las cifras indicadas pueden naturalmente variar según el lugar de implantación de la central, el régimen de insolación, etc.

El costo del Kw/h producido dependerá de la tasa de interés y del período de amortización considerado. Si se hace una amortización lineal en 25 años a una tasa del 8 por 100 el costo será de 3,5 centavos de dólar para una central sin almacenamiento. Si la tasa es del 15 por 100, el costo será de 5,5 centavos de dólar (energía de punta).

Así, y tomando todas las precauciones pertinentes, se puede generar electricidad a un costo comprendido entre 3,5 y 5,5 centavos de dólar Kw/h para energía de punta. Este costo es del mismo orden si se incluye el almacenamiento durante 6 horas.

Teniendo en cuenta que la mayor parte del equipo puede ser de origen nacional, estos costos son lo suficientemente atractivos para justificar el interés de países tan diversos como Estados Unidos, Francia o Chile en esta área, interés que se caracteriza con los planes de desarrollo por un valor de 50 M dólares anuales en Estados Unidos y 10 M dólares en Francia.

REFERENCIAS

- J.L. MEYLAN, J. FOURNIER; *Utilisation de l'énergie solaire pour la production d'électricité dans les Alpes*. A paraître début 1977, Office central général des imprimés et du matériel CH-3000 Berne.
- J. FOURNIER, J. L. MEYLAN; *Influence des caractéristiques des réseaux électriques sur la conception des centrales solaires*. Colloque international «Électricité solaire», Toulouse mars, 1976.
- F. A. BLACKE et al.: *Solar power system and component research program*. Martin Marietta Denver, NSF PB 239-185 (1974).
- McDONNELL DOUGLAS & UNIVERSITY OF HOUSTON; *Solar thermal power systems based on optical transmission*. NSF/RANN/SE/GI 39456/FR/75.

Investigación y desarrollo de la energía solar en Europa

CARMEN SMITH AGREDA

Al final de la década de los años sesenta, en los países desarrollados se empieza a sentir la necesidad de frenar el ritmo creciente de la demanda de productos energéticos derivados del petróleo, ya que de no poner coto a este consumo, se avecina una grave crisis energética.

Como es por todos sabido, la subida de los precios de los crudos a finales de 1973 aceleró la llegada de la crisis.

Hasta entonces, aun cuando ya se preveía la necesidad de disponer de nuevas fuentes energéticas en un futuro no muy lejano, la investigación y desarrollo de estas fuentes alternativas, a excepción de la energía nuclear, ocupan un lugar secundario.

Vamos a ver, aunque sea muy brevemente, cómo se enfoca en Europa el estudio y desarrollo de la energía solar a partir de 1973.

Hemos elegido esta energía por ser un recurso natural del que todos los países disponen en mayor o menor grado y por el fabuloso futuro que presenta sobre todo en nuestro país.

Podemos decir desde un principio que Europa se dedica con gran entusiasmo a desarrollar este recurso energético y la cantidad de trabajo realizado a todos los niveles es grande y comparable al llevado a cabo en los Estados Unidos.

Sin embargo, si nos fijamos en la calidad de los trabajos, en la planificación general y en las subvenciones que los gobiernos dedican a estas actividades, hay una gran diferencia de un país a otro y el esfuerzo total de Europa resulta ser una fracción del realizado por Estados Unidos o Japón.

¿A qué se debe este fallo? La contestación creo que la podemos obtener considerando como se lleva a cabo en cada uno de los países la investigación y el desarrollo de la energía solar.

Si nos fijamos en Alemania Occidental, actualmente líder de Europa, en el campo que estamos considerando, vemos que en enero de 1975 el gobierno definió claramente un programa de investigación y desarrollo de la energía solar, para los próximos cinco años, al mismo tiempo que asignaba, anualmente, 22 millones de marcos alemanes para su financiación.

Otros aspectos importantes de este programa de investigación, es que se desarrolle en colaboración con otros países, particularmente con Estados Unidos.

Pero lo que es más interesante y seguramente muy importante, en este esfuerzo de investigación, es que la industria alemana colabora en él desde el principio. Así un logro experimental se puede transformar rápidamente en resultados prácticos y comerciales.

Los proyectos individuales los desarrollan grupos de industrias, colaborando cada una en el campo de su experiencia.

También en Francia, aunque más tarde que en Alemania, en noviembre de 1975, el gobierno definió un programa para el desarrollo de nuevas fuentes energéticas estableciendo subvenciones para los distintos proyectos de investigación.

Bélgica y Holanda están trabajando siguiendo planes energéticos definidos y con subvenciones estatales, si bien más modestas que las de los países antes mencionados.

Por el contrario, en otros países como Gran Bretaña, Dinamarca, Italia y España nos encontramos con que, si bien hay interés por trabajar en el desarrollo de la energía solar, al no haber un plan concreto, ni aportaciones económicas estatales para financiar el desarrollo de proyectos concretos, no existe control de los trabajos que se realizan, siendo frecuentes los solapes así como las repeticiones de trabajos y en algunos casos, la tecnología utilizada está ampliamente superada.

Esta falta de planificación y de coordinación que a nivel nacional hemos señalado para algunos países, se observa en Europa, a nivel internacional, existiendo numerosas duplicaciones de trabajos realizados en diferentes países de la Comunidad Económica Europea.

Los programas de investigación que van definiendo algunos países europeos, a lo largo de 1975, ya tienden a evitar estas duplicidades de trabajos y para ello acuden a estudios de recopilación y puesta al día y a colaboraciones con Estados Unidos y Japón.

El plan de investigación y desarrollo adoptado por la Comunidad Económica Europea en 1975, para realizarlo en los cinco años siguientes a simultáneo con los programas nacionales, es una prueba de que en Europa se es consciente de la necesidad de una coordinación y colaboración que permita obtener la mayor eficacia de los recursos de que dispone para llevar a cabo esta investigación.

Si comparamos la inversión que la Comunidad destinará al desarrollo de los seis proyectos que comprende el programa de la energía solar, hasta 1979, y que es de 17,5 millones de unidades de cuenta, unos 22 millones de dólares (según cotización de junio 1974), con los fondos que países como Estados Unidos y Japón dedicarán a este fin, vemos que la primera es realmente pequeña.

Si hemos hecho este breve resumen de los problemas que se han planteado en Europa en la investigación de fuentes energéticas alternativas, concretamente el caso de la energía solar, es porque creo que todos los aquí reunidos tenemos un interés común y unos problemas también comunes, y que estos no son muy diferentes de los planteados en nuestro continente. Por tanto, podemos tratar de resolverlos, aprovechando las experiencias de otros países, y adaptándolas a nuestras circunstancias.

Fundamentalmente, creo que la investigación y desarrollo de las fuentes energéticas alternativas en general, y en particular la energía solar necesitan:

- Definición de un programa concreto a desarrollar. La elaboración del mismo debe ser hecha contemplando la perspectiva mundial de cada campo.
- Subvenciones no sólo de fondos para el desarrollo de las investigaciones, sino beneficios fiscales, o ayudas de otro tipo, que favorezcan las inversiones necesarias para realizar las instalaciones que aprovechan fuentes energéticas alternativas.
- Coordinación de los trabajos que se realicen para evitar solapes y duplicaciones de los mismos, tanto a escala nacional como internacional.
- Colaboración entre los diferentes equipos dedicados a este tipo de trabajos e información general sobre lo que se está realizando a escala nacional e internacional.
- Que la industria colabore desde el principio en los proyectos de investigación.

Como conclusión expresamos nuestro convencimiento de que es necesario y urgente tomar las determinaciones que se crean oportunas, para empezar a trabajar de una forma coherente en el desarrollo e investigación de la energía solar. Es cierto que ya llevamos un cierto retraso, pero quizá aún estemos en condiciones de poder recuperar el tiempo perdido.

Mayores dilaciones nos pueden conducir, una vez más, a tener que comprar y depender de una tecnología extranjera, que se pudo desarrollar en nuestro país.

El aprovechamiento de la energía solar para uso industrial y doméstico

JEAN-MARC COTTIER
JUAN STUDER

LA ENERGIA SOLAR

Hace dos años tuve la oportunidad de hablar sobre la contaminación ambiental en un Simposium celebrado en Tenerife, y ahora voy a referirme a la mayor fuente de energía que de forma gratuita e inagotable tenemos a nuestro alcance especialmente en estas islas afortunadas.

El sol es la base para toda vida en la tierra. La radiación solar constituye una fuente de energía que, en forma descentralizada, está a disposición de toda la humanidad. Ella es la causa del crecimiento vegetal y del ciclo del agua, fundamento para toda sustentación.

Los combustibles de origen fósil son también energía solar almacenada a través de millones de años. Ellos constituyen un capital energético, no renovable, puesto a la disposición de la humanidad. Además representan estos combustibles la base irremplazable para la industria petroquímica y, por tanto, no deben explotarse sin medida para la producción de energía.

La actual tecnología nuclear basada en limitadas materias primas y cuyas existencias, como las de petróleo, han de agotarse también en pocas décadas. Un desarrollo ulterior de esta tecnología para el mejor aprovechamiento de combustibles nucleares, estamos seguros que ha de presentar problemas más complejos que los que se vislumbran con el empleo de la energía solar.

A pesar de lo que se viene afirmando en estos últimos años, que no existe una alternativa para la energía nuclear que pueda solucionar el problema energético de nuestra civilización técnica, sostenemos que con una puesta en marcha masiva de la tecnología de energía solar puede conseguirse esta alternativa. Seguramente que la construcción de plantas nucleares es para nuestra civilización técnica y después del desarrollo alcanzado desde la última guerra mundial, la solución más cercana. Ahora, el empleo de la energía solar representa la solución técnica de una nueva y naciente forma de pensar, aunque, confesamos, no ha de ser la solución más cómoda al problema ya que exigirá cambios en nuestras costumbres.

Si hoy consideramos la experiencia de los últimos años nos resulta dudoso si aún estamos en condiciones de elegir libremente entre una u otra solución.

La razón para esto no es técnica, ni económica ni política. Resulta que nuestro planeta es limitado y que, por tanto, la humanidad sólo podrá sobrevivir si acomoda sus necesidades y exigencias a sus disponibilidades. La actual situación es absolutamente única en la historia de la humanidad ya que exige de nosotros una actitud valiente y creadora.

Tanto el destino de España como el de cualquier otra nación está ligado con el de los demás países de la tierra. Por tanto, debe considerarse nuestro problema energético, asimismo, bajo un punto de vista internacional. El problema mundial de distribución de materias primas y fuentes de energía debe tenerse en cuenta en la aplicación de una política energética.

Este seguramente incompleto resumen de problemas exige decisiones que deben estar fuera de criterios tecnológicos y económicos. El impulso para la penetración en el mercado de productos técnicos solares o de una conciencia ética solar depende fuertemente de las decisiones que ahora se tomen. Su desarrollo podrá acelerarse o frenarse por medidas políticas.

Una política de energía fundada en consideraciones éticas no deberá dirigirse únicamente en mejorar la calidad de vida de la humanidad de hoy, sino considerar, asimismo, a las generaciones venideras. Ellas también tienen derecho a los recursos de nuestra tierra. Por ello debe ser motivo principal de cualquier política energética, librar a nuestro medio ambiente de la destrucción y explotación.

Consideraciones fundamentales que deben tenerse en cuenta al elaborar una política energética:

- La energía debe servir para el mejoramiento del bienestar de las comunidades así como del medio ambiente y de cada ser en forma individual.
- Ahora, deberá pensarse que bienestar y calidad de vida tienen que medirse con conceptos materiales como son kilowatios hora o pesetas producto nacional bruto. Un mayor consumo de energía puede ocasionar una disminución de la calidad de vida.
- La energía necesaria debe obtenerse mediante la utilización de la que tenemos a disposición en nuestro propio ambiente o sea aquella inagotable fuente de energía que es el Sol. Todo consumo de energía que aún hoy se cubre de fuentes en agotamiento debe ser restringida.
- En la utilización de energías debe evitarse toda perturbación a largo plazo de la biosfera. Debido a ello se da la necesidad de emplear solamente aquellas tecnologías cuyos residuos sean para el medio ambiente y la humanidad completamente inofensivos o que por lo menos no sobrepase la contaminación los límites permisibles para la natural regeneración de la biosfera. De la actual economía de desgaste debe pasarse a una economía ecológica de reciclaje.
- El fomento de una infraestructura económica energética descentralizada que permita un alto grado de estabilidad para el abastecimiento de energía incluso en tiempos de crisis.
- Apoyo a las tendencias descentralizadoras en nuestra sociedad, ya que con los conocimientos actuales que tenemos de las ciencias naturales puede una técnica alternativa, como es el empleo de la energía solar, contribuir al enriquecimiento de la vida humana.
- Energía solar deberá considerarse como un medio para la obtención de nuevos sitios de trabajo.
- Como objeto de investigación y desarrollo.
- Para la nivelación de la balanza de comercio exterior.
- Como tecnología de exportación así como de productos elaborados con ella como, por ejemplo, hidrógeno.
- Para la recuperación de cierta independencia energética.
- Como base para una mayor libertad de acción política.
- Como un garante para una saludable y despreocupada existencia de generaciones venideras.
- El desarrollo que la estructura de nuestra sociedad pueda tener con esta dirección significaría en el terreno técnico el paso de la arrogancia técnica del Siglo XX a una cultura técnica del Siglo XXI.

Un sistema energético basado en el Sol cubrirá la demanda de la humanidad de calor, combustibles y corriente eléctrica en variadas formas, ya sea mediante la transformación directa o indirecta de la fuente de energía. Por eso se deberá entender bajo utilización de la energía solar todas las transformaciones posibles.

Centros de estudios superiores técnicos, arquitectos y aún futuros propietarios deberán cambiar las normas tradicionales y adaptarse al nuevo concepto para integrar en su planifica-

ción el empleo de la energía solar en cualquier tipo de construcción, ya sean viviendas, hoteles, edificios industriales, invernaderos, etc.

Ahora, aquí no se trata de proveer únicamente un sitio para los colectores y depósitos de agua y tampoco continuar planificando 4 paredes y 1 techo, esto sería sencillo. Su planificación irá a un cuidadoso estudio para utilizar en forma total y absoluta la energía recibida aprovechando a su vez las fuentes propias de calor en una vivienda.

Actualmente es una realidad la producción de energía solar para:

- Calentamiento de agua potable.
- Calefacción.
- Climatización de piscinas, tanto cubiertas como al aire libre.
- Obtención de calor para instalaciones de desalinización de agua de mar.

Sabemos que en Fuerteventura existen una infinidad de pozos, de muy diversas profundidades, con agua pero que por desgracia no sirve ni para el consumo humano ni para regadío, debido a que contiene de 3 a 6 gramos de sal. Esto es poco, pero suficiente para hacerla inservible.

Nuestra idea es extraer esta agua con energía eólica y desalinizar con energía solar aproximadamente el 60 por 100, para mezclarla con el 40 por 100 restante y obtener agua de regadío a un precio razonable. Construyendo las instalaciones en el lugar donde están situados los pozos se evitarían los altos costes de transporte.

- Suministro de calor para invernaderos.
- Energía de alta potencia para plantas de electricidad.
- Vapor para lavanderías, y

para obtener esta energía, POLISOLAR, en años de investigación, ha desarrollado un sistema de colectores con elementos de espejos cilíndricos parabólicos que en forma automática y por medio de un sensor solar son dirigidos de Este a Oeste constantemente en posición al Sol. La radiación solar es concentrada en un sistema de absorción por el que circula el medio portador de calor.

AGUA CALIENTE REQUERIDA EN VIVIENDAS

Viviendas	Personas	Litros/día	Kcal/día	Area de colectores m ²	Area necesaria m ²
1	4	380	15.200	3,60	7,20
2	8	760	30.400	7,20	14,40
3	12	1.140	45.600	9,00	18,00

El ingeniero de POLISOLAR, señor Cottier, les explicará técnicamente este procedimiento.

La intensidad de la radiación solar en la capa exterior de la atmósfera es de $S_0 = 1,37$ Kw/m² y se le denomina como constante solar extraterrestre. Ahora, mientras mayor es su recorrido a la tierra, mayor es su debilitamiento. Es por esto que para estar en condiciones de obtener promedios de la energía disponible hay que efectuar estudios en cada lugar. Por ejemplo, la media anual en la península está entre 7 a 8 Kwh/m² día, mientras que en algunos sitios del archipiélago canario esta media llega hasta 13 ó 15 Kwh/m² día. Estos valores corresponden a una densidad de energía sobre un área que en forma constante es dirigida al Sol.

Según nuestras experiencias el escepticismo que hasta la fecha viene demostrándose a un aprovechamiento directo de la energía solar, se basa principalmente en aspectos económicos. Se ha conseguido que con el sistema POLISOLAR con un coeficiente altísimo de rendimiento (área pequeña gran rendimiento) los costos de una instalación sean iguales que los de una con

combustibles tradicionales. La ventaja está que según cada caso el capital invertido se amortiza dentro de 5 a 8 años. Si aparte de ello consideramos que los costos de mantenimiento de una instalación impulsada por energía solar son mínimos, sin lugar a dudas resulta la solución para el futuro.

Si conseguimos con la energía solar reducir el consumo de combustibles de origen fósil en un 20 por 100 nacional, imagínense, señores, el ahorro en divisas que ello significa para una nación que debe importar energía. En estos momentos de crisis internacional es deber de todos poner cuantos recursos, tanto legales como financieros, estén a nuestro alcance para el fomento de la energía solar, en especial en este archipiélago.

Consideramos un lujo poner a disposición del turismo y en forma gratuita piscinas climatizadas. Esta atención que tanto en hoteles de Canarias como de otros lugares de la nación se ofrece a sus huéspedes, además de los problemas económicos que para ellos representa debido al costo tan elevado que deben pagar por el combustible, lleva consigo una enorme salida de divisas del país, lo cual va en perjuicio de la balanza de pagos de la nación.

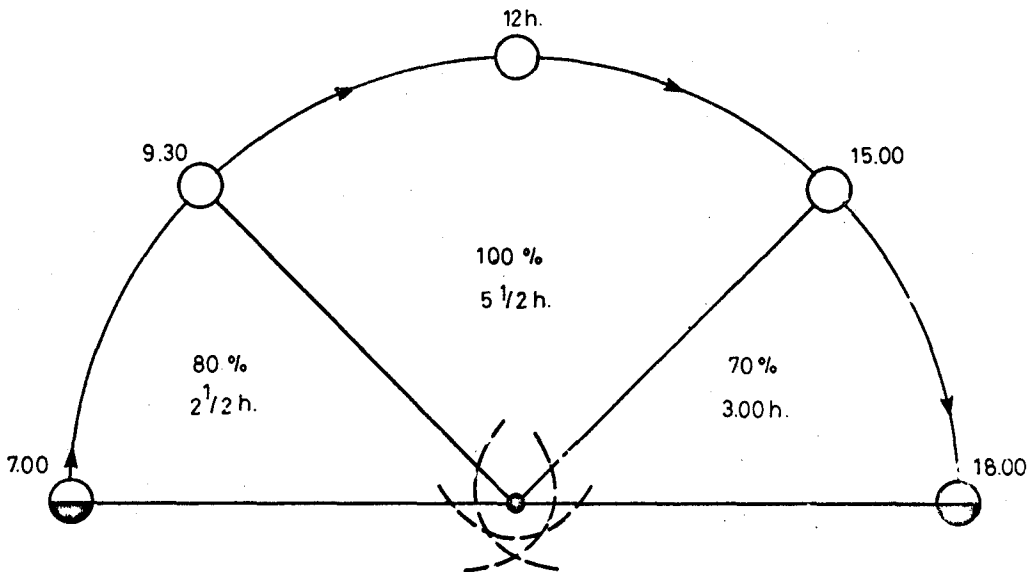
Si mediante el empleo de energía solar conseguimos reducir en solamente 50 por 100 los costos de energía, esto significará para cualquier hotel y, por tanto, para la nación, un gran alivio en sus finanzas. Sabemos que el mercado internacional de turismo se ha convertido en un artículo competitivo de moda, ya que hoy se va de vacaciones donde se encuentre la oferta más ventajosa sin mayormente tomar en cuenta otras consideraciones.

Dentro de la difícil situación en que se encuentra la economía de nuestros tradicionales visitantes y la oferta cada vez más agresiva de plazas hoteleras, no podemos permitirnos bajar la calidad de nuestra oferta, sino más bien debemos bajar nuestros costos de producción, sin que lógicamente esto afecte a los productores y más bien asegure la estabilidad de los puestos de trabajo.

La energía solar nos está brindando una oportunidad para conseguir, en parte, este objetivo.

★ ★ ★

Queremos agradecer a los organizadores de este Simposium, el habernos dado la oportunidad de exponer nuestras ideas sobre el problema energético aquí debatido, y es nuestro deseo que este Simposium sea el punto de partida para una nueva política energética en beneficio de la humanidad.



Aprovechamiento/De energía solar con colectores concentradores
de espejos cilíndrico parabólicos.

Promedio diario en la península

0,90 KWh/m ²	en 100%	=	0,72 KWh/m ²	en 5 1/2 h	=	4,95 KWh/m ²
0,90 KWh/m ²	en 80%	=	0,72 KWh/m ²	en 2 1/2 h	=	1,80 KWh/m ²
0,90 KWh/m ²	en 70%	=	0,63 KWh/m ²	en 3 h	=	1,89 KWh/m ²
Rendimiento diario m ²						<u>8,64 KWh/m²</u>
						=====

Promedio diario en Canarias

1,0 KWh/m ²	en 100%	=	0,90 KWh/m ²	en 6 h	=	6,00 KWh/m ²
1,0 KWh/m ²	en 90%	=	0,90 KWh/m ²	en 2 h	=	1,80 KWh/m ²
1,0 KWh/m ²	en 80%	=	0,80 KWh/m ²	en 3 h	=	2,40 KWh/m ²
Rendimiento diario m ²						<u>10,20 KWh/m²</u>
						=====

Península	8,64 KWh/m ² dfa	=	7.430 kcal/dfa	M ₂
Canarias	10,20 KWh/m ² dfa	=	8.772 kcal/dfa	M

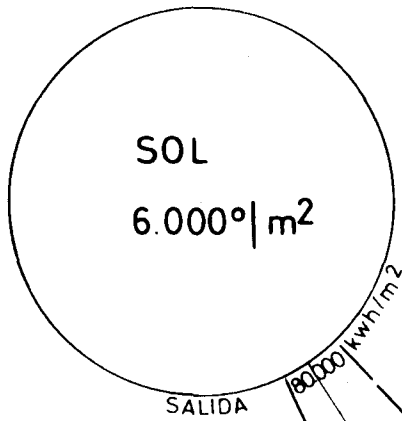
Considerando todas las posibles pérdidas que puedan producirse,
el rendimiento puede considerarse en:

Península	4.500 kcal/m ² dfa
Canarias	5.200 kcal/m ² dfa

De tal manera que para cubrir las necesidades de calor el área
mínima de colectores es la siguiente:

Península	1 m ²	=	4.500 kcal/m ² dfa
Canarias	1 m ²	=	5.200 kcal/m ² dfa

Rendimiento 0.7 - de los colectores POLISOLAR



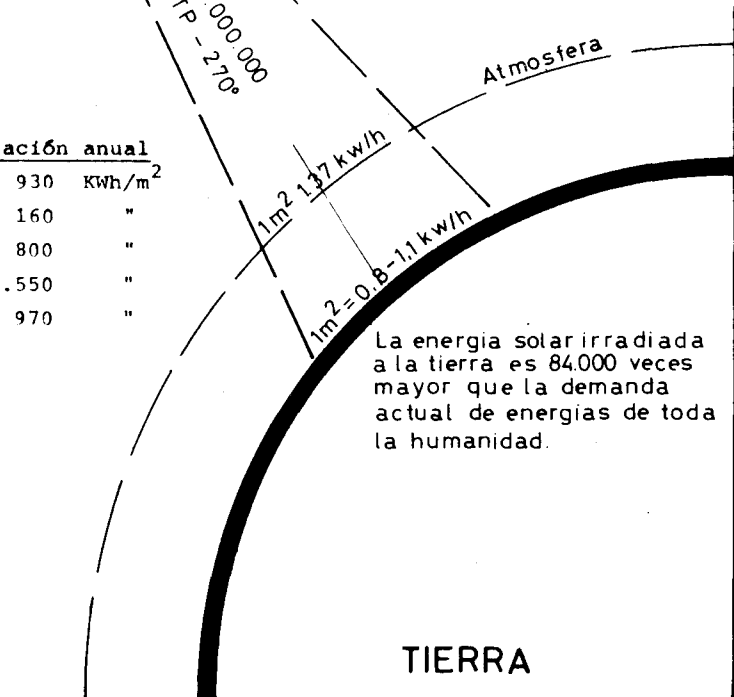
1, elemento de 1,8 m² produce:

1 134 KWh a la hora
 8 620 " al día
 258 600 " al mes
 3 146 300 " al año

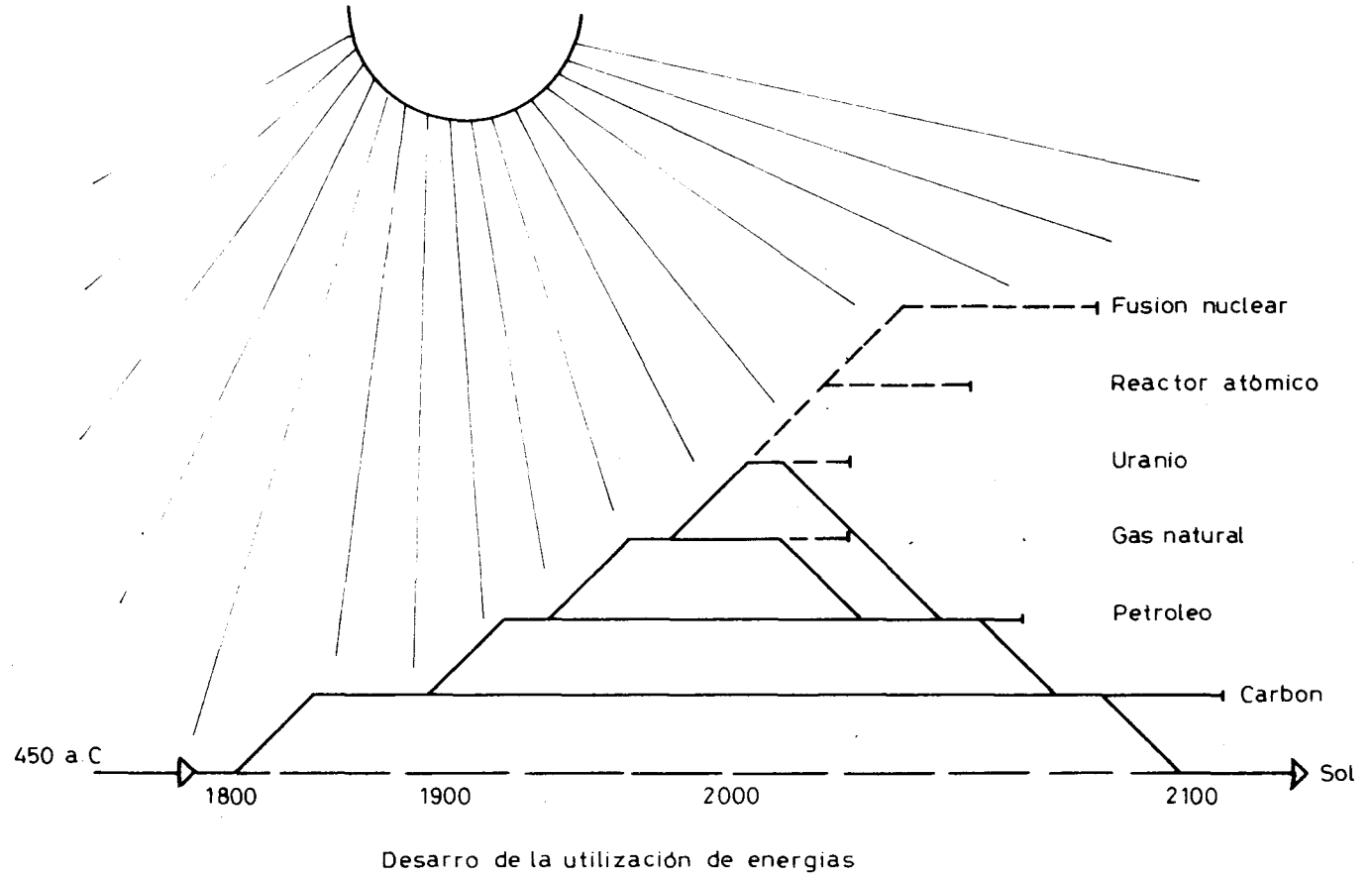
6, elementos iguales producen:

por	KWh	Kcal
hora	6 804	5 871
día	51 710	44 470
mes	1 551 300	1 334 100
año	18 874 150	16 231 550

Media de insolación anual	
Hamburgo	930 KWh/m ²
Zurich	1 160 "
Florida	1 800 "
Sahara	2.550 "
Tenerife	1 970 "

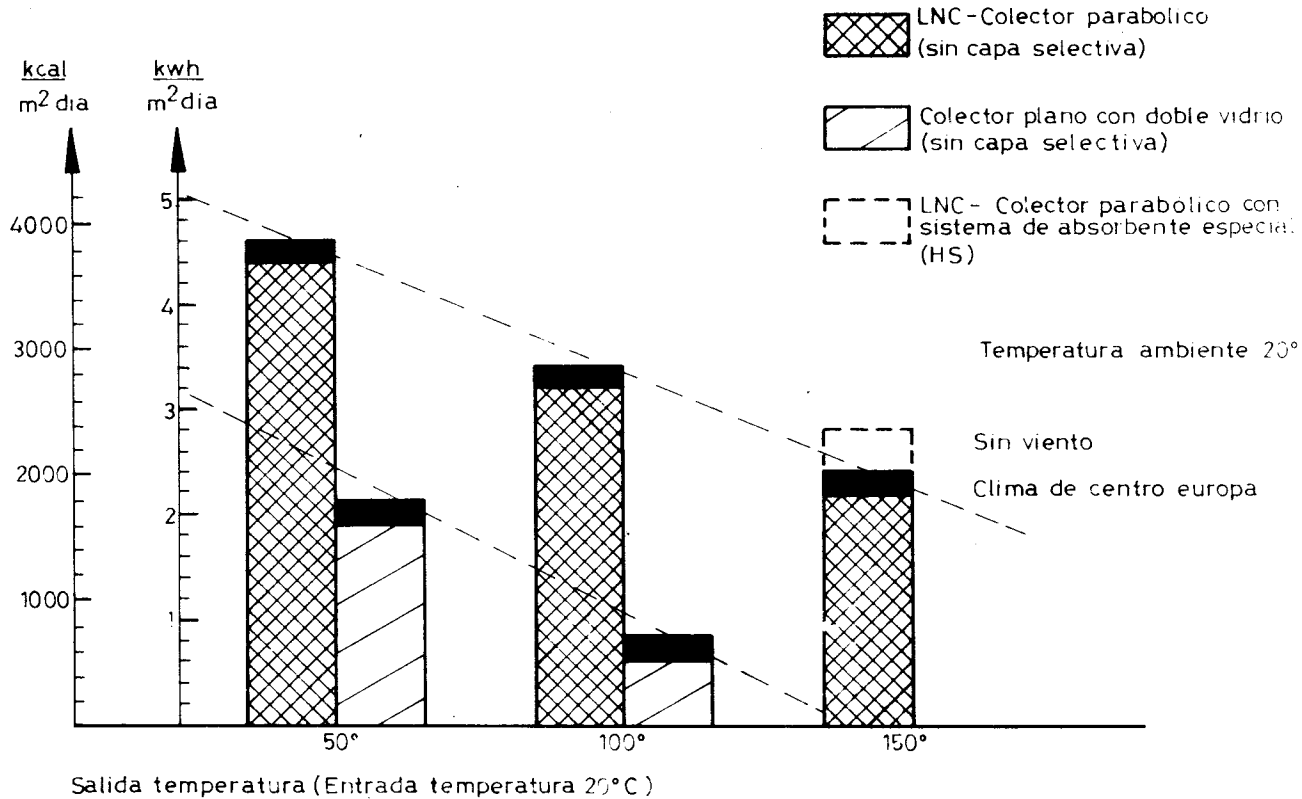


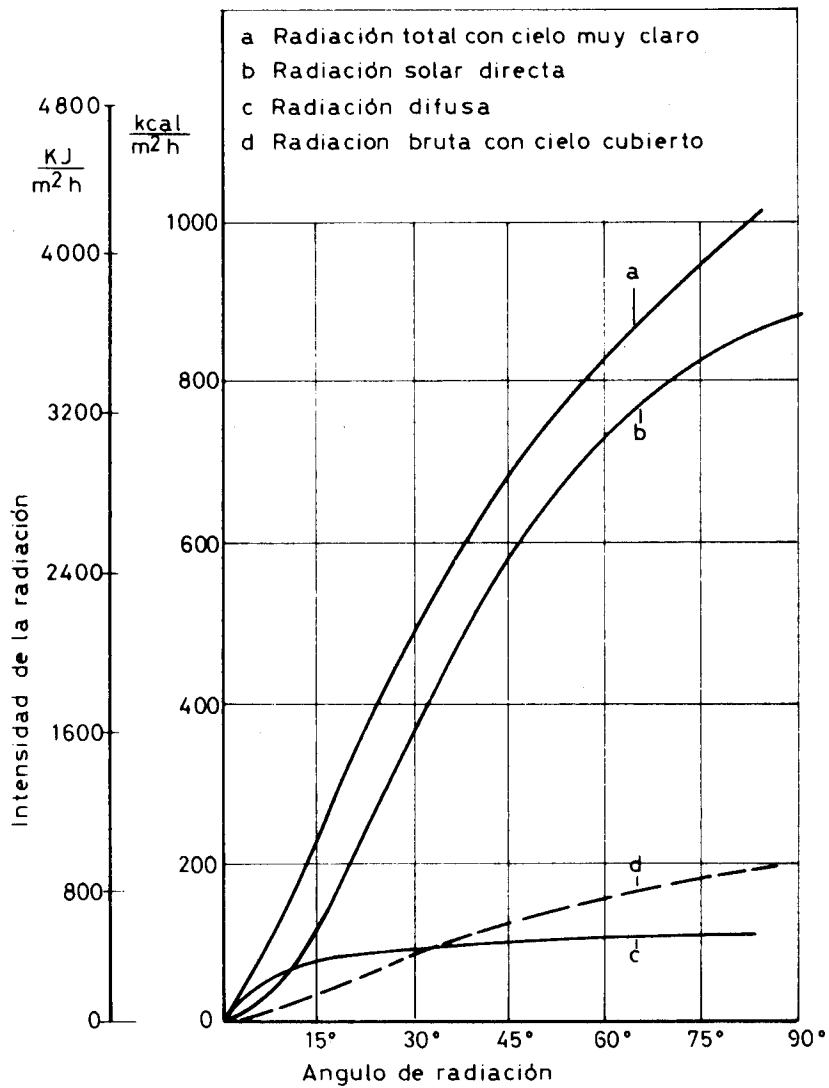
La energía solar irradiada a la tierra es 84.000 veces mayor que la demanda actual de energías de toda la humanidad.



EXTRACCION DE ENERGIA

Ejemplo: energia util desde el 20 de Marzo
al 20 Septiembre

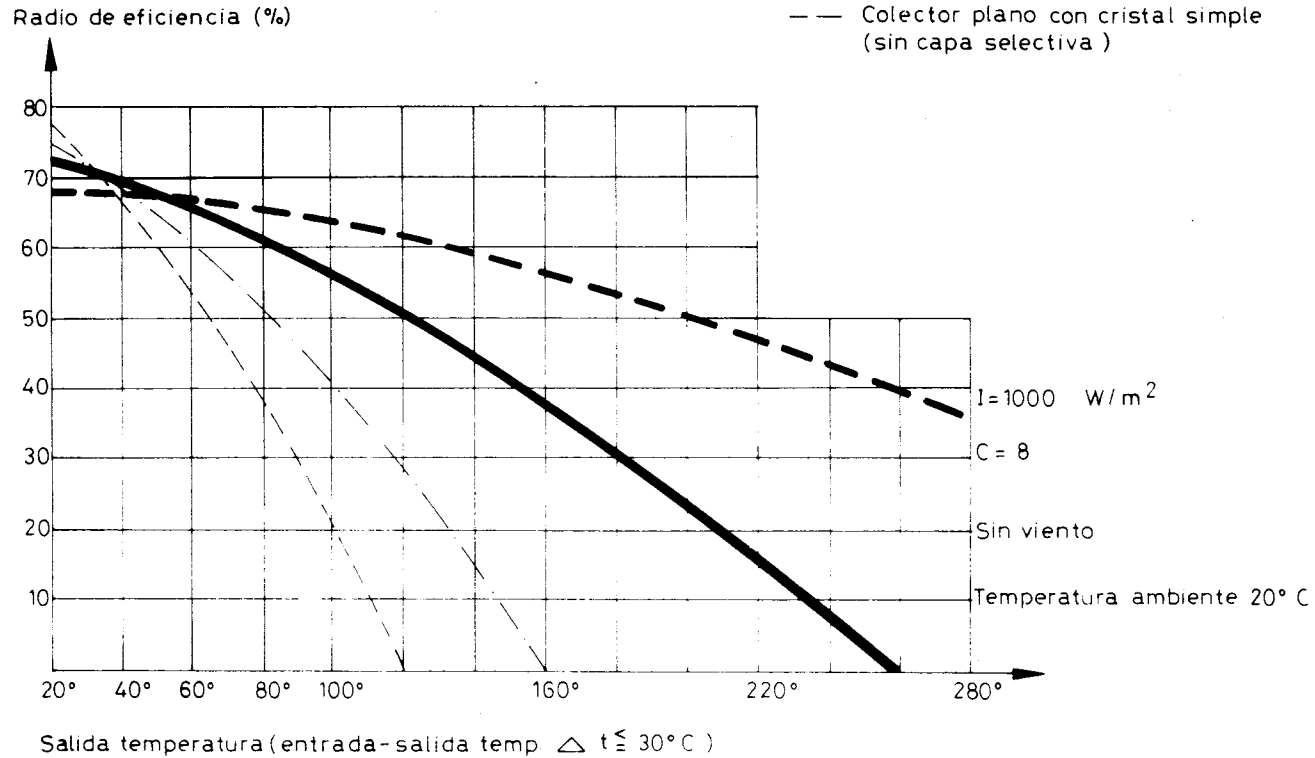




Intensidad de radiación sobre un área horizontal y en dependencia de la altura del sol. (según DE WIT)

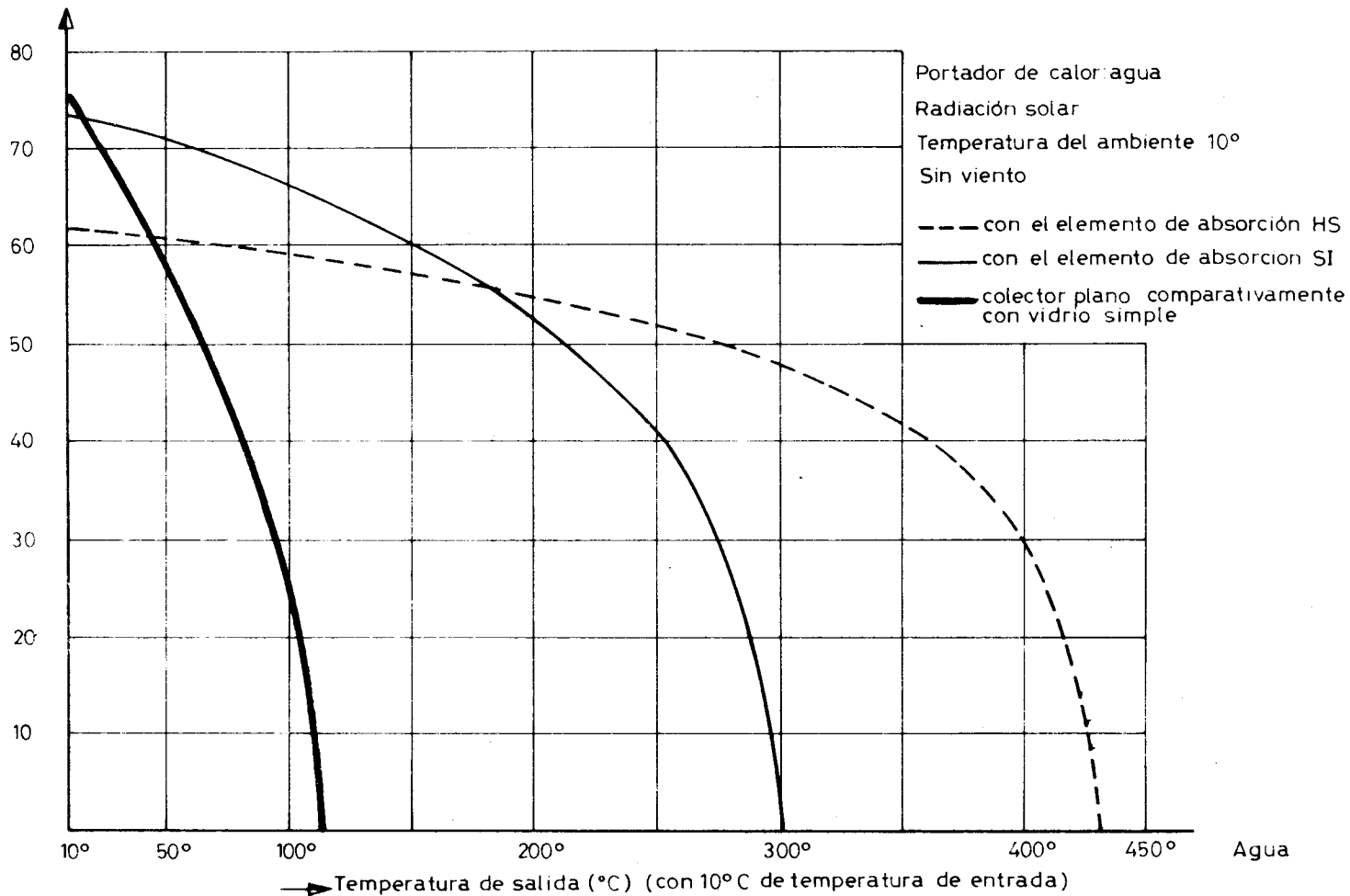
EFICACIA EN FUNCION A LA TEMPERATURA DE ENTRADA

- - Colector LNC, con absorbente tipo HS (sin capa selectiva)
- Colector LNC con absorbente tipo SI (sin capa selectiva)
- - Colector plano con doble vidrio (sin capa selectiva)
- - Colector plano con cristal simple (sin capa selectiva)

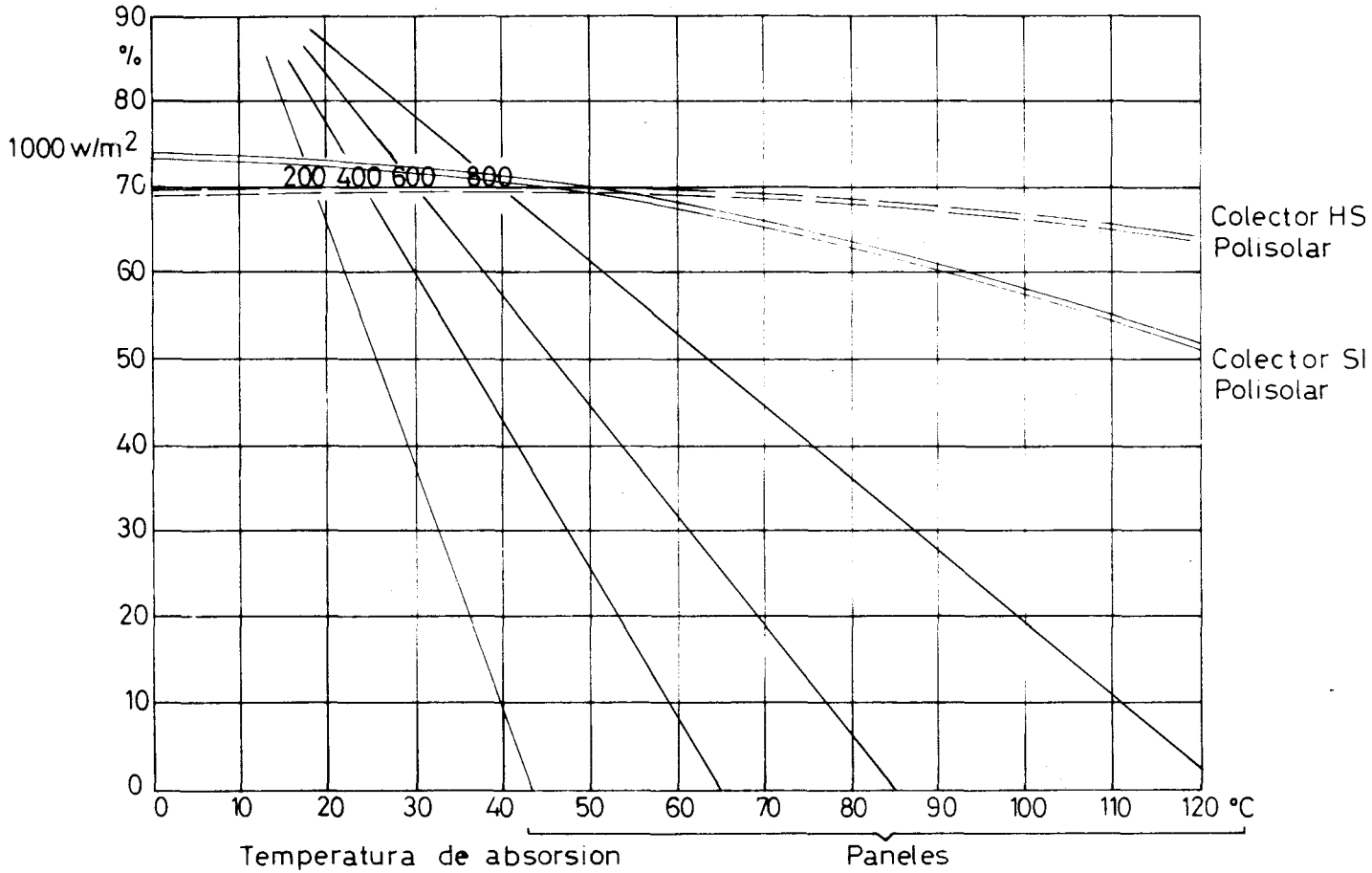


Rendimiento (%)

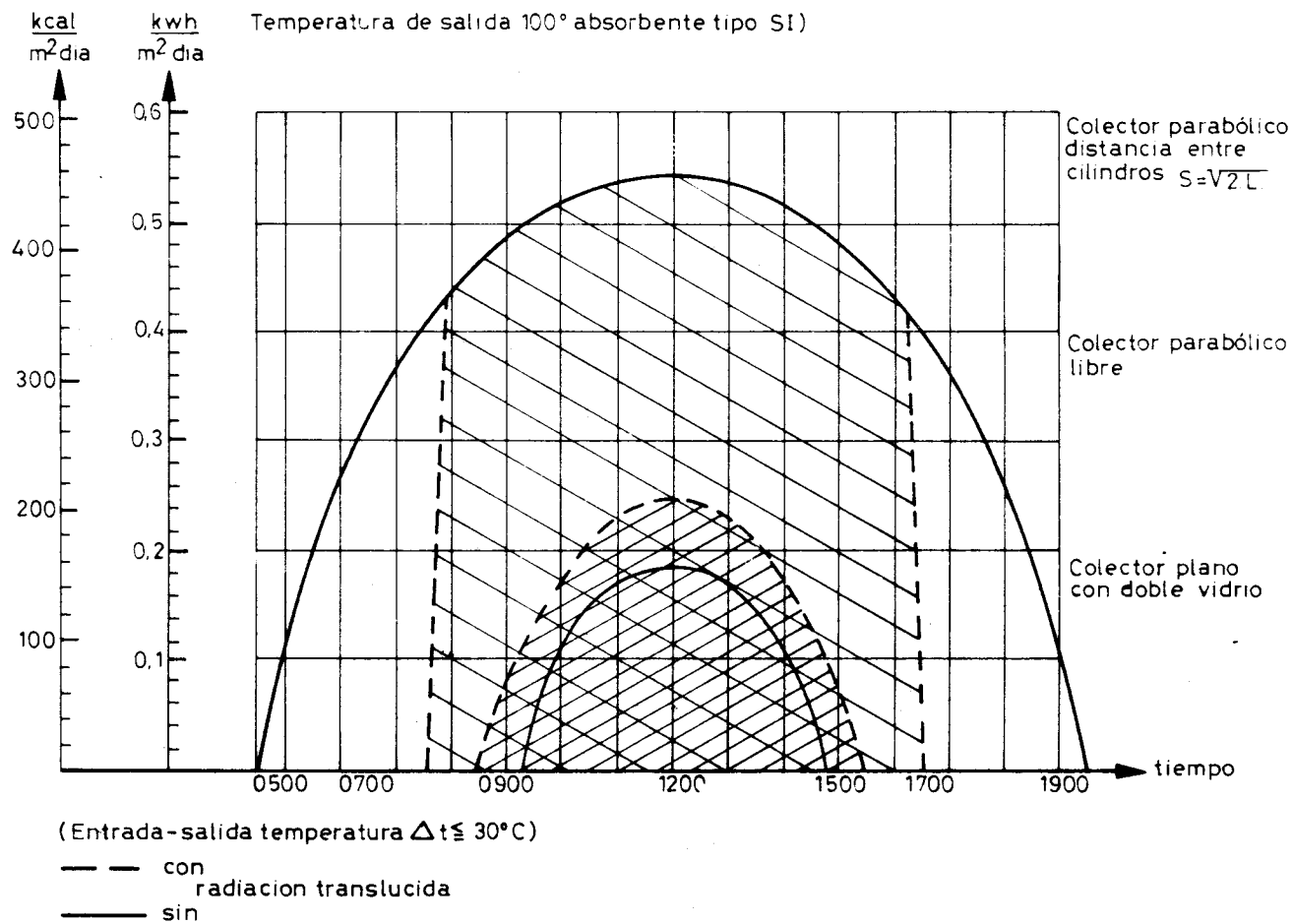
(=Parte aprovechable de la radiación solar penetrada) (Diagrama 1)

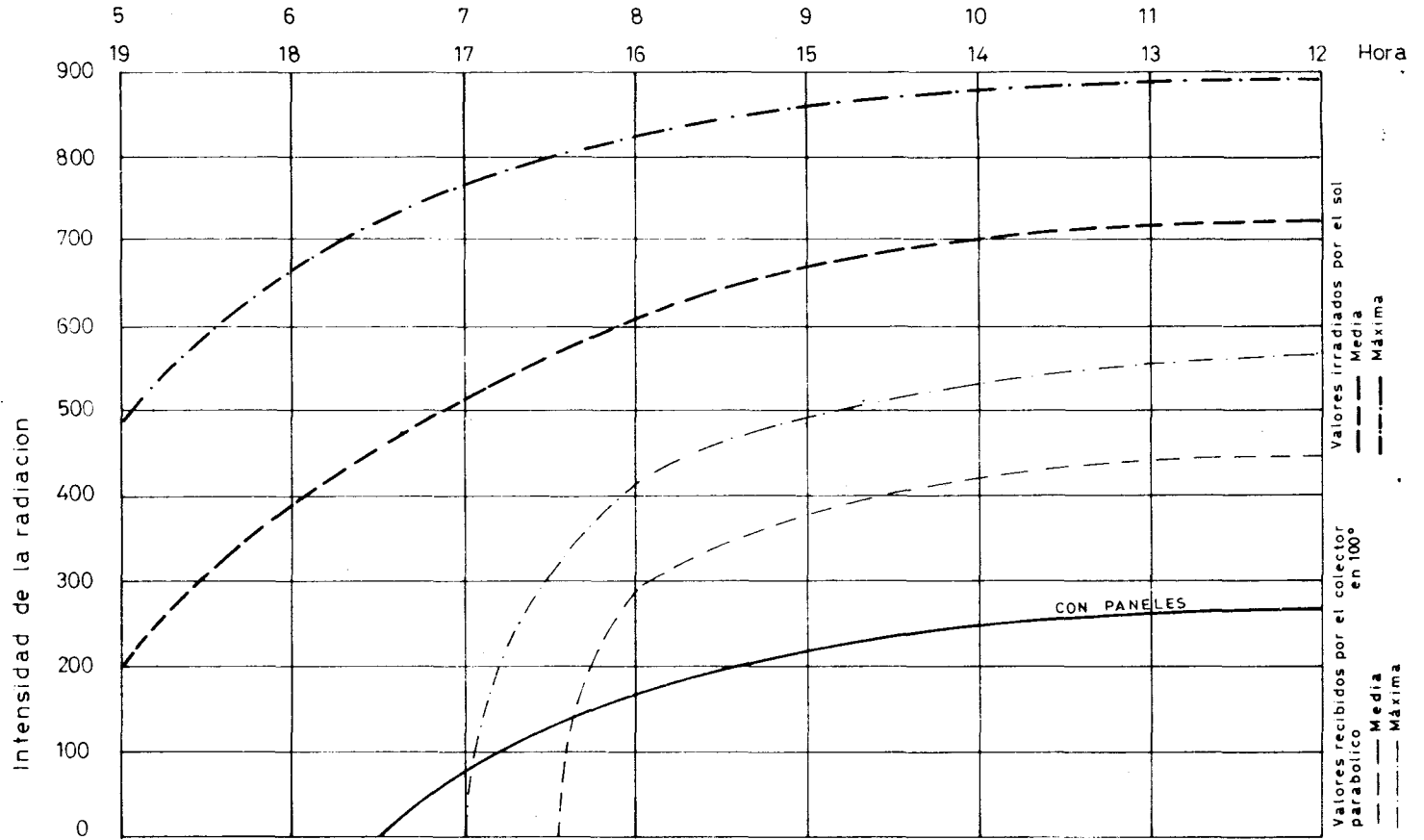


Radio de eficacia %



POTENCIA DIARIA (20 de Junio)





Curvas de la intensidad de la radiación en Junio, tomada con temperaturas entre +16°C (05.00h) y +27°C (15.00h) así como con una humedad relativa de 44% (15.00h) hasta 76% (05.00h) (Cuadro Soltron)

ISLA : TENERIFE

AÑO

Media de las horas de sol despejado por día cada mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	AÑO
IZAÑA-Periodo 1945-66	7.0	8.2	8.9	9.7	11.5	12.7	12.4	12.0	9.8	8.4	7.3	7.0	9.6
LOS GIGANTES 1963-66	6.1	7.6	7.3	8.2	8.4	9.2	10.2	9.3	7.1	7.0	6.5	6.2	7.8
LOS RODEOS 1945-70	4.5	5.8	6.0	6.4	6.7	6.8	7.8	7.9	7.0	6.0	4.9	4.5	6.2
LOS RODEOS 1971-75	5.8	5.3	5.6	5.9	7.3	7.9	8.6	8.8	7.7	6.5	5.8	5.3	6.7
LOS RODEOS media 1945-75	5.1	5.6	5.8	6.1	7.0	7.4	8.2	8.3	7.4	6.2	5.4	4.9	6.5
STA. CRUZ DE TENERIFE 1925-44	5.9	6.7	6.7	8.7	9.3	10.3	11.1	10.5	7.9	6.3	6.0	5.7	7.9
STA. CRUZ DE TENERIFE 1931-60	5.8	6.5	7.2	8.0	9.5	10.5	11.0	10.5	8.3	6.6	5.9	5.5	7.9
STA. CRUZ TFE Media 1925-60	5.8	6.6	7.0	8.3	9.4	10.4	11.0	10.5	8.1	6.4	6.0	5.6	7.9
Promedio	5.8	6.5	6.8	7.7	8.7	9.4	10.1	9.7	7.9	6.7	5.9	5.5	7.6

NOTA: Figuran LOS RODEOS divididos en dos periodos, debido al cambio de emplazamiento del Observatorio en 1970. En Sta. Cruz de Tenerife, es suficiente el periodo 1931-60, pero se amplió con el anterior 1925-44, pese a que el valor medio anual coincide exactamente, y el mensual difiere ligeramente.

	Materias físicas y químicas	Influjo sobre la atmósfera	Influjo sobre el clima	Influjo sobre el medio ambiente
Combustibles fósiles	Calor CO ₂ SO ₂	Calentamiento Calentamiento por efecto del calor sofocante Contaminación	Calentamiento del hemisférico Norte iden ?	Elevación del nivel del mar debido al derretimiento de las masas de hielo en las regiones del Norte iden Destrucción de la flora
Uranio combustibles nucleares	Mucho calor	Fuerte calentamiento	Calentamiento del hemisférico Norte	Elevación del nivel del mar debido al derretimiento de las masas de hielo en las regiones del Norte
Sol	Ninguna	Posibles cambios regionales	Prácticamente ningún influjo	Sin importancia

Consumo de energía, el clima y el medio ambiente

Horas de insolación
por mes

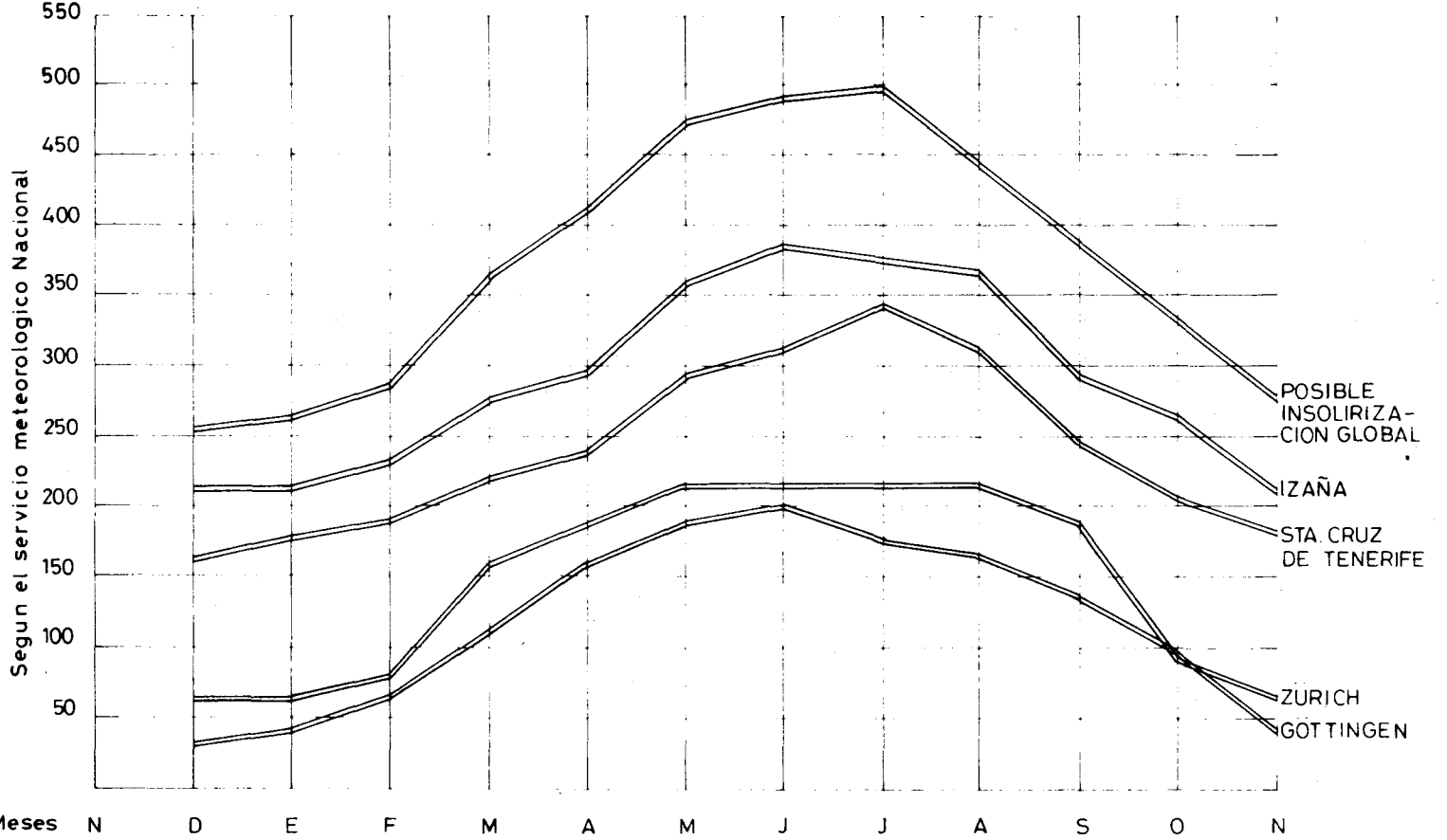
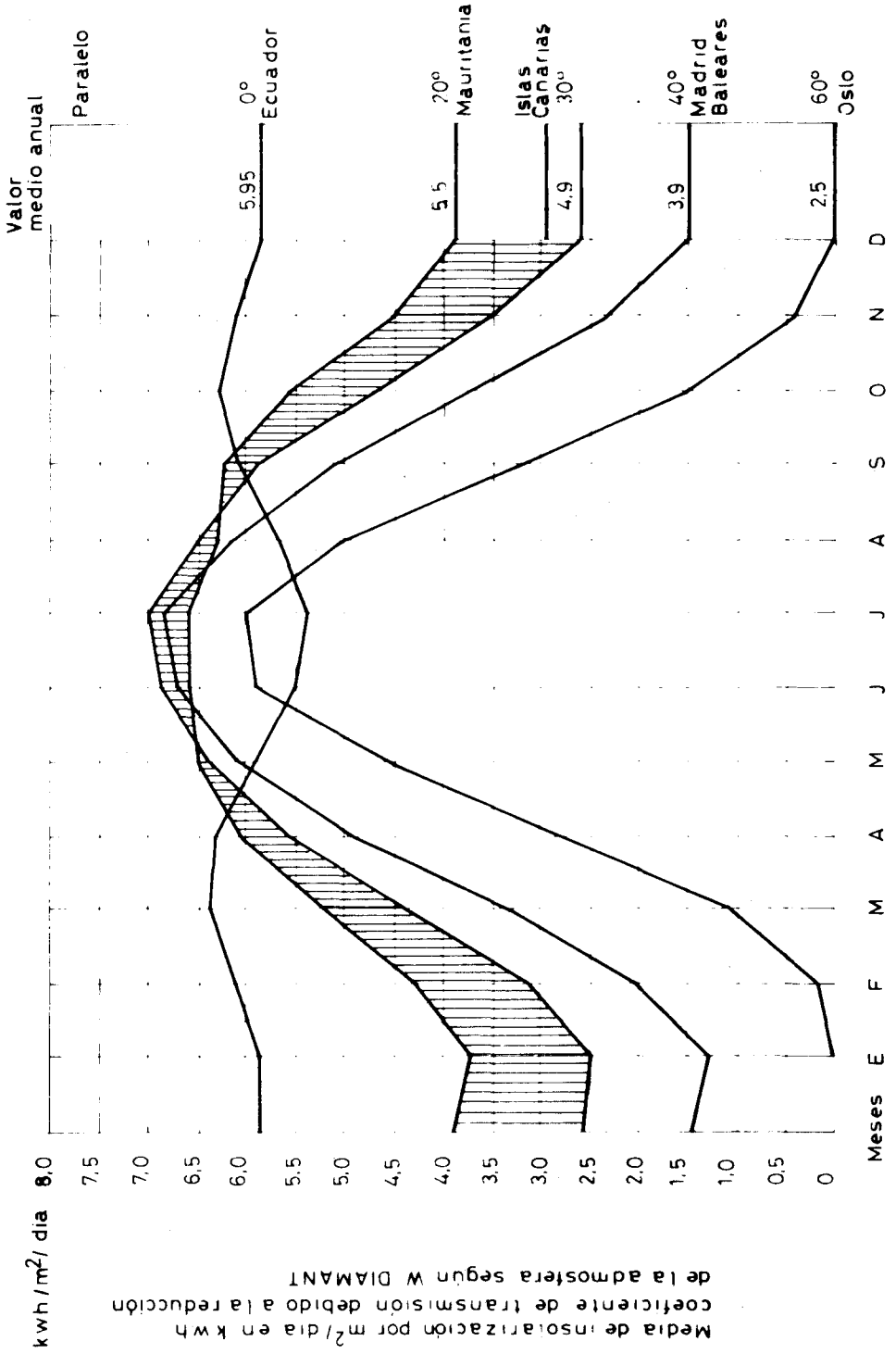
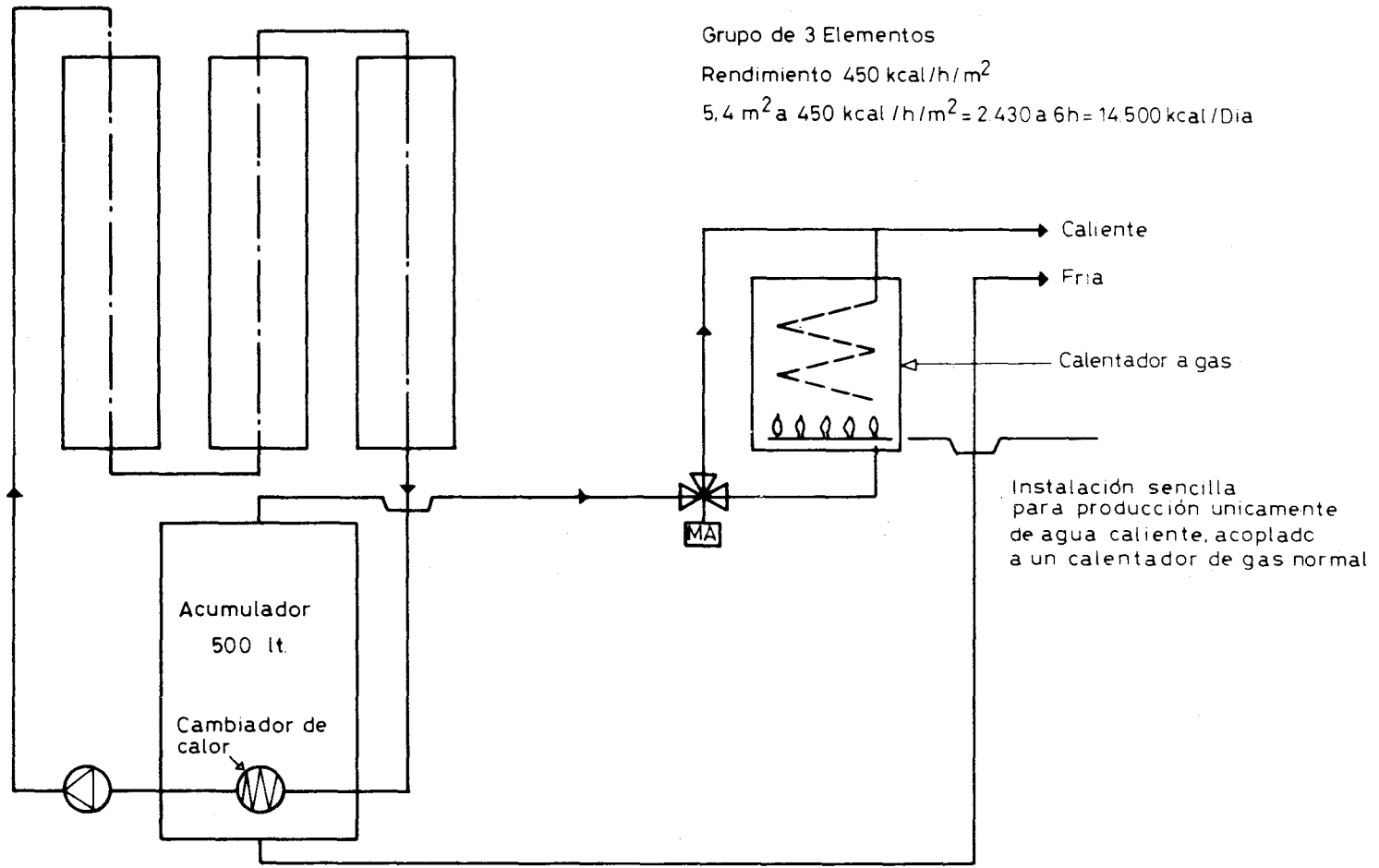


Tabla de insolarización





MODULO SOLAR LNC

Empleo

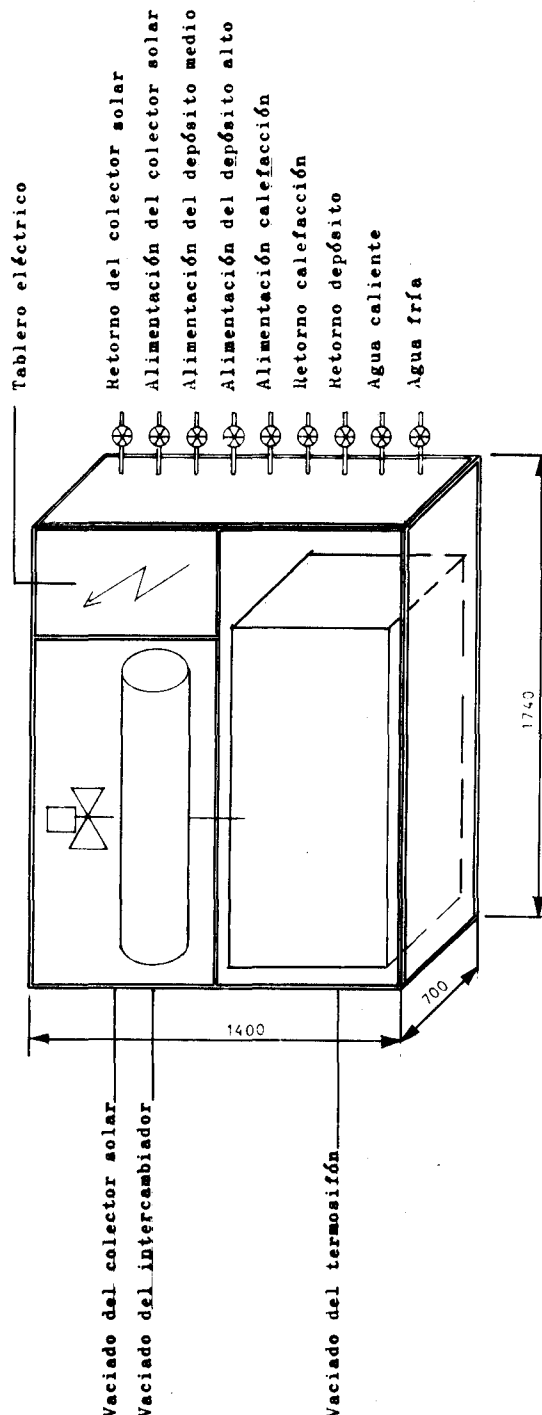
El módulo solar LNC sirve como un completo elemento de comunicación entre los colectores LNC (o cualquier otro tipo de colector) y la instalación de la casa (agua caliente y calefacción).

El módulo solar LNC sirve asimismo de comunicación con el depósito. Debido al montaje industrial del módulo solar LNC pueden racionarse las usualmente múltiples instalaciones en la obra y reducirlas a un mínimo. Esto se expresa por un precio de venta muy ventajoso y la seguridad en su funcionamiento. Cada una de estas modernas instalaciones trabaja por lo tanto con un óptimo y permanente rendimiento.

La selección de los mandos de dirección y regulación así como de los elementos termomecánicos permiten la combinación con depósitos de calefacción eléctrica y otros sistemas existentes para calentar.

Equipamiento

- Protección diferencial de los receptores eléctricos que forman parte de la instalación de colectores solares parabólicos LNC, incluyendo bombas, válvulas de seguridad y vasija de expansión.
- Termosifón de doble pared, de 175 l, con bomba de carga y válvula.
- Intercambiador de calor con 2,67 m² de área de intercambio.
- Instalación hidráulica y eléctrica completa.
- Se suministran todas las posibles conexiones hasta fuera del módulo solar LNC. Estas vienen equipadas con registros de 1".



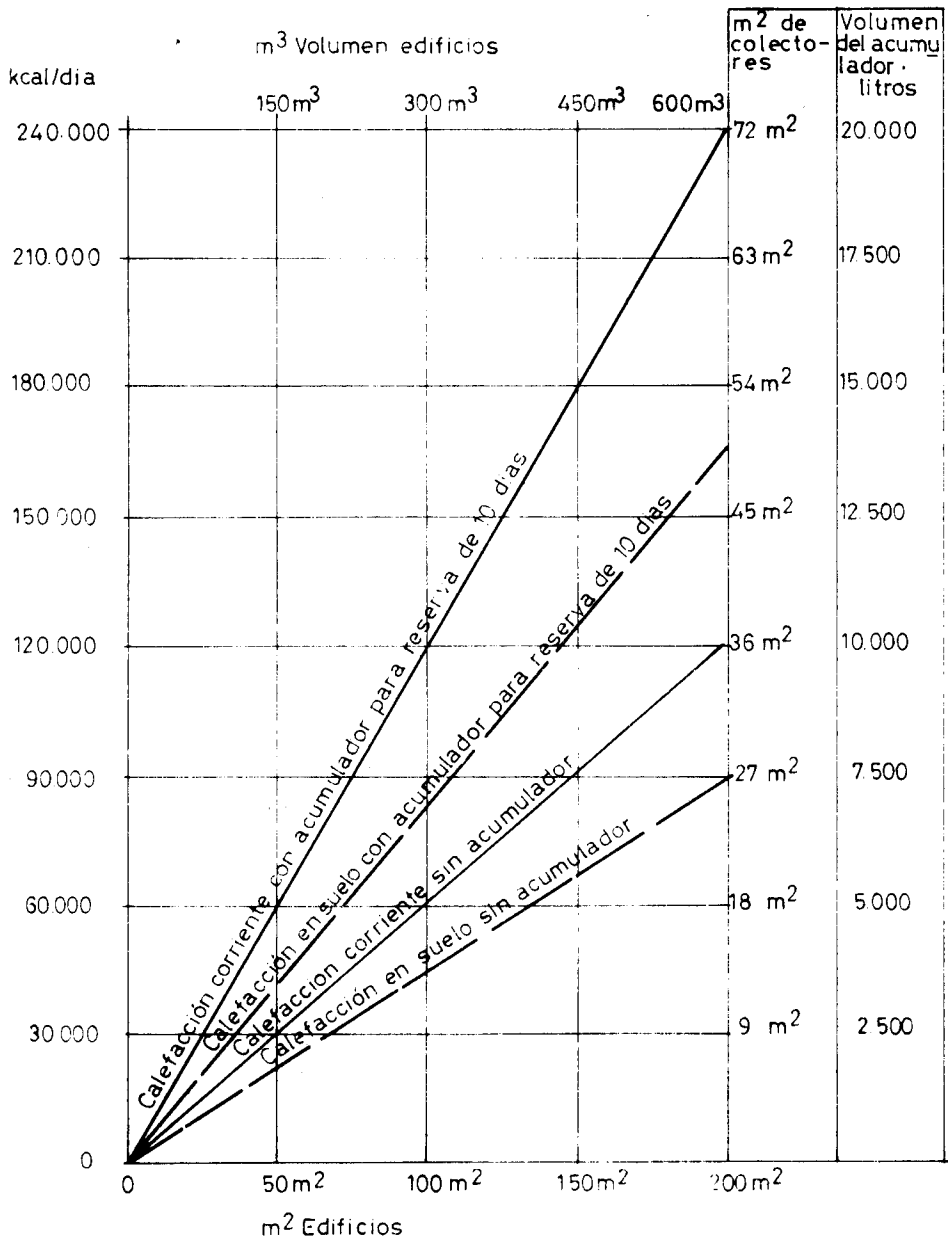
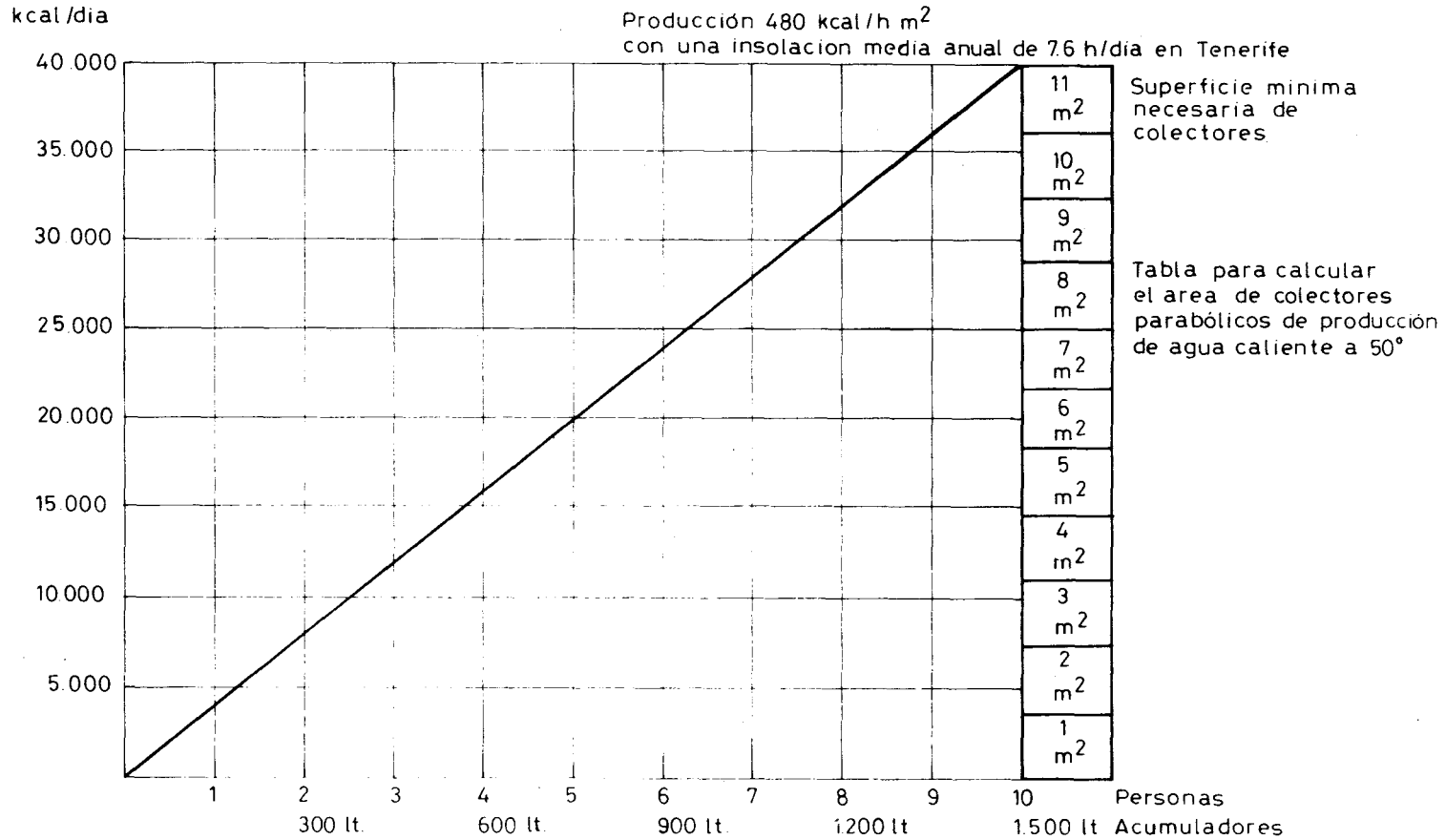
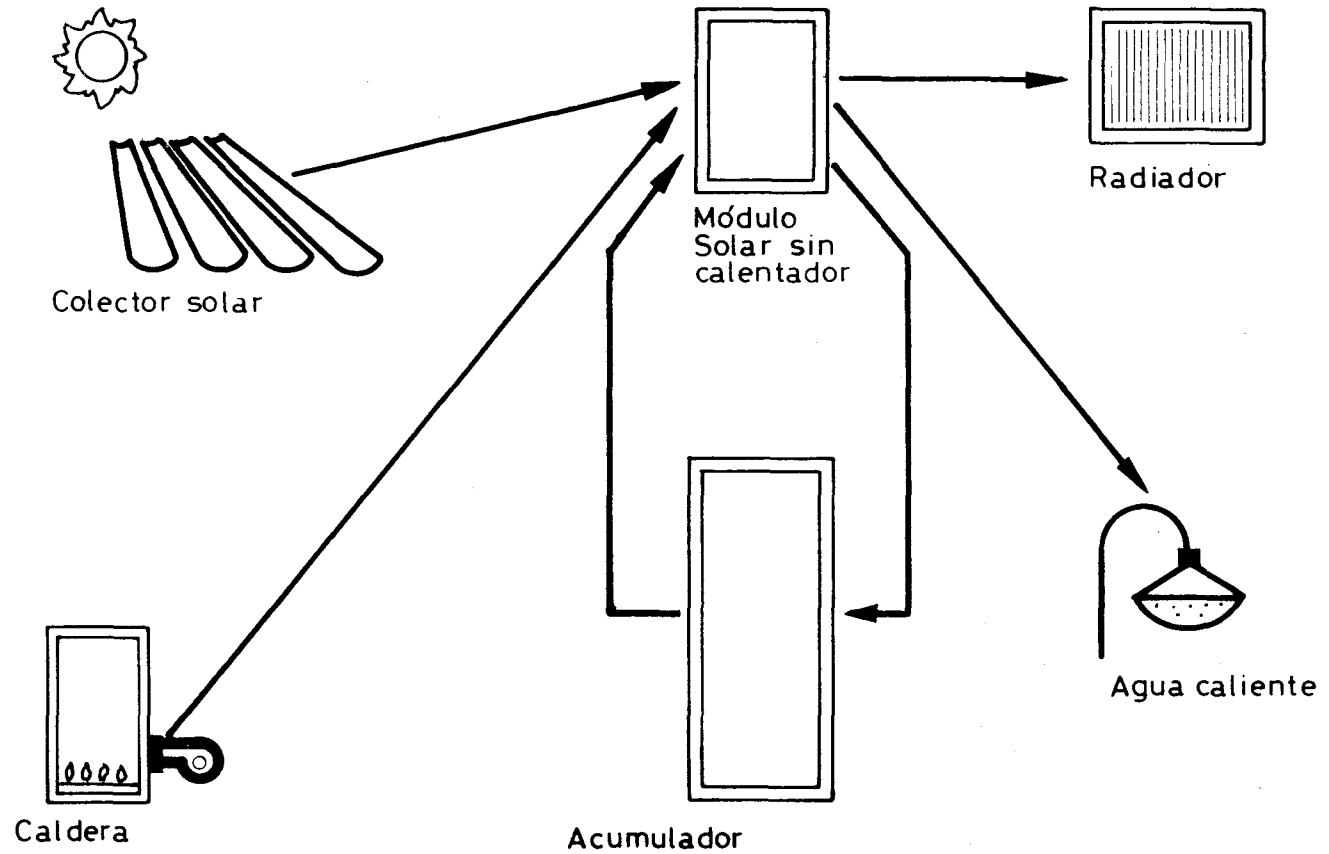


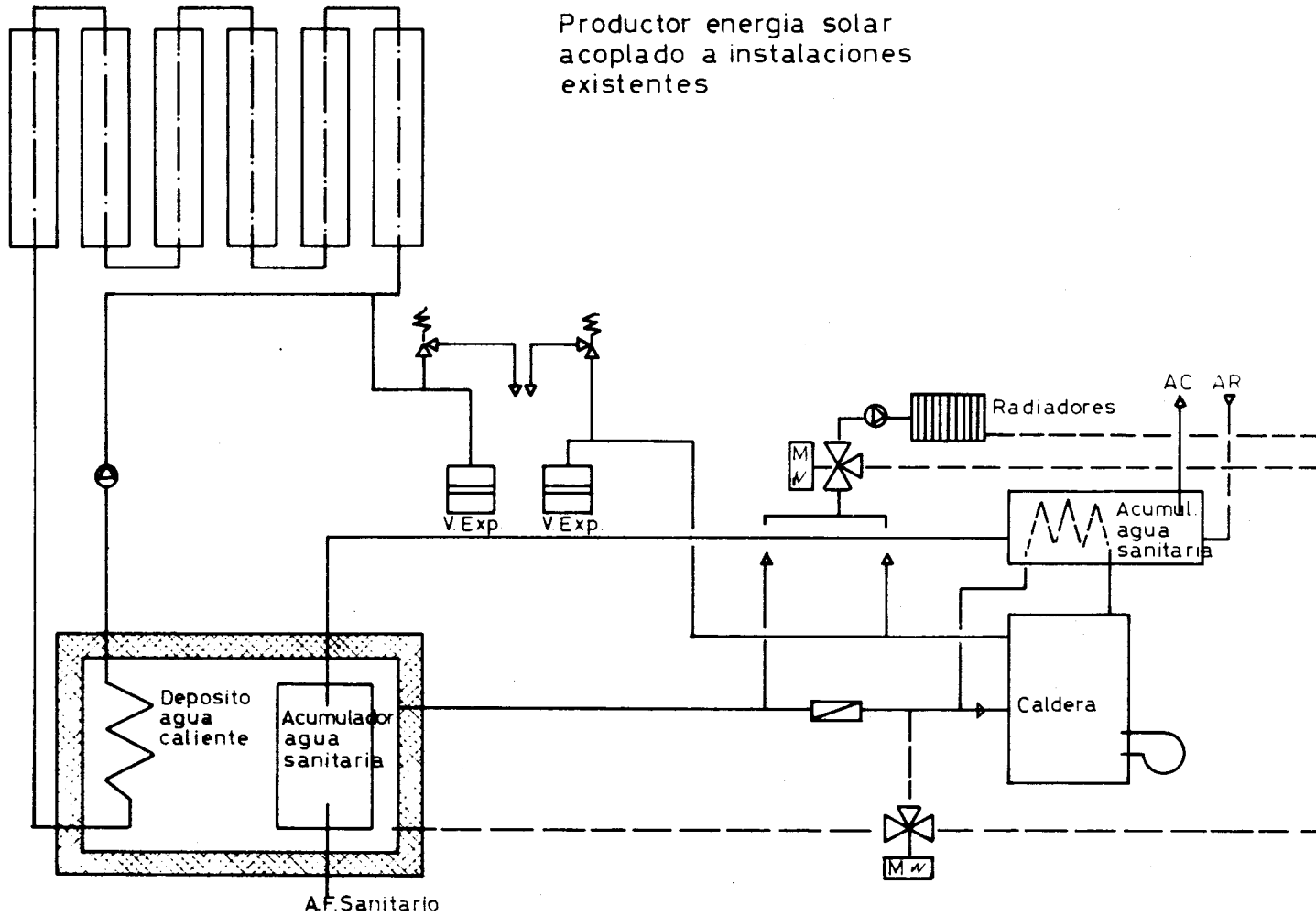
TABLA: Temperatura estimada +10°C ambiente exterior
 +18° a 20°C. " interior
 Producción de agua caliente de 50° (100 l. por persona día)
 Reserva de calor á 100°C. en acumuladores para 10 días
 Calefacción únicamente con energía solar sin ayuda auxiliar



Combinación de calefacción solar y
Fuel-oil ó Butano

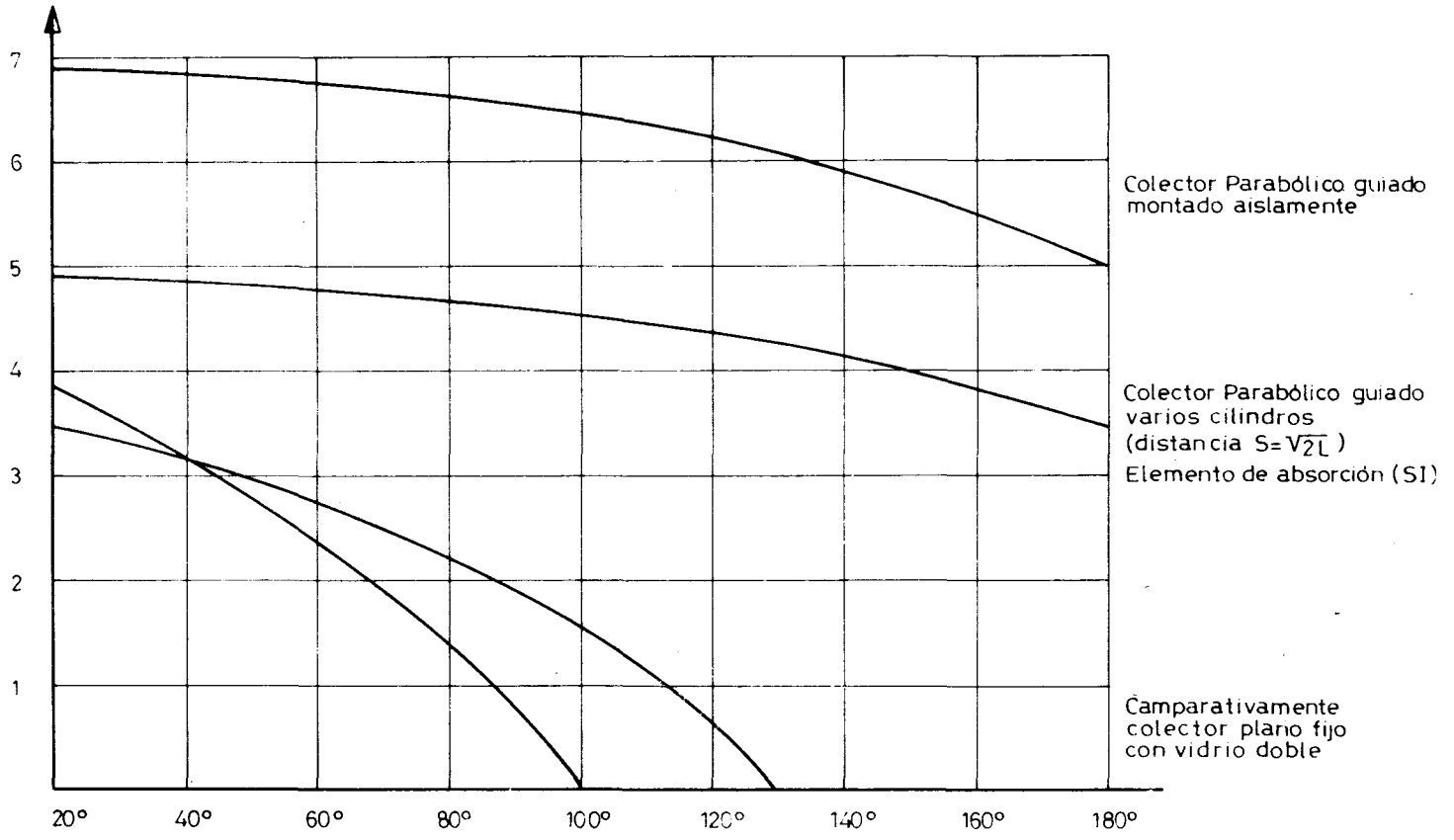


Productor energia solar
acoplado a instalaciones
existentes



Energía aprovechable (kwh/m²) durante un día

(Diagrama 2)

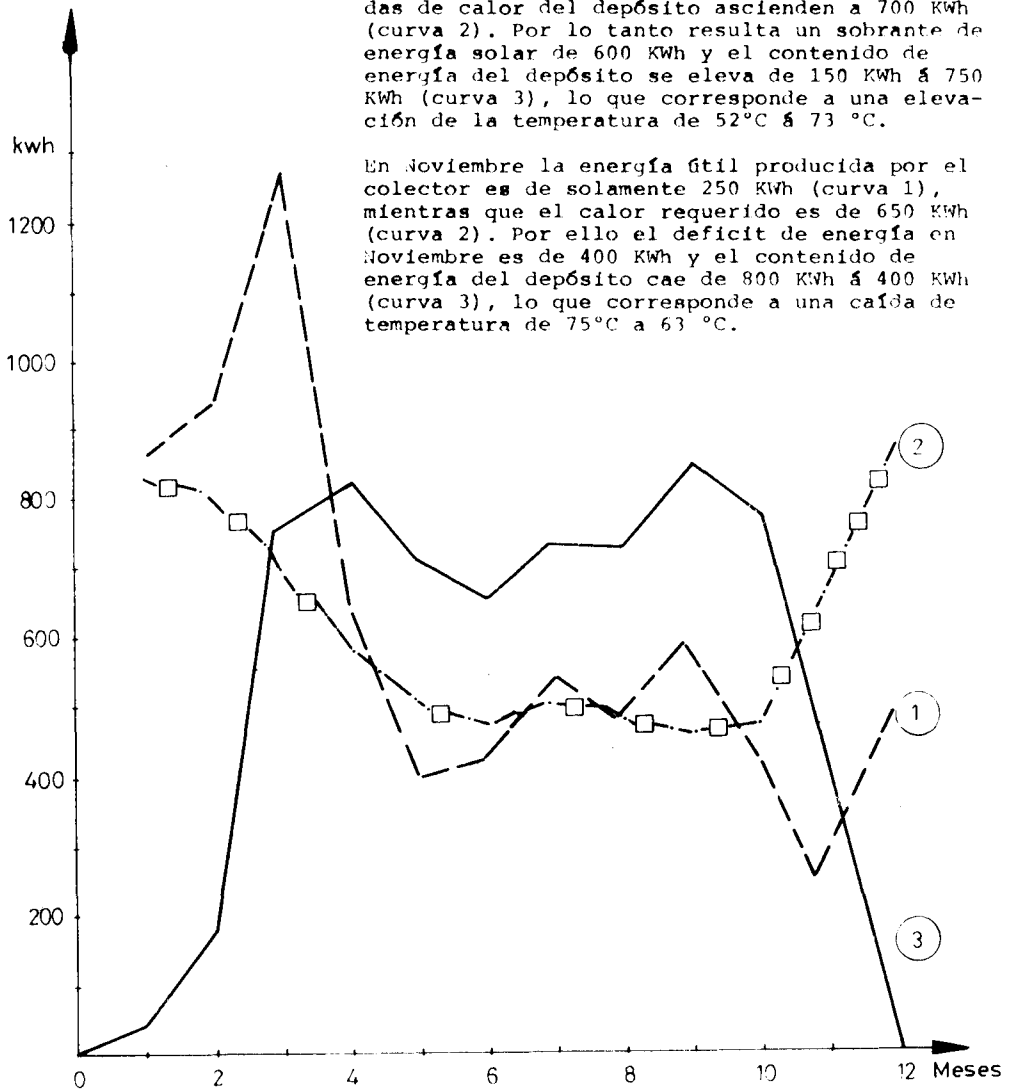


→ Temperatura de salida (°C) (con 20°C de temperatura de entrada y del ambiente)

EXPLICACION DE LAS CURVAS ABAJO INDICADAS

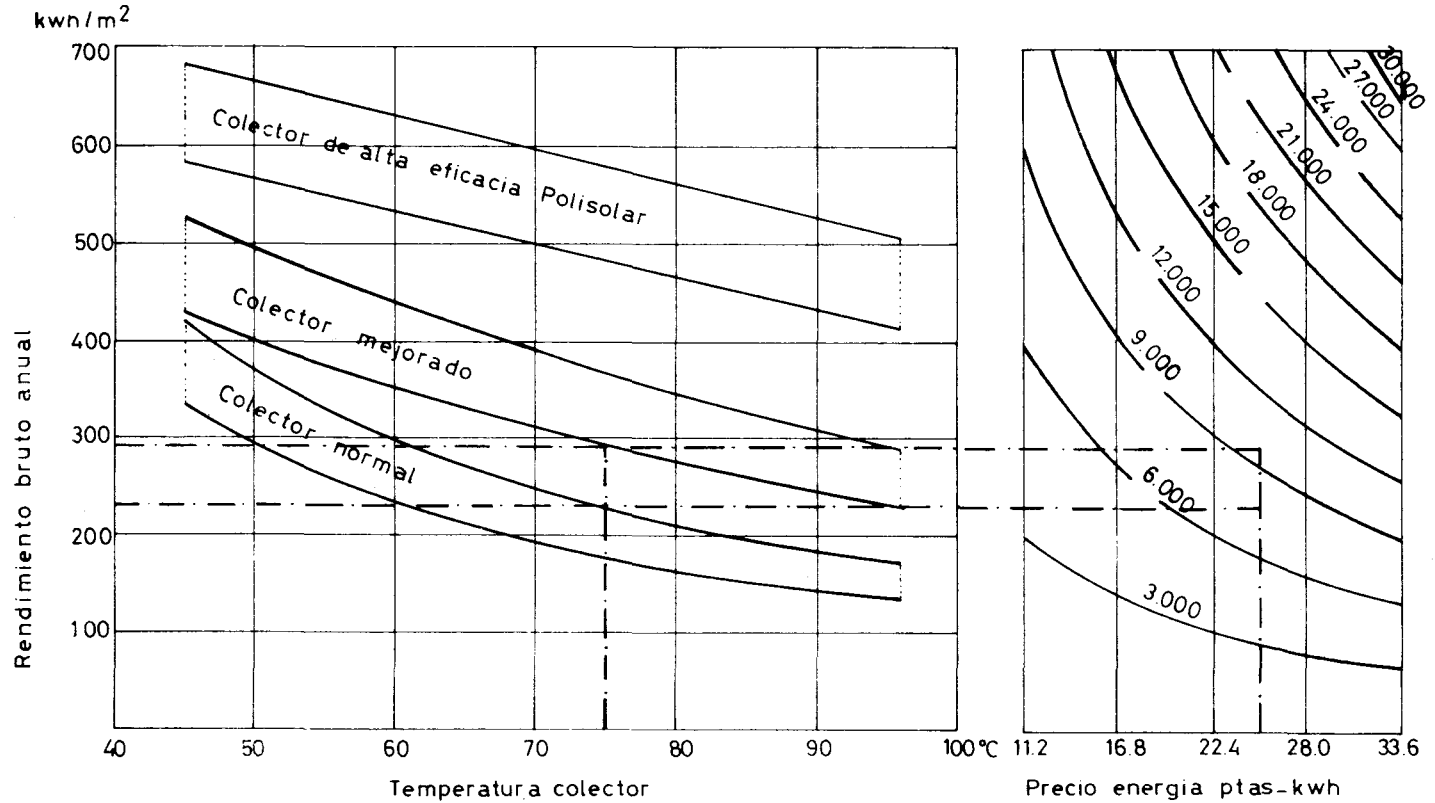
En Marzo se observan y almacenan por un colector de 42 m², 1 300 kWh (curva 1). El calor necesario para calefacción, agua caliente y las pérdidas de calor del depósito ascienden a 700 kWh (curva 2). Por lo tanto resulta un sobrante de energía solar de 600 kWh y el contenido de energía del depósito se eleva de 150 kWh a 750 kWh (curva 3), lo que corresponde a una elevación de la temperatura de 52°C a 73 °C.

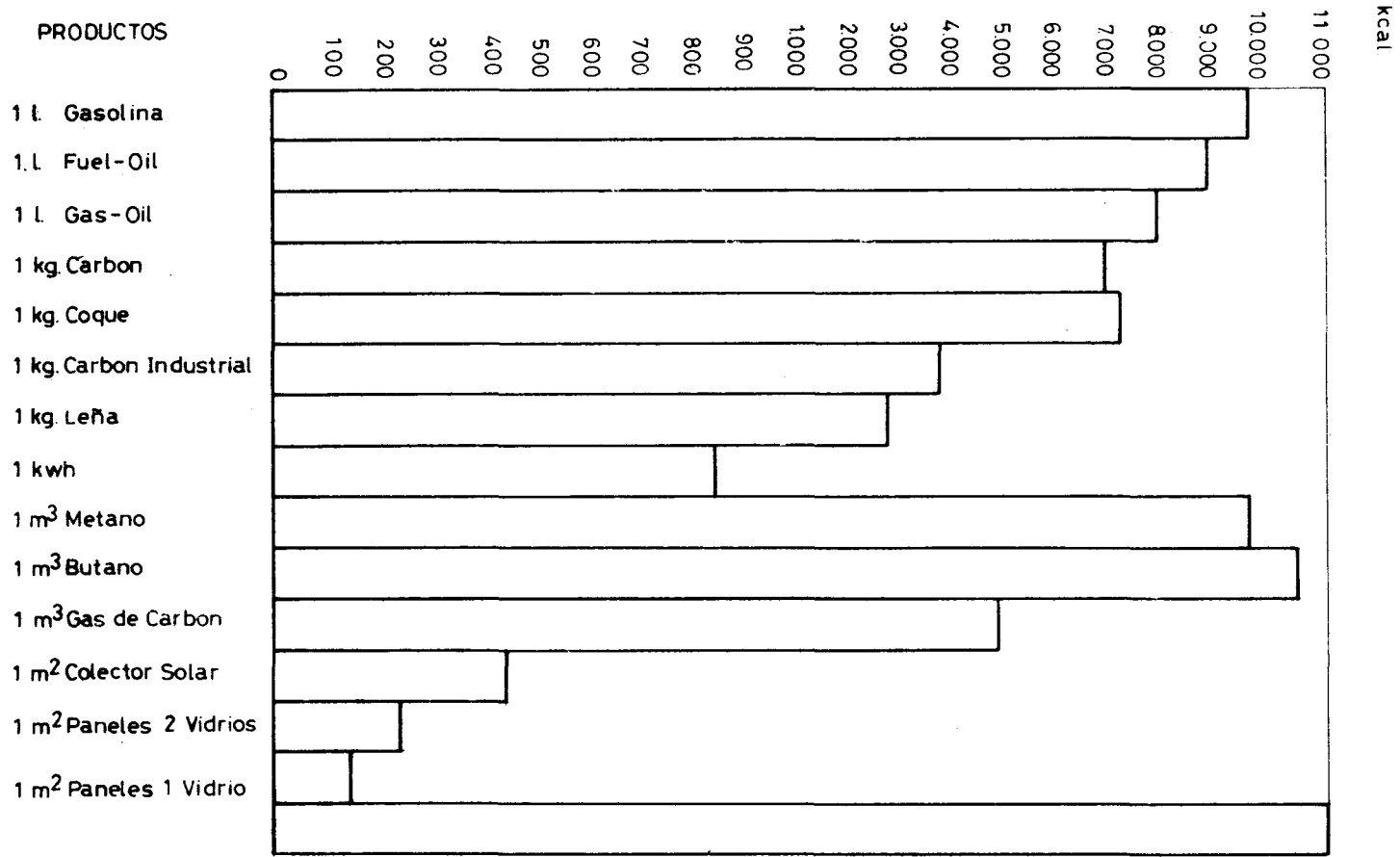
En Noviembre la energía útil producida por el colector es de solamente 250 kWh (curva 1), mientras que el calor requerido es de 650 kWh (curva 2). Por ello el déficit de energía en Noviembre es de 400 kWh y el contenido de energía del depósito cae de 800 kWh a 400 kWh (curva 3), lo que corresponde a una caída de temperatura de 75°C a 63 °C.



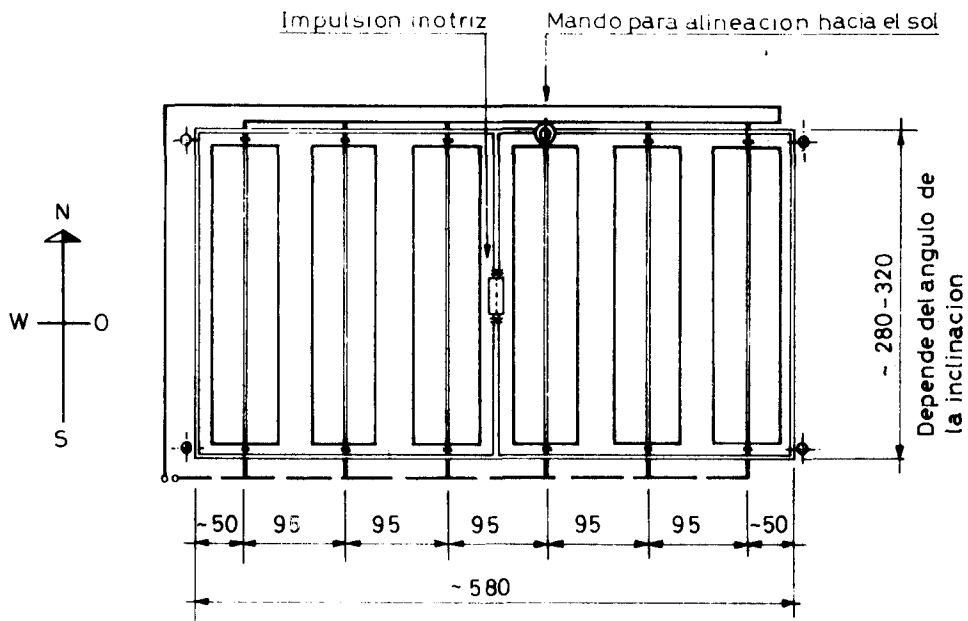
BALANCE SOBRE EL CALOR EN EL SISTEMA DE ENERGIA SOLAR

Rendimiento bruto anual de los diversos tipos de colectores incluido tubería, bombas y mando en comparación con el precio de la energía actual

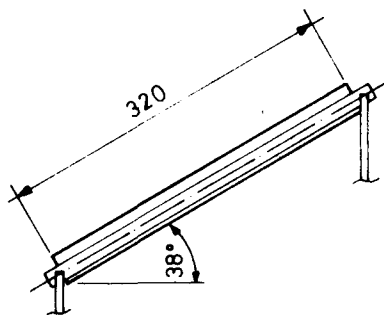




Rendimiento de energia con productos actuales



Superficie necesaria = aprox 18 m²



1 Elemento colector

Superficie colector = 3180 x 575 mm = 1,83 m²

6 Elementos colectores

Superficie colector total = 11,00 m²

Angulo de inclinacion conforme las condiciones de las construcciones
(Recomendable: aprox. 38°)

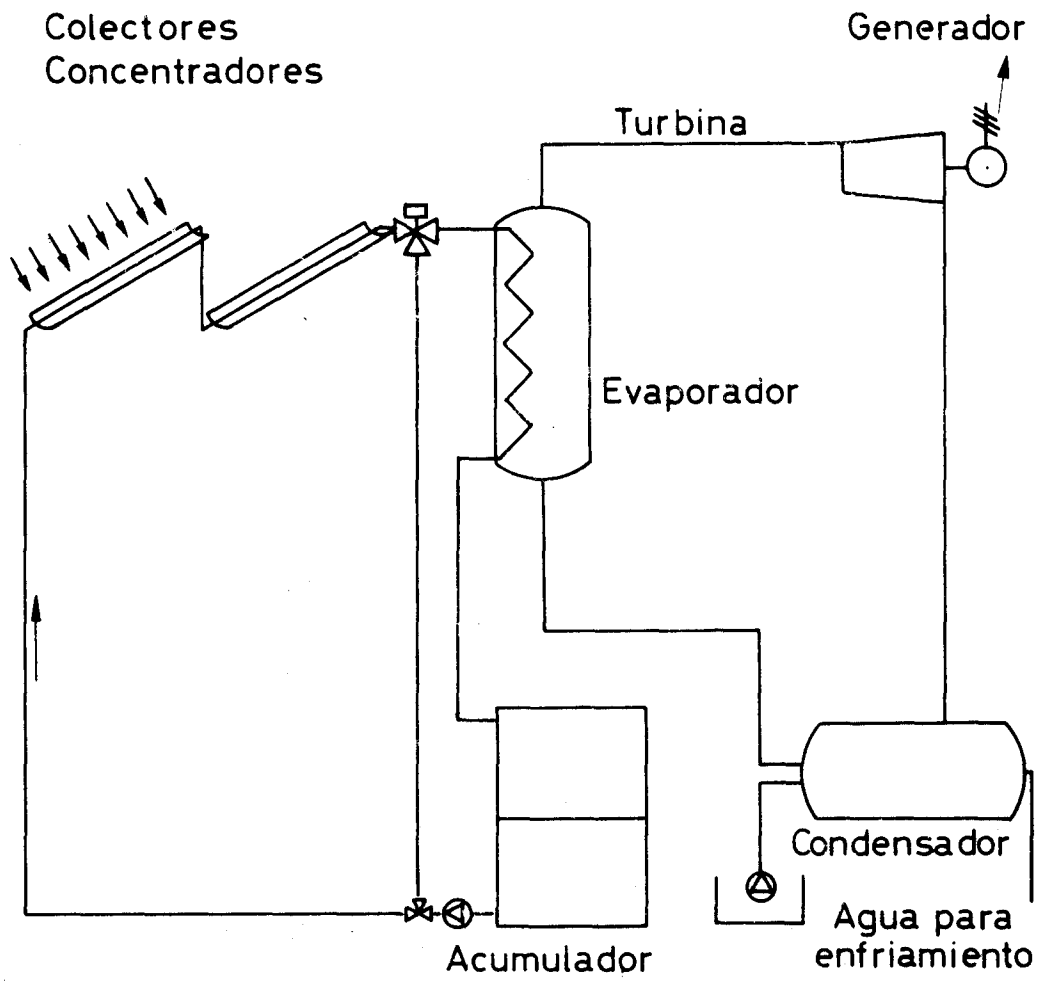
Produccion 480 Kcal/m^h

Julio un dia 10,1h a 480 4'848

Diciembre un dia 5,5h a 480 2'640

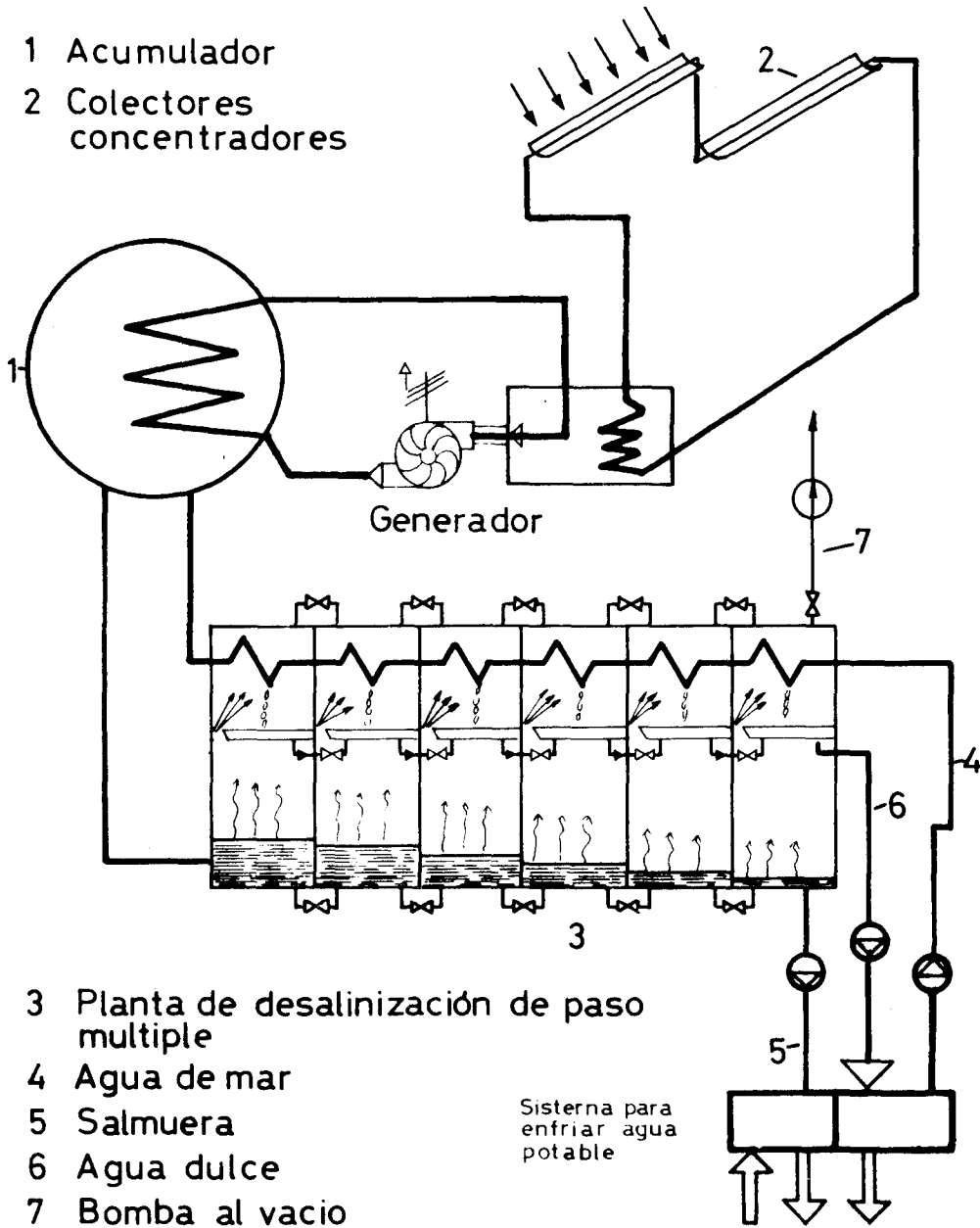
ESQUEMA COLECTOR
SOLAR

"POLISOLAR"

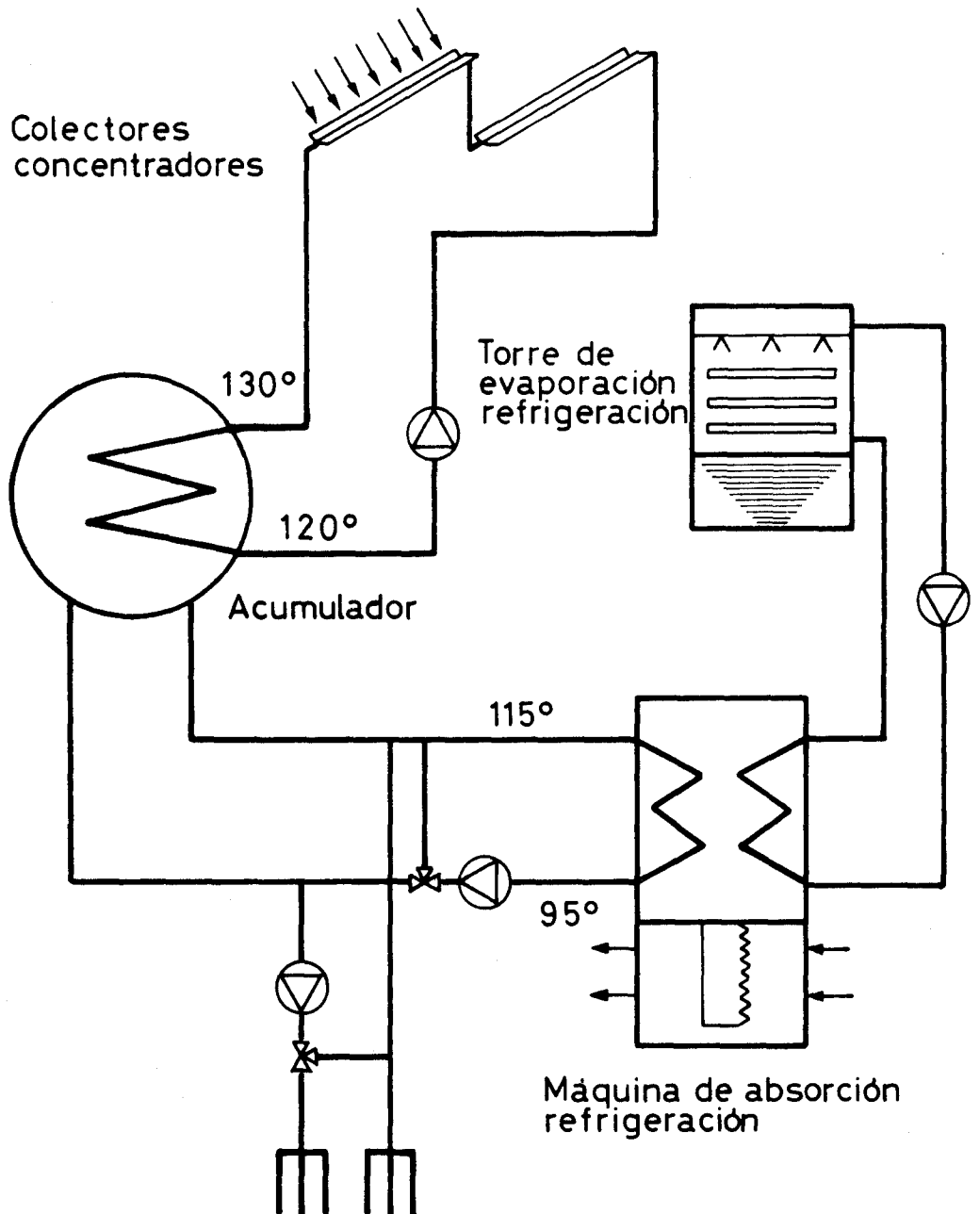


Cuadro de una planta de fuerza solar

Cuadro de una planta de desalinización con fuerza solar



Cuadro de un sistema de fuerza solar para calefacción y refrigeración



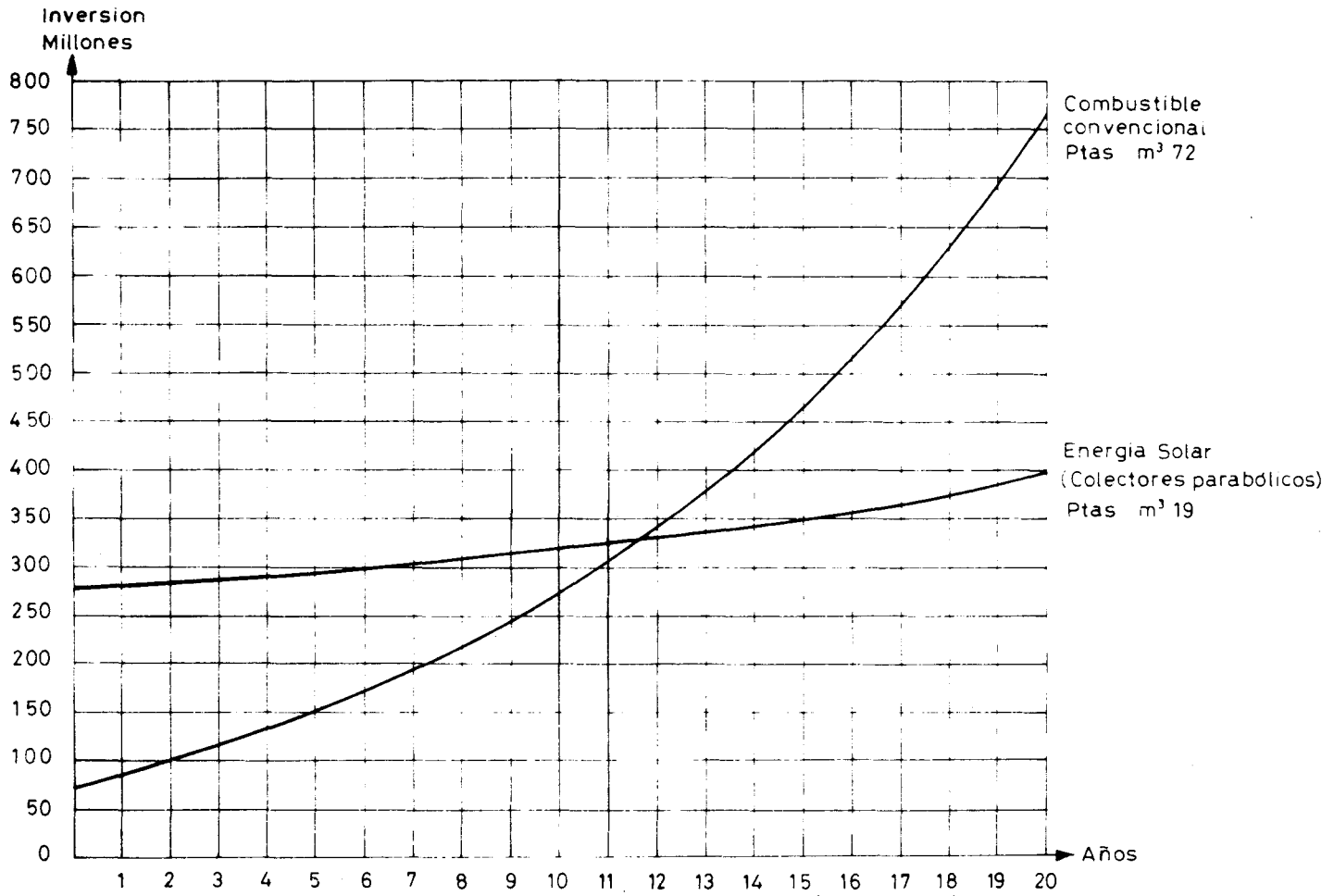
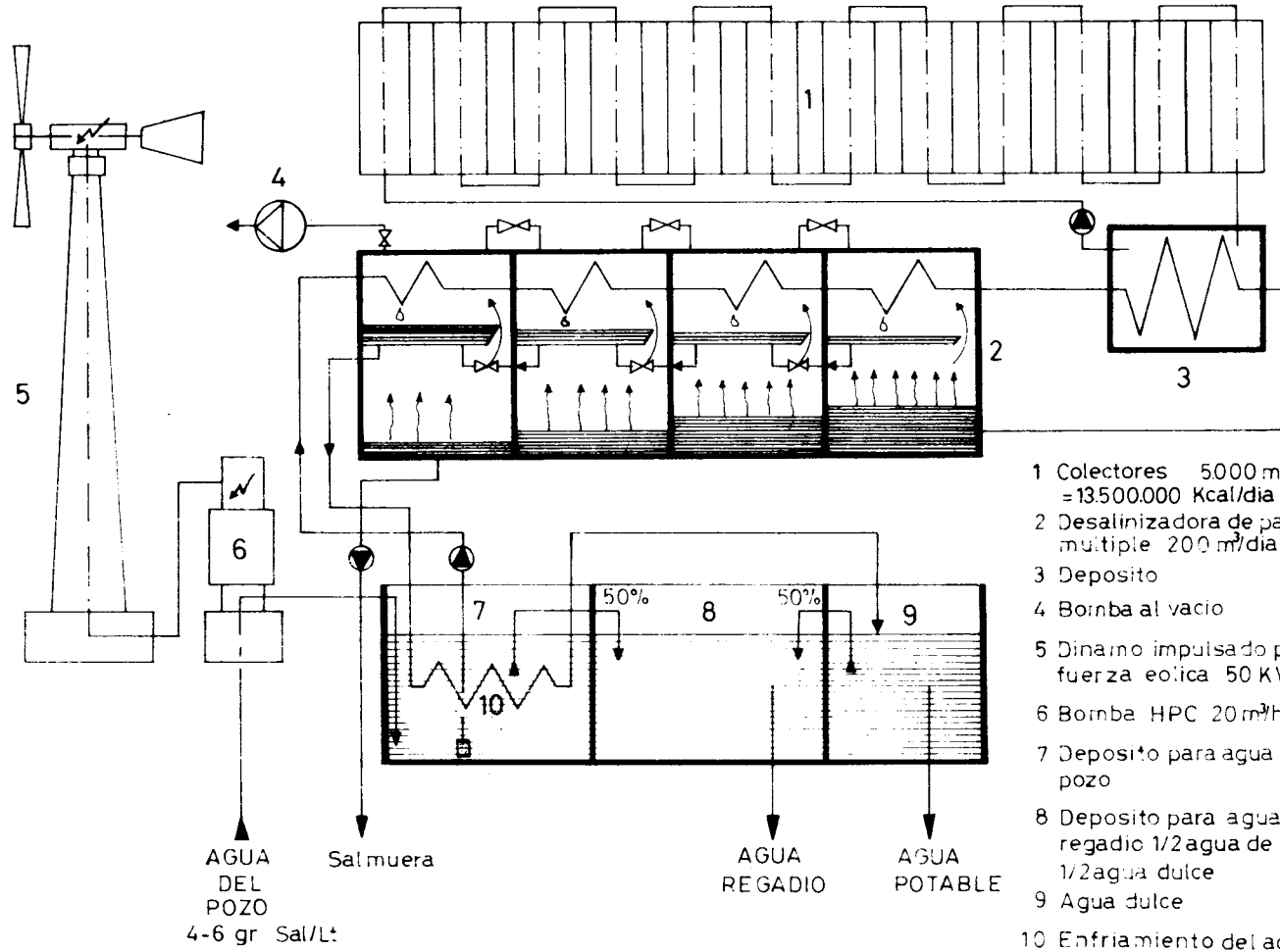


Tabla comparativa de rentabilidad entre empleo de combustibles convencionales y energia solar (Sistema Polisolar) para la produccion de 500 m³/dia de agua dulce para una Planta Desalinizadora en Fuerteventura. En este estudio se han considerado los costes del mantenimiento asi como un alza del combustible del 10% anual.



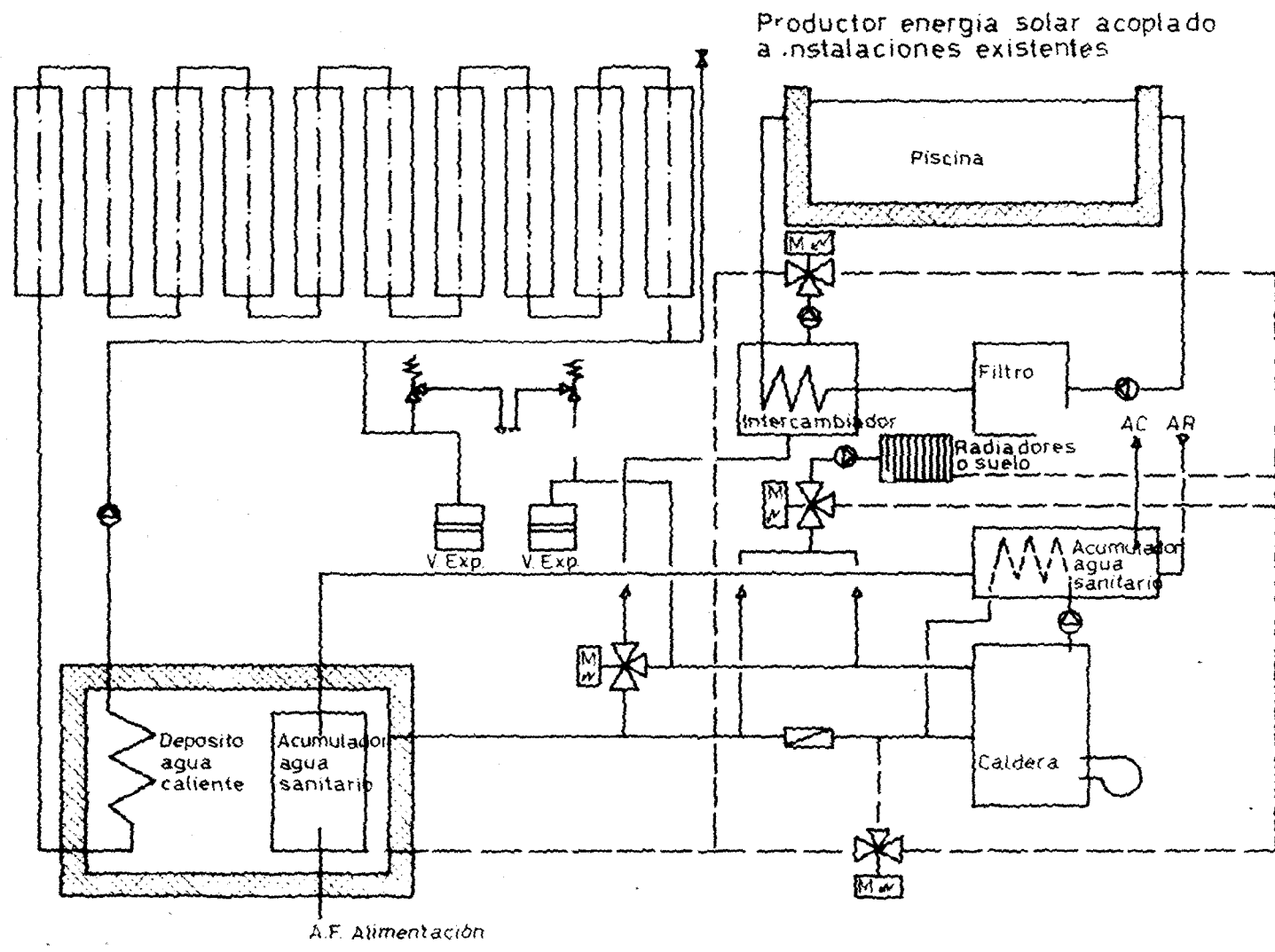
- 1 Colectores 5000 m²
=13.500.000 Kcal/dia
- 2 Desalinizadora de paso múltiple 200 m³/dia
- 3 Deposito
- 4 Bomba al vacio
- 5 Dinamo impulsado por fuerza eolica 50 KVA
- 6 Bomba HPC 20 m³/h
- 7 Deposito para agua de pozo
- 8 Deposito para agua de regadio 1/2 agua de pozo 1/2 agua dulce
- 9 Agua dulce
- 10 Enfriamiento del agua dulce

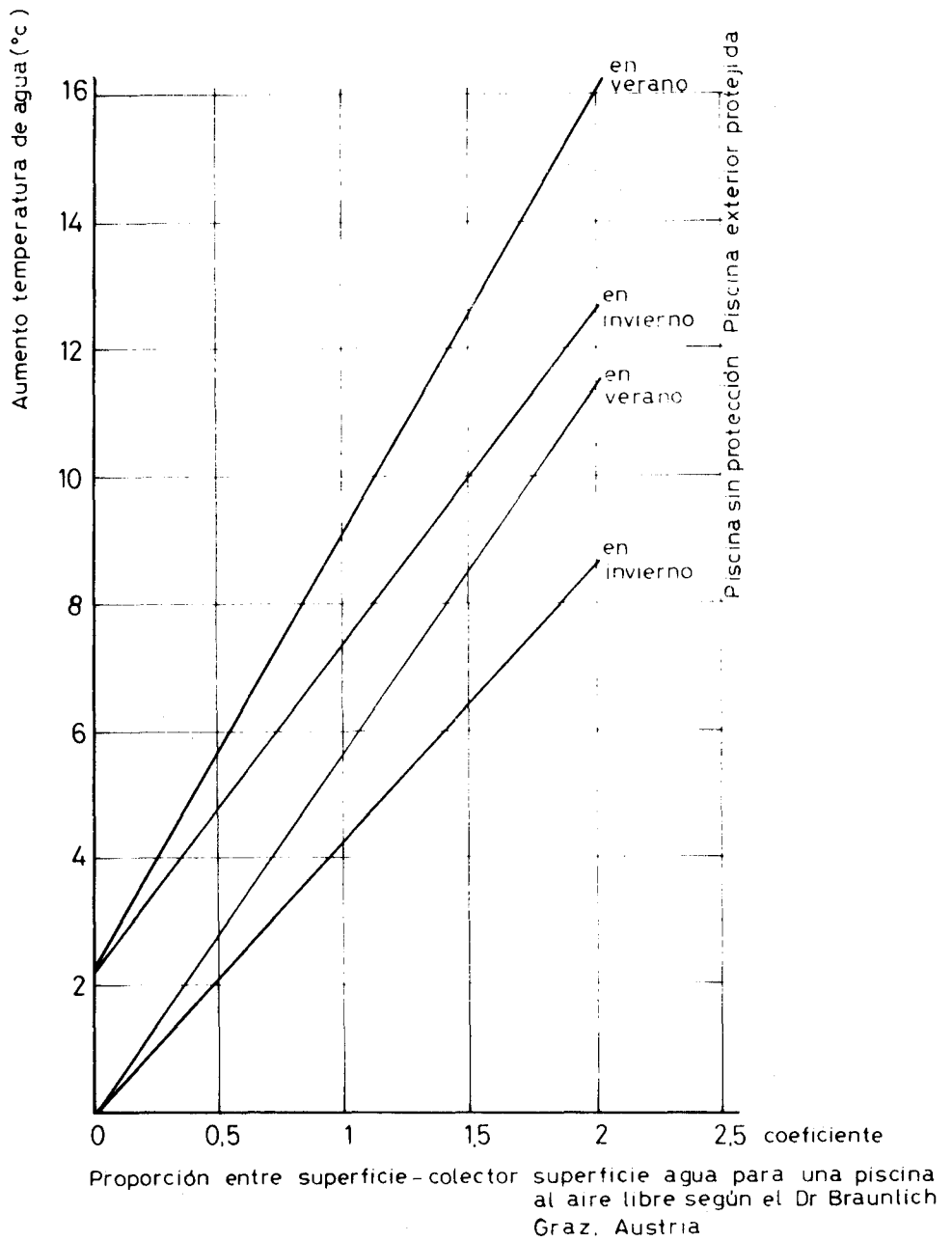
AGUA DEL POZO
4-6 gr Sal/Lt

Salmuera

AGUA REGADIO

AGUA POTABLE





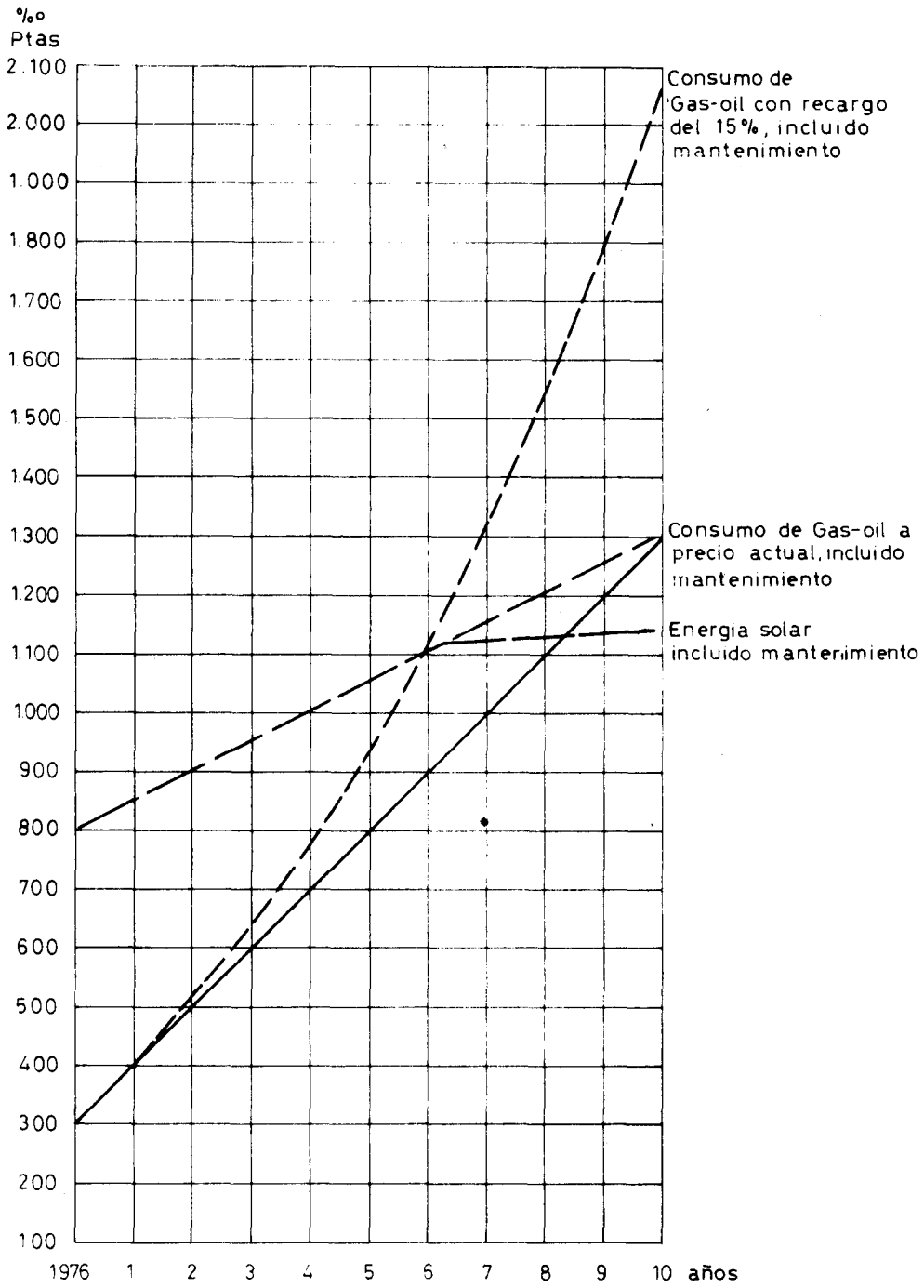
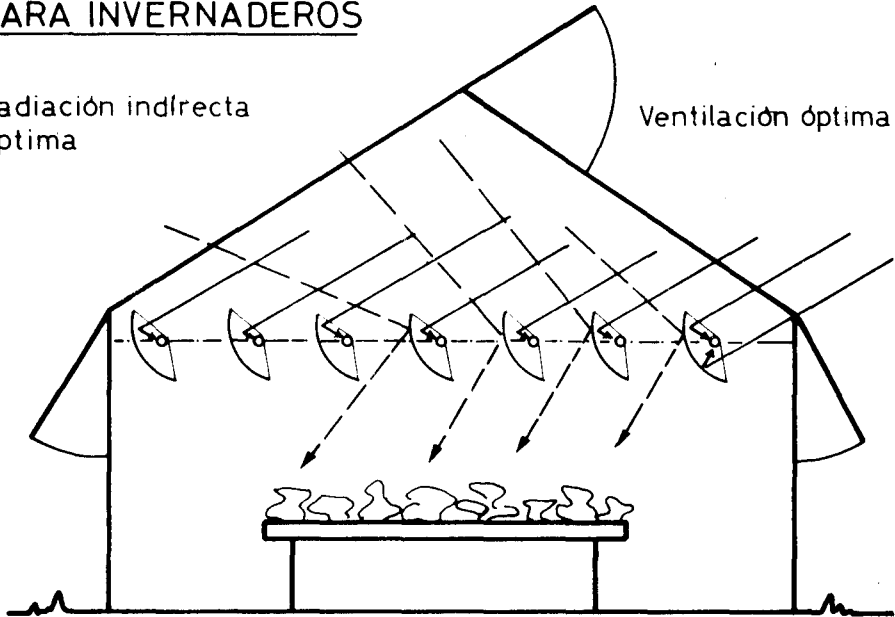


Tabla de rendimiento de una vivienda unifamiliar con 5 habitaciones para agua caliente, calefacción y piscina

COLECTORES SOLARES CONCENTRADORES PARA INVERNADEROS

Radiación indirecta
óptima

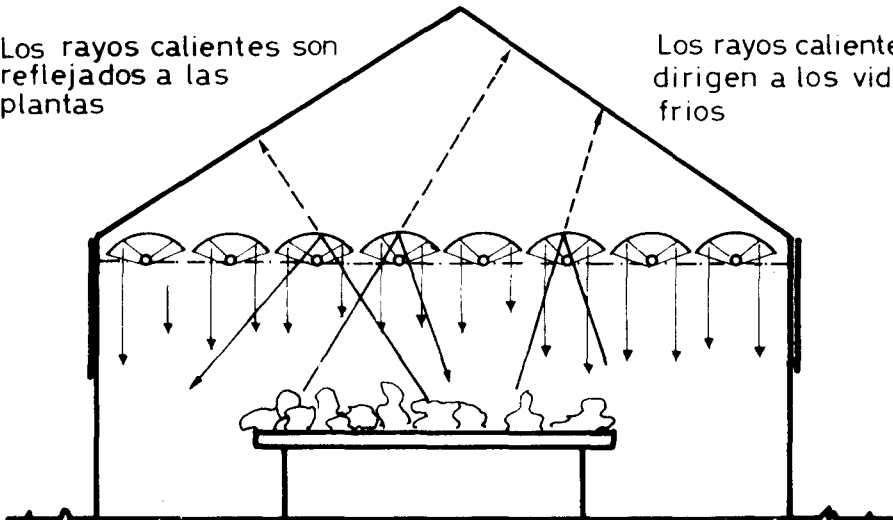
Ventilación óptima



POSICION DE LOS ESPEJOS DE LOS COLECTORES PARA LA TRANSFORMACION DE ENERGIA SOLAR Y SOMBREADO DEL INTERIOR DE UN INVERNADERO

Los rayos calientes son
reflejados a las
plantas

Los rayos calientes no
dirigen a los vidrios
frios



POSICION DE LOS ESPEJOS DE LOS COLECTORES DURANTE LA NOCHE

TABLA

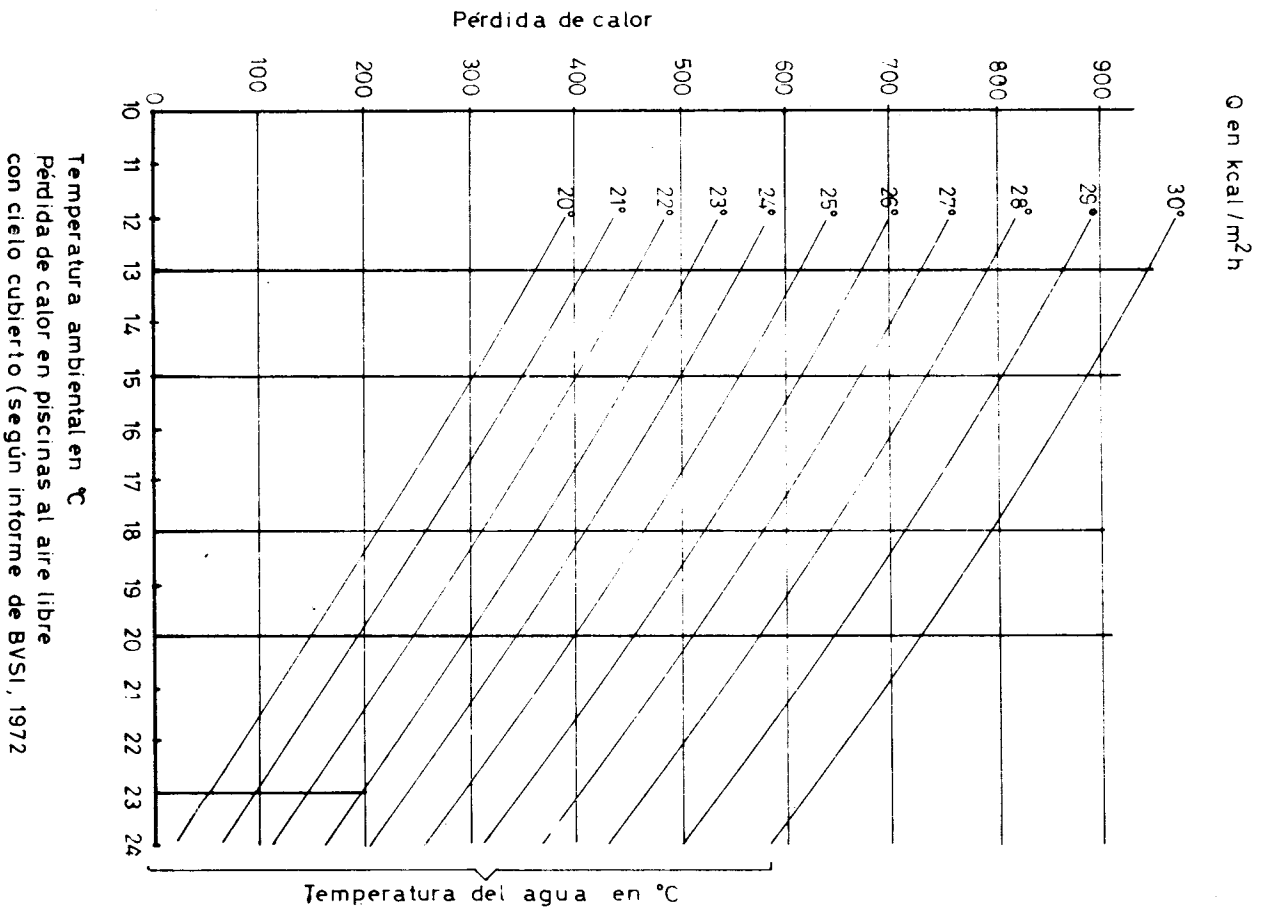
100% de producción de agua caliente para uso domestico, calefacción y piscina de una casa unifamiliar.

Temperatura media anual 18°

Piscina 23° Agua caliente 50°

Calefacción en suelo

Necesidad	Perso- nas	Habita- ciones *	Consumo dia	kcal/dia	dias	kcal/año	Volumen del Acumulador para 10 dias de reserva
Agua caliente 50°	6		600lt	24.000	365	8.760.000	3.000
Temperatura ambiente 18-22°		6	150 m ²	90.000	120	10.800.000	9.000
Piscina 32 m ² a 23°		Perdida 300 kcal. m ² h.	16	153.600	300	46.080.000	12.500
Consumo total kcal anual						65.640.000	24.500
Consumo anual	Dia /media		m ² Colector teorico	Coeficiente	m ² Colector practico	Elementos	
$\frac{65.640.000}{365}$	= $\frac{178.740}{4000}$		44.68	15 =	$\frac{66.10 \text{ m}^2}{18}$	36.72 El. ▽ 37 Elementos	



Temperatura de entrada 10°, necesario para consumo 50°

Viviendas	Personas	Litros día	kcal día	Producción 4000 kcal/m ² día	Superficie mínima de Polisolar	Acumulador mínimo 5 días reserva
1	4	400	16 000	4,00 m ²	5,40 m ²	600 lt
2	8	800	32 000	8,00 m ²	9,00 m ²	1.200 lt.
3	12	1200	48.000	12,00 m ²	12,60 m ²	1 800 lt.

Producción de agua caliente sin calentador auxiliar

TABLA 100% de producción de agua caliente para uso doméstico y calefacción de una casa unifamiliar temperatura exterior mínima de +10° C.

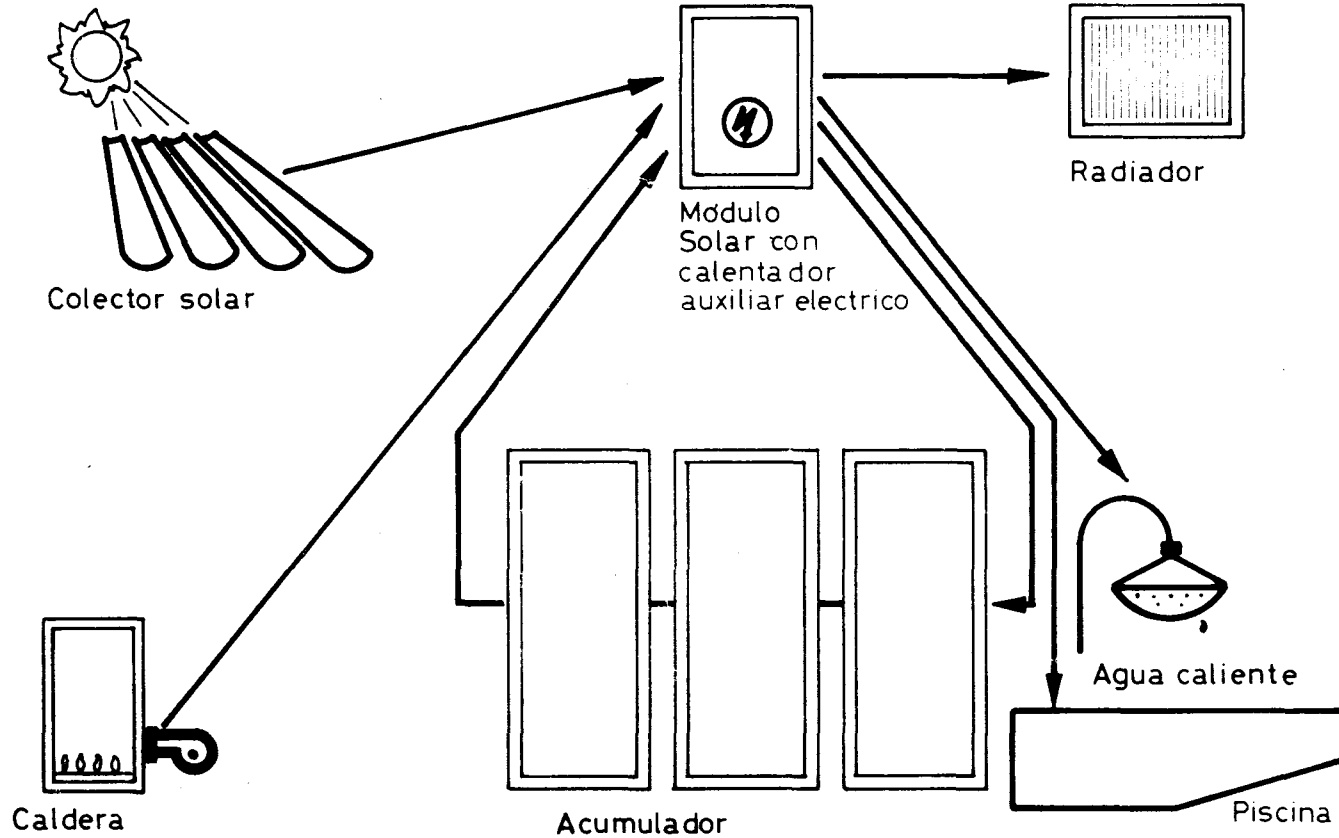
Necesidad producción	Personas	Habitaciones	Consumo medio	kcal/día	días	total	Volumen del acumulador para 10 días de reserva
Agua Caliente 50°	6		600 lt.	24 000	365	8 760 000	3 000
Temperatura ambiental 18 - 22°		6	150 m ²	90.000	120	10 800 000	9 000
						19 560 000	12 000

Formula:

$$\frac{19\ 560\ 000}{365} = \frac{53\ 590}{4000} \cdot 13\ 40 \cdot 1,5 = \frac{20\ 10}{1,8} \cdot 11,16 = 12 \text{ Elem.}$$

$21\ 60 \text{ m}^2$

Combinación de calefacción solar y Fuel-oil con empleo de una unidad eléctrica dentro del acumulador



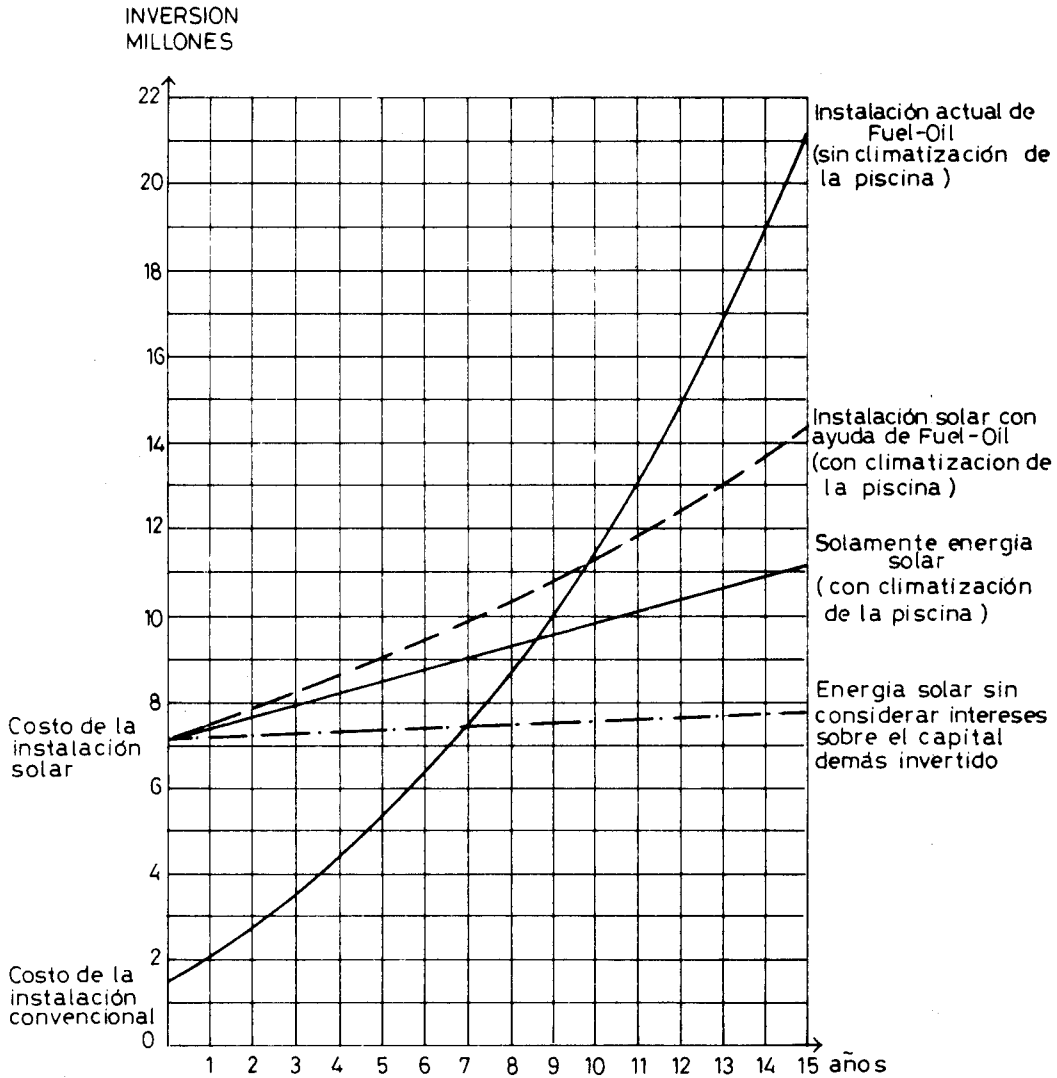
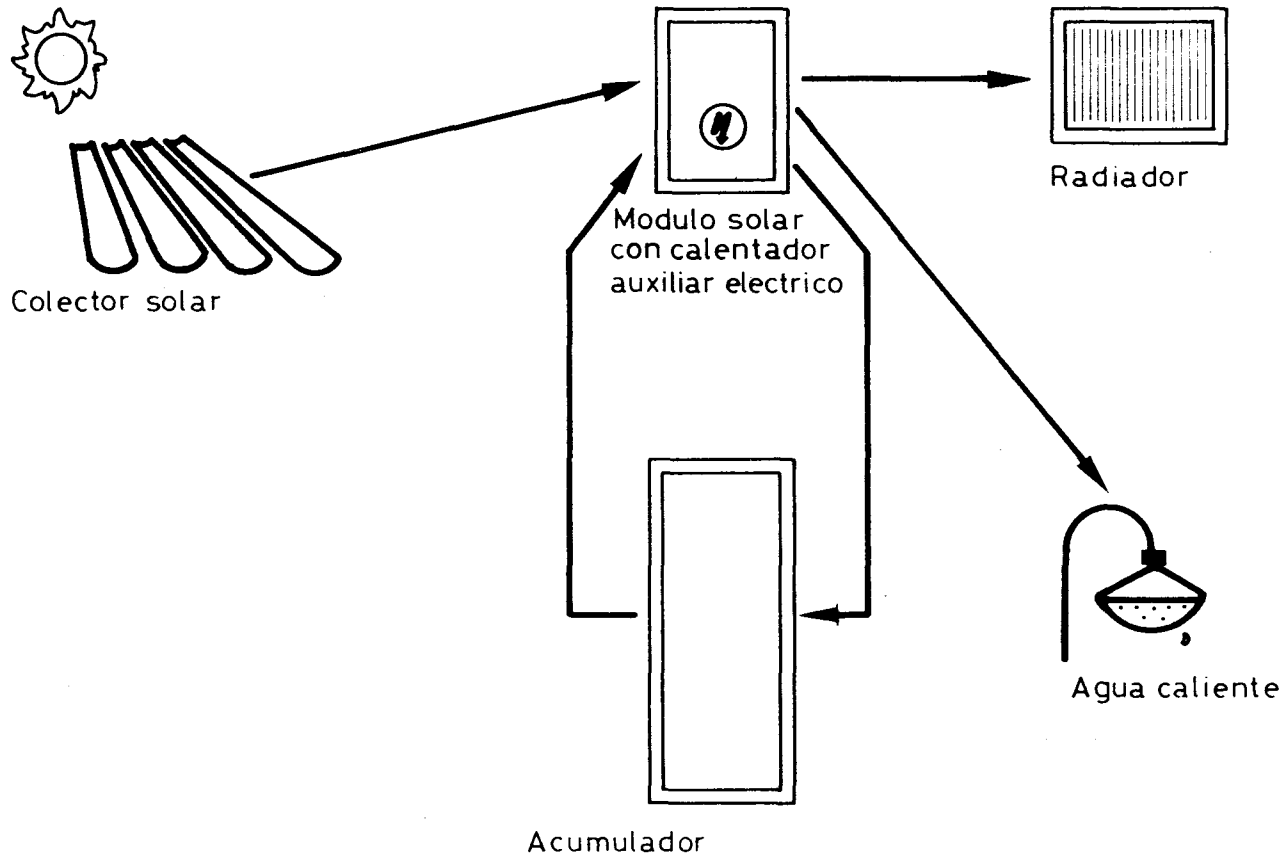


Tabla comparativa de rentabilidad entre el empleo de combustibles convencionales y energía solar (Sistema POLISOLAR) para producción de agua caliente y calefacción en el Parador Nacional de Turismo de Las Cañadas (Tenerife)

Combinación de calefacción solar y un acumulador calentador eléctrico



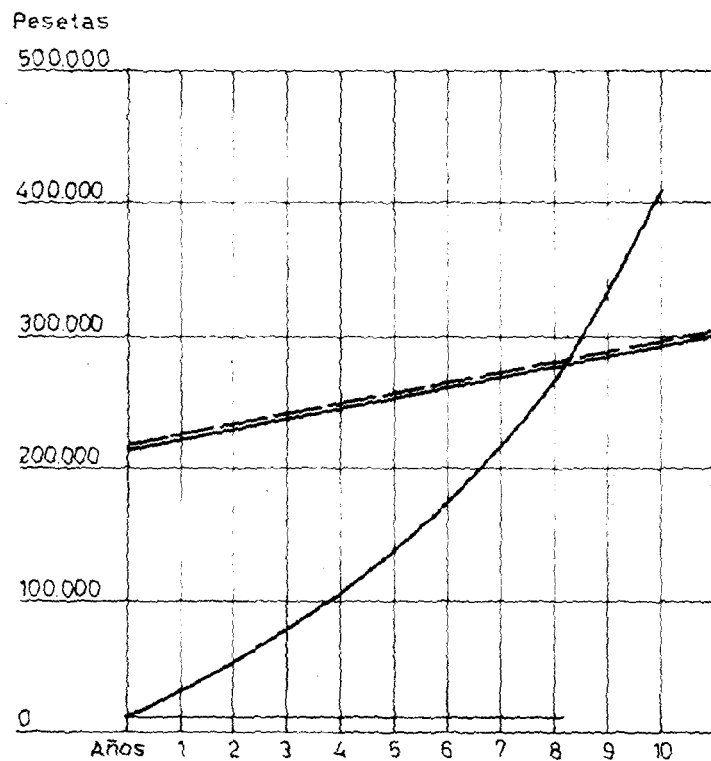
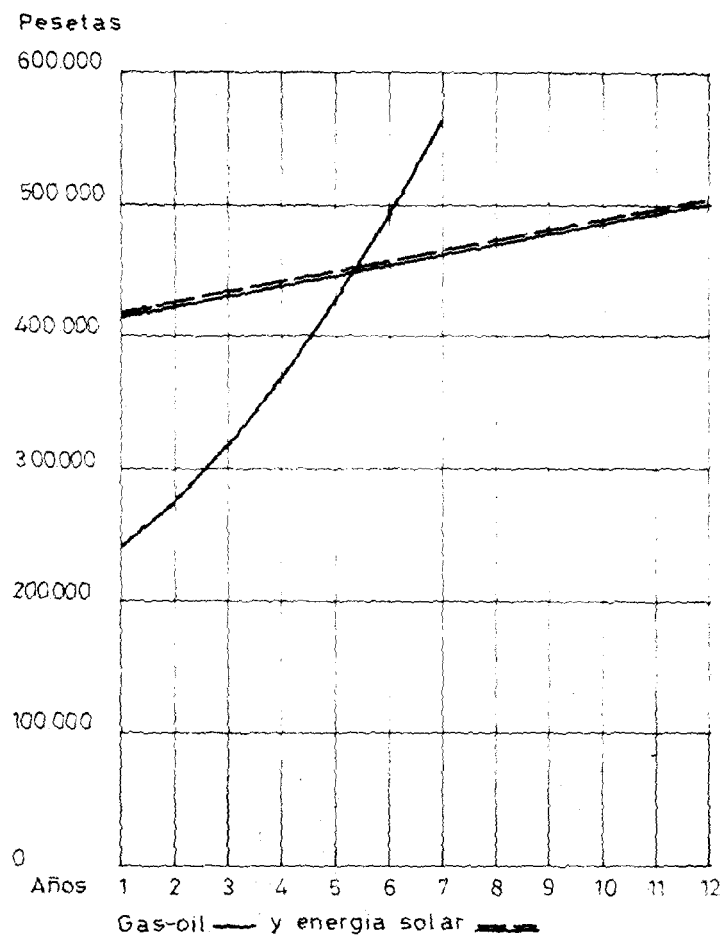


Tabla de rendimiento entre propano — y energía solar —, para producción únicamente de agua caliente para una vivienda unifamiliar (6 personas)





CENTRO

- 1 MADRID
- 2 TOLEDO
- 3 AVILA
- 4 SEGOVIA
- 5 GUADALAJARA
- 6 CUENCA
- 7 ALBACETE
- 8 CIUDAD REAL
- 9 CACERES
- 10 SALAMANCA
- 11 ZAMORA
- 12 VALLADOLID
- 13 PALENCIA

GALICIA

- 14 ORENSE
- 15 PONTEVEDRA
- 16 LA CORUÑA
- 17 LUGO

ASTURIAS

- 18 OVIEDO
- 19 SANTANDER
- 20 LEON

NORTE

- 21 BILBAO
- 22 SAN SEBASTIAN
- 23 PAMPLONA
- 24 HUESCA
- 25 ZARAGOZA
- 26 TERUEL
- 27 SORIA
- 28 BURGOS
- 29 LOGROÑO
- 30 VITORIA

NORESTE

- 31 BARCELONA
- 32 TARRAGONA
- 33 GERONA
- 34 LERIDA
- 48 PALMA

LEVANTE

- 35 CASTELLON DE LA PLANA
- 36 VALENCIA
- 37 ALICANTE
- 38 MURCIA

SUR

- 39 BADAJOZ
- 40 CORDOBA
- 41 JAEN
- 42 HUELVA
- 43 SEVILLA
- 44 GRANADA
- 45 ALMERIA
- 46 CADIZ
- 47 MALAGA

CANARIAS

- 49 TENERIFE
- 50 LAS PALMAS

The possibilities for an extensive use of solar energy using industrially manufactured focusing collectors

MARIO POSNANSKY

SUMMARY

A number of important applications of Solar Energy such as cooling and heating, seawater desalination, industrial heat processing, generation of power (pumps, electricity), the storage of heat over longer periods of time, require heat at higher temperature levels.

Presents experience and recent developments show that focusing type collectors are able to fulfill these requirements most economically in the sense that complete system investments, per daily or yearly collected energy, are minimized.

With concentrating collectors the design of more economical total systems (e.g. electricity production combined with seawater desalination) is possible.

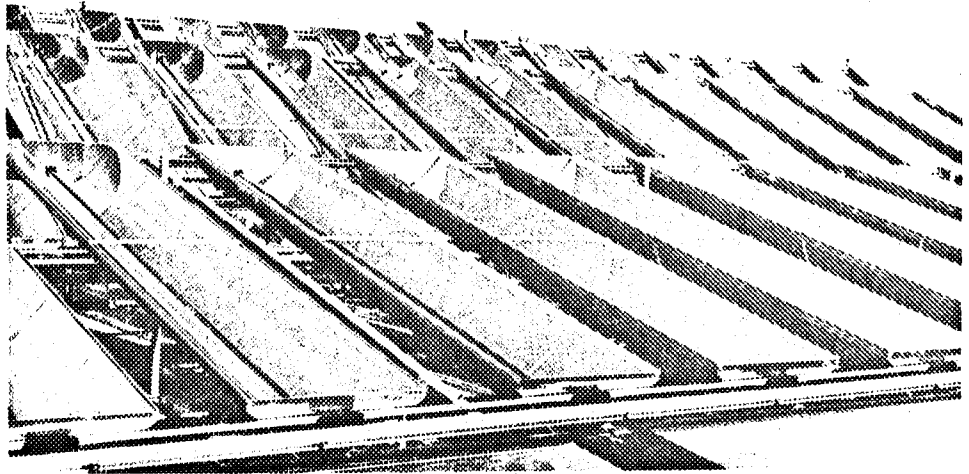
Of more practical importance is that cylindrical parabolical collectors can be integrated esthetically into a roof construction. They can also be used as shading elements for parking lots or terraces, etc.

Concentrating collectors are especially qualified to be used for the energy control of greenhouses. In a new development, energy collecting elements are used at the same time as shading elements in a greenhouse and for heating purposes at night.

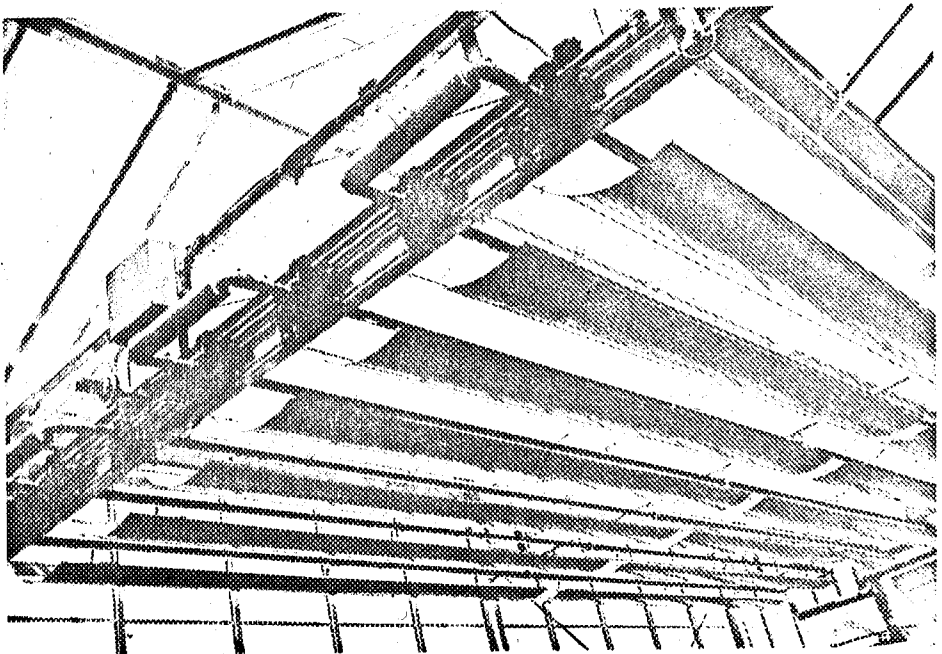
Economical investigations of the various types of concentrating collectors and their respective applications indicate interesting profitability aspects under conditions of favourable insolation.

Comparison of focusing collectors with fixed plate type collectors regarding price/energy yield shows definite advantages for the concentrating type also for some lower temperature applications, such as for the control of the energy balance of greenhouses.

Field of concentrating collectors



Concentrating collectors for greenhouses



Estudio técnico-económico de sistemas de producción de potencia eléctrica mediante plantas heliotérmicas. Problemas de almacenamiento de energía

JOSE J. SALVA MONFORT
JUAN LASHERAS TORRALBA
Y CARLOS SANCHEZ TARIFA

INTRODUCCION

La generación de energía eléctrica basada en ciclos convencionales, a partir de la energía térmica obtenida de la energía solar, objeto del presente estudio, es uno de los posibles sistemas más prometedores y que presentan un mínimo de innovaciones técnicas dentro de las tecnologías desarrolladas en este campo.

Básicamente el sistema, tal como se representa en la figura 1, consta de:

- a) Sistema *colector* de energía solar, cuya función es la captación y tratamiento de dicha energía para su conversión en energía térmica.
- b) *Turbogenerador* (con turbina de vapor o turbina de gas) cuya función es obtener energía eléctrica a partir de energía térmica.

En este trabajo se analizan los problemas técnicos, derivados de la optimización de los parámetros más importantes de diseño, de los distintos componentes de estas plantas heliotérmicas, para generación de potencia eléctrica comprendida entre 20 y 200 Mw_e.

Así mismo se incluye un estudio sobre las posibilidades y problemas que plantea el almacenamiento de energía en este tipo de plantas y el estudio de una plan-

ta autónoma de 200 Mwe, en Murcia, con diferentes sistemas alternativos de tratamiento de la energía térmica generada y una comparación entre ellos.

Se concluye con un análisis de la viabilidad actual del sistema, y se presentan diferentes alternativas para la utilización de estas plantas, como plantas mixtas o de apoyo a las convencionales ya existentes.

ANÁLISIS GLOBAL Y SISTEMA OPTIMO

Los costes del sistema descrito, dependen fundamentalmente del coste del colector y teniendo en cuenta que una disminución del 1 por 100 en el rendimiento total (colector más turbogenerador) conduce a un aumento de tamaño de un 3 por 100, se deduce, que la optimización de la planta se debe hacer para rendimiento total máximo.

Sabido es que el rendimiento de un ciclo térmico, es función de la diferencia de temperaturas entre la fuente fría y la caliente. Por lo tanto, en un primer análisis cabría pensar en la necesidad de una alta temperatura a la entrada de la turbina, lo que redundaría en una mayor temperatura a la salida del colector. Ahora bien, como se justificará más adelante en este estudio, el rendimiento del colector disminuye con la temperatura que se alcanza en el sistema de recepción. En consecuencia la temperatura de funcionamiento idóneo de la turbina será aquella que haga rendimiento total máximo.

En la figura 3 se representa la influencia de la temperatura y concentración geotérmica*, en el rendimiento del colector (supuestas despreciables las pérdidas por convección y valores típicos de $Q_R = 380 \text{ w/m}^2$), así como la variación típica del rendimiento de la turbina de vapor (estimada como el 70 por 100 de un ciclo Rankine equivalente, con una temperatura de foco frío de 50° C) y la influencia en el rendimiento global de la temperatura y concentración geotérmica.

Como se observa los valores óptimos de la concentración geotérmica para rendimientos máximos, dentro del margen de temperaturas utilizadas actualmente (500 a 600° üc), es del orden de 300 a 1.000.

En la figura 4 se representa la relación entre el factor de concentración y la temperatura que se puede alcanzar en el receptor para distintos tipos de colectores, donde se pone de manifiesto que para las temperaturas indicadas anteriormente, se hace necesario la utilización de concentradores de tipo paraboloide.

En las plantas operacionales modernas existentes, se genera potencia en el rango de 20 a 1.000 Mwe, dependiendo de su utilización como planta pico, intermedia o base; lo que requerirá un área de captación de energía solar de 2×10^5 a 10^7 m^2 . Un reflector paraboloide guiado de este tamaño, es inviable por consideraciones de dimensión, coste y operación. La alternativa de considerar múltiples paraboloides de pequeños tamaños, requerirá una extensa red de tuberías aisladas

* Véase nomenclatura y definiciones al final del texto.

térmicamente, aparte de múltiples receptores, lo que haría que el rendimiento global fuera inaceptable, además de un consiguiente aumento de coste.

La tercera alternativa, que trataremos a continuación y más prometedora para este margen de potencias, es la que se denomina Torre-solar (fig. 2), en la que un gran paraboloide guiado, es simulado por un gran número de espejos planos, distribuidos sobre el suelo y guiados individualmente de una manera conveniente para redirigir la radiación solar directa a un receptor central, situado en el foco geométrico del paraboloide simulado (concentrador). La energía es absorbida calentando la superficie del receptor, que se sitúa sobre una estructura en forma de torre, y donde el calor es transferido a un fluido de trabajo (agua a presión, vapor, H_e , líquidos metálicos, etc.) y transportado a la base de la torre, donde puede ser utilizado en un proceso térmico (cambiador de calor) que haría de fuente caliente en el ciclo térmico; o bien directamente en la turbina.

3. ESTUDIO DEL CONCENTRADOR Y VARIABLES DE DISEÑO

Las actuaciones del sistema de colección dependen de las siguientes variables:

Altura de la torre, H .

Forma geométrica del campo de espejos.

Angulo periférico, θ

Densidad de ocupación, Φ

Coefficiente de reflexión de los espejos, ρ

Posición de los espejos dentro del campo.

Dimensión característica de los espejos.

Sistema de guiado y enfoque de los espejos.

Factor de concentración, C .

Potencia obtenida, CQ_R .

De todas estas variables, fundamentalmente nos interesa el factor de concentración C y la potencia total redirigida al receptor como función de las restantes.

Los heliostatos representan el 80 por 100 del coste total del colector, consecuentemente es importante que éstos sean utilizados de la forma más eficiente posible. Es decir, es importante determinar la distribución de éstos sobre el campo y el factor de utilización total del terreno.

El factor medio de utilización total del terreno depende de las separaciones entre espejos, que a su vez se determinan teniendo en cuenta que:

a) A lo largo de toda la trayectoria solar la sombra producida por un espejo sobre los adyacentes sea mínima (efecto «shading»).

b) Que el haz reflejado por un espejo hacia el reflector no sea interceptado por los espejos adyacentes (efecto «blocking»).

Teniendo en cuenta estas dos consideraciones, se siguen criterios de diseño consistentes en determinar la distancia entre líneas de espejos, tal que el efecto

«shading» y «blocking» sea mínimo a mediodía durante un día típico de la estación invernal. La distancia entre columnas se determina con la condición de que el efecto «shading» y «blocking» sea mínimo a mitad de la tarde de un día típico de invierno; esto conduce a simetrizar, alrededor del mediodía, la curva de distribución solar, haciendo además más plana la curva.

Para un día de la estación de verano y con este diseño, la imagen solar es mayor que la correspondiente a la de invierno, interceptada por el receptor; esto contribuye a disminuir las diferencias entre las energías captadas en las diferentes estaciones del año, de forma que para la misma potencia total anual generada, las diferencias de potencias producidas en las diferentes estaciones son mínimas.

Otro parámetro a determinar es la posición relativa dentro del campo de la torre, para lo cual hay que considerar la trayectoria solar e imponer la condición de que la orientación de los espejos sea idónea a lo largo del día (o sea, que el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el espejo sea mínima a lo largo del año). Esto conduce a la necesidad de descentrar la torre hacia el Sur aproximadamente una distancia igual al 20 por 100 de la dimensión máxima, en sentido N.-S., del campo (fig. 6).

De las consideraciones anteriores se deduce que espejos rectangulares producen un excesivo «blocking», considerándose más aptos espejos octogonales.

Existen programas de cálculo numérico para determinar la posición relativa de los espejos en el campo, separaciones entre ellos, y actuaciones del conjunto una vez realizado el diseño, en función de la latitud del lugar (9).

En configuraciones geoméricamente semejantes, puede tomarse como dimensión característica la altura H. Dentro de ciertos límites la energía redirigida por los espejos, el área reflectora y el coste del sistema varían proporcionalmente a H²; mientras que el flujo energético, las pérdidas y el coeficiente de concentración, sólo dependen de la configuración geométrica del sistema y, por tanto, son independientes de H.

Por otra parte el tamaño mínimo del receptor, debe ser igual al diámetro nominal de la imagen de sol, formada en el mismo, por el espejo más distante en el campo.

El diámetro de la imagen, calculado aproximadamente (2), como se deduce del esquema de la figura 5 (realizado para un receptor exterior, siendo válido un razonamiento análogo para caso de cavidad), viene dado por la expresión:

$$D_i = \frac{2 H}{\cos \theta} \left[\alpha_s + \frac{w \cos \theta}{2 H} + \sigma_e \right] \quad (1)$$

y, por tanto, el diámetro relativo mínimo del receptor será:

$$\frac{D_R}{H} = \frac{2}{\cos \theta_r} \left[\alpha_s + \frac{\cos \theta_r w}{2 H} + \sigma_e \right]$$

de forma que para θ_r , σ_e , α_s y w constantes al disminuir H aumenta el tamaño relativo del receptor. Es decir, el uso de grandes espejos en pequeñas escalas (torre

de baja altura) repercute en un aumento de las pérdidas debidas a rerradiación, al aumentar el tamaño del receptor considerablemente, así como una disminución del rendimiento.

Las principales consecuencias que se pueden deducir de las leyes de semejanza, anteriormente mencionadas son:

1.º Si se sustituye, por ejemplo, un sistema con una torre de 300 m. de altura, por sistemas geotérmicamente semejantes, que utilicen torres de 100 m., se requerirán nueve torres para producir la misma energía. Aunque los costes de capital sean comparables, existirán costes adicionales de operación y mantenimiento, además de un aumento de las pérdidas de calor en la red de suministro a un generador central, que operase con las nueve torres. Así pues, es aconsejable la utilización de sistemas de torre única.

2.º Aparece una altura mínima práctica para la torre, en función del tamaño de los espejos (para un espejo de 20 m², $H_{\text{mínimo}} = 150$ m. y potencia = 20 Mw_e).

Con respecto al tamaño de los espejos añadiremos que es del orden de 20 a 40 m². Considerando un tamaño mínimo limitado por el coste del helióstato; ya que las componentes fijas como son: soporte, sistema de guiado, estructura, etc., contribuirán a aumentar el coste total del campo de espejos. Así mismo es fácil prever una limitación del tamaño máximo, por consideraciones estructurales, ya que los helióstatos deben soportar la acción del viento y otros agentes meteorológicos. (Se considera aceptable el diseño para vientos de intensidad constante de 13 m/seg. o ráfagas de 46 m/seg.)

En la tabla de la figura 6, puede apreciarse la influencia del tamaño de los espejos y de la altura de la torre, sobre el factor de concentración y número de espejos necesarios.

4. ELECCION DEL TIPO DE RECEPTOR

Fundamentalmente, existen dos tipos de receptores: receptor con superficie de absorción irradiada exteriormente y receptor tipo cavidad con superficie de absorción irradiada interiormente (fig. 7).

Resulta del mayor interés el estudio de sus rendimientos, definidos como la relación entre la energía absorbida y la incidente, y sus variaciones con los parámetros de que dependen.

Con las hipótesis siguientes:

- a) Pérdidas por convección despreciables.
- b) Radiosidad uniforme sobre la superficie de absorción.
- c) La superficie de absorción se comporta como un cuerpo gris.
- d) Temperatura uniforme en la superficie de absorción.
- e) Radiación emitida por la superficie de absorción difusa.

Pueden obtenerse las expresiones del rendimiento como sigue:

1.º Rendimiento receptor tipo superficie exterior.

La potencia calorífica absorbida por el receptor es:

$$Q_u = Q_R A_1 \Phi \alpha - \epsilon \sigma A_r T^4 - Q_t$$

teniendo en cuenta las hipótesis (a) ($Q_t = 0$) y (c) ($\alpha = \epsilon$), resulta:

$$\eta_{Re} = \frac{Q_u}{Q_R \Phi A_1} = \epsilon \left[1 - \frac{\sigma T^4}{C Q_R} \right] \quad (2)$$

2.º Rendimiento de receptor tipo cavidad.

En este caso, se calcula en forma aproximada (6), aplicando un modelo consistente en considerar que el flujo absorbido por la superficie de absorción A_2 es igual al flujo neto intercambiado entre A_2 (a una temperatura T) y una superficie ficticia A_r , cuyo flujo radiado sea $C Q_R$, con lo que resulta:

$$\eta_{Rc} = \frac{\epsilon \left[1 - \frac{\sigma T^4}{C Q_R} \right]}{\epsilon + (1 - \epsilon) \frac{A_r}{A_2}}$$

Para los mismos flujos incidentes ($C Q_R$), el rendimiento de la cavidad es ligeramente inferior al rendimiento del receptor tipo superficie exterior.

Es importante resaltar, que mientras en receptor tipo superficie exterior, el flujo incidente sobre la superficie de absorción, es exactamente igual al flujo redirigido por los espejos y aproximadamente igual al flujo de calor a través de las paredes (1 Mw/m^2); en el caso de la cavidad, el flujo que atraviesa la superficie apertura, también es igual flujo redirigido por los espejos, pero en cambio, el flujo que incide sobre la superficie de absorción (A_2) será:

$$Q_{iA_2} = C Q_R \frac{A_r}{A_2}$$

es decir, inferior al flujo redirigido por los espejos y tanto menor cuanto más aumenta A_2 , para una superficie de apertura constante. Esto se traduce en dos efectos importantes: primero el flujo de calor a través de las paredes puede disminuir considerablemente en el caso de la cavidad interior y establecerse dentro de niveles manejables en la tecnología actual de cambiadores de calor, y en segundo lugar, el rendimiento de la cavidad puede aumentar apreciablemente, como se deduce de la fórmula (3) debido a la disminución de A_r/A_2 .

El efecto explicado anteriormente está representado gráficamente en la figura 8.

Además de las consideraciones mencionadas (donde se ha hecho la hipótesis de pérdidas de calor por convección despreciables) una cavidad presenta las siguientes ventajas adicionales en comparación con la superficie exterior:

- a) Menores pérdidas de calor por convección.
- b) Posibilidad de mantener templada la cavidad durante la noche (menor inercia del sistema), reduciendo así los esfuerzos térmicos derivados de un arranque en frío.
- c) Se evitan los esfuerzos térmicos producidos por la existencia de vientos.

La influencia de la temperatura en el rendimiento del receptor, es la misma para ambos tipos. Como el rendimiento del colector es el producto de los rendimientos del concentrador y del receptor, queda justificada su variación, anteriormente indicada en la figura 2

5. TRATAMIENTO DE LA ENERGIA TERMICA

El calor generado en la superficie de absorción del receptor, puede utilizarse mediante dos procedimientos principalmente:

- a) Generación directa de vapor.

El calor se transfiere en el receptor directamente al fluido de trabajo de la turbina.

- b) Generación de calor indirecta.

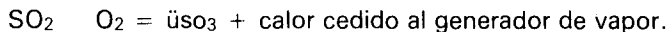
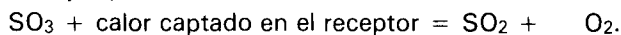
En este caso el calor se transfiere en el receptor a un fluido auxiliar, que evoluciona en ciclo cerrado, cediendo calor al fluido de trabajo de la turbina en un cambiador de calor, situado en la base de la torre.

Aunque el sistema de transferencia directa, presenta la ventaja del ahorro de un cambiador de calor (desaparición de un rendimiento intermedio y reducción del coste); el segundo se considera más viable por las siguientes razones:

1. Posibilidad de utilización de fluidos, con mejores propiedades desde el punto de vista de transmisión de calor, que faciliten el diseño del cambiador de calor, situado en la torre, y disminuyan la potencia consumida en el bombeo.

2. Posibilidad de utilización de fluidos que evolucionen intercambiando calor mediante procesos termoquímicos.

Por ejemplo:



En este caso, además de las ventajas mencionadas anteriormente, aparece la ventaja adicional de menores pérdidas caloríficas en las conducciones, ya que la temperatura de estos gases (SO_2 y SO_3) sería siempre inferior a 100°C .

En contraposición, presenta el inconveniente de su toxicidad y corrosión, que hacen más complicada su manejabilidad.

3. Los problemas derivados de la operación y mantenimiento, se varían aliviados por la situación en tierra del generador de vapor; mientras que en el caso (a) al estar situado en la torre ocasiona un aumento de peso, lo que se traduce en mayor coste de la torre.

6. PLANTA DE POTENCIA

La planta de potencia sería del tipo convencional, es decir, una turbina de vapor o turbina de gas de ciclo combinado, que se acoplan a un generador eléctrico.

Como se sabe, las temperaturas de entrada a la turbina son más altas en las turbinas de gas (1000°K) que en las turbinas de vapor (800°K) para igual rendimiento. Lo cual implica que el utilizar turbinas de vapor, supone una menor temperatura de la superficie del receptor y así mejores rendimientos de la cavidad y global.

Teniendo en cuenta además que actualmente las centrales térmicas modernas operan en su mayor parte con turbinas de vapor (excepto en plantas pico), creemos que este tipo de turbina es el más adecuado por cuanto su utilización no supone innovaciones sobre la tecnología actual, lo cual es una gran ventaja.

Las turbinas de vapor actuales operan a presiones y temperaturas de 140 kg/cm^2 y 540°C respectivamente. Con ciclo regenerado, vapor sobrecalentado y varias etapas de recalentamiento se alcanzan rendimientos del 41 por 100.

En un futuro a largo plazo, pueden ser de gran utilidad las turbinas de gas, dado que en ellas se pueden utilizar una gran gama de combustibles (fósiles o sintéticos). Esto, unido a menores presiones en el ciclo (20 a 30 kg/cm^2), facilidad de arranque y una necesidad de disponer de almacén de energía a medio y largo plazo, las harían aconsejables en ciertas utilizaciones.

7. ALMACENAMIENTO DE ENERGIA

Debido a las variaciones de energía solar incidente, sobre la superficie terrestre, tanto horarias, diarias, como estacionales; se presenta, en función de la demanda de energía a abastecer, la necesidad de regular la energía térmica producida. Esto conduce a la necesidad de un cierto almacén de energía.

Para plantas de carga base autónomas, surge la necesidad de almacenar energía solar a medio, corto y largo plazo.

Para las plantas de carga pico, que tuviesen una demanda muy flexible, podría pensarse en principio que no es necesario dicho almacén de energía. Ahora bien, incluso en estas plantas debe proveerse de un pequeño almacén para vencer la inercia térmica del sistema.

Este problema del almacenamiento de energía, que es el que presenta mayores dificultades técnicas, no está resuelto hoy en día en forma totalmente satisfactoria, aunque se han estudiado gran variedad de soluciones que básicamente se pueden englobar en las siguientes:

- a) Combustibles sintéticos: Consistentes en producir mediante procesos térmicos combustibles sintéticos para almacenar y cuya combustión posterior permite regular la energía térmica necesaria.

- b) Almacén en forma de calor latente de sublimación de un cierto compuesto, o bien en forma de calor sensible.
- c) Almacén en forma de energía potencial: Consistente en bombear agua a cierta altura y su posterior recuperación en una turbina hidráulica, utilizando la energía producida en exceso.

8. PLANTA DE CARGA BASE AUTONOMA

Para valorar las posibilidades que ofrecen las plantas heliotérmicas en la generación de energía eléctrica, se ha considerado de interés realizar un estudio estimativo de una planta base autónoma de 200 Mwe, instalada en Murcia, y que incorpore todos los subsistemas anteriormente mencionados.

El almacenamiento de energía se realiza por medio de un combustible sintético (hidrógeno) generado en un proceso termoquímico (10), utilizando la energía térmica producida en el receptor.

De todos los posibles sistemas de almacenamiento, que actualmente se piensa podrán ser empleados en el futuro, este es uno de los menos conocido y por lo tanto su estudio resulta atractivo y de gran interés.

Se supondrá una ley de demanda constante de 200 Mwe porque estas son las condiciones de trabajo más desfavorables para el almacén, que permitirán poner de manifiesto, con todo realismo, la magnitud del problema.

8.1 Análisis de sistemas

De un análisis preliminar se han considerado como más idóneos los tres procedimientos representados en la figura 9. Aunque esta figura es suficientemente ilustrativa, cabe resaltar la sencillez y flexibilidad del sistema continuo con turbina de vapor.

Este procedimiento original, consiste en regular el flujo de vapor necesario, de acuerdo con la demanda, mediante la combustión del hidrógeno previamente producido utilizando sólo el exceso de energía térmica generada durante las horas de mayor radiación solar. Además podría ser introducido en una primera etapa en plantas mixtas, donde la producción de vapor sería regulada mediante la combustión de combustibles fósiles convencionales.

Para el cálculo del rendimiento del concentrador (reflejado en la figura 10), se ha estudiado la componente directa de la radiación global con las correlaciones experimentales de Liu y Jordan (10) y la energía redirigida por los espejos, de las actuaciones de un concentrador de configuración geoméricamente semejante al utilizado por Hillibrant y Van Hull (2). Tomando un coeficiente de reflexión de los espejos de 0.9, resulta un rendimiento medio igual a 0.82.

Para el receptor, teniendo en cuenta el margen de temperaturas de funcionamiento, se estima un rendimiento medio de 0.85.

Con estos valores de los rendimientos del concentrador y receptor resulta un rendimiento medio del colector de 0.7.

El rendimiento medio del proceso termoquímico para la generación de hidrógeno (10) es 0.47.

Para el turbogenerador, operando con turbina de gas, se ha fijado un rendimiento de 0.28 como representativo de las plantas actuales; de 0.41 como valor representativo de una tecnología punta (que se lograría con una relación de compresión de 30 a 1 y temperatura de entrada en turbina de 1.500° K) y un rendimiento de 0.5 con turbinas de ciclo compuesto.

El rendimiento del turbogenerador con turbina de vapor se ha fijado entre 0.41 y 0.5, correspondiendo el primer valor a turbogeneradores actuales modernos.

8.2. Cálculo de rendimiento total y capacidad de almacén

El rendimiento total medio de conversión de energía solar en eléctrica, es función de los rendimientos de los procesos intermedios y de la fracción γ de energía solar utilizada para la producción de energía eléctrica en forma directa (energía producida sin previa conversión en hidrógeno).

Del balance energético del sistema cuyos cálculos omitimos para mayor sencillez se obtiene:

$$\eta_{se} = \eta_d \gamma + \eta_i (1 - \gamma)$$

donde $\bar{\gamma}$ (figura 11) está dado por la expresión:

$$\bar{\gamma} = \frac{\int_0^t \bar{\sigma}_s dt + (t_2 - t_1) \bar{\sigma}_s [\bar{\eta}_d \bar{\gamma} + \bar{\eta}_i (1 - \gamma)] + \int_0^{24} \bar{\sigma}_s dt}{\int_0^{24} \bar{\sigma}_s dt}$$

siendo t_1 y t_2 las raíces de la ecuación:

$$f(t) = \bar{\eta}_s [\bar{\eta}_d \bar{\gamma} + \bar{\eta}_i (1 - \bar{\gamma})]$$

En ausencia de datos sobre la distribución del flujo diario medio anual de radiación solar, para el caso que nos ocupa; se han realizado cálculos para formas extremas, resultando que el valor de γ , para el caso real intermedio, está comprendido entre 0.28 y 0.31, por lo que se considera que un valor de 0.30 es suficientemente aproximado.

La capacidad del almacén de hidrógeno se determina fácilmente conocidos el rendimiento global, la fracción γ , la potencia del diseño y los datos de radiación global.

8.3. Elección del procedimiento óptimo

De la simple observación del procedimiento 2a, se deduce que su rendimiento global es muy inferior al de los otros dos casos considerados, motivo por el cual es desestimado.

En el cuadro comparativo de características, presentado en la figura 12, se dan para los procedimientos 1a y 2b, los valores del rendimiento global, potencia eléctrica obtenida por m^2 de heliostato, superficie de heliostatos y capacidad del almacén de H_2 en kg.

Como se observa, el sistema continuo con turbina de vapor presenta mejores características que el sistema continuo con turbina de ciclo combinado. Esto unido a la posibilidad de operación del primero como sistema mixto, pone de manifiesto que este es el óptimo a emplear.

Hay que convenir, que los problema derivados de la acumulación de tan grandes cantidades de hidrógeno, son de momento inviables. No obstante, éstos se verían reducidos en gran medida, si se admite el funcionamiento de la planta en régimen continuo pero con una potencia variable a lo largo del año; de esta forma, la capacidad del almacén sería sólo la necesaria para garantizar el funcionamiento durante la noche, estimándose en 1.6×10^5 kg. de hidrógeno.

9. VIABILIDAD DE LAS PLANTAS HELIOTERMICAS EN LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Creemos que en el futuro, sólo la utilización de plantas heliotérmicas autónomas, cuya potencia sea de 200 Mw_e o superior, incidirá en forma notoria en la problemática energética del país.

A la vista de todo lo expuesto, cabe deducir, que el problema esencial de las plantas heliotérmicas para la generación de la energía eléctrica, radica en el sistema de acumulación de energía; mientras que el resto de los problemas técnicos pueden ser superados, sin pecar de optimistas, en un plazo relativamente corto.

Con esta perspectiva y siendo realistas, consideramos que hasta el completo desarrollo e introducción de las mismas, parece adecuada la siguiente evolución:

1. Desarrollo de plantas pico de potencias de 20 Mw_e o inferiores, donde el problema de almacenamiento sería de segundo orden, que sirviese de base para la puesta a punto y experimentación de los restantes subsistemas.

2. Desarrollo de plantas mixtas de 200 Mwe de potencia o superior, donde el problema de almacenamiento, sería obviado, utilizando un combustible fósil, para regular la producción de vapor de la planta heliotérmica, ajustándola a la demanda existente. Estas plantas serían de introducción relativamente simple, ya que podrían ser construidas aprovechando las centrales térmicas convencionales ya existentes, resultando una reducción considerable del consumo de combustibles fósiles.

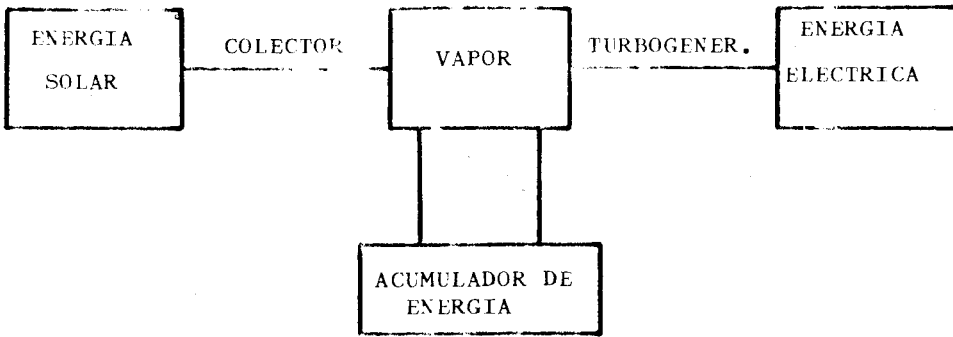


Fig. 1. Esquema básico

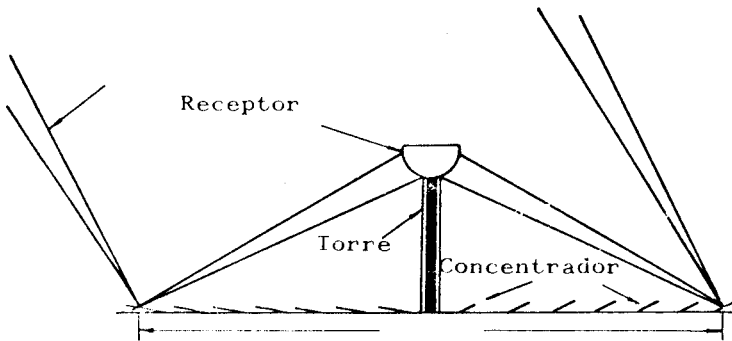


Fig. 2. Torre solar (referencia 2).

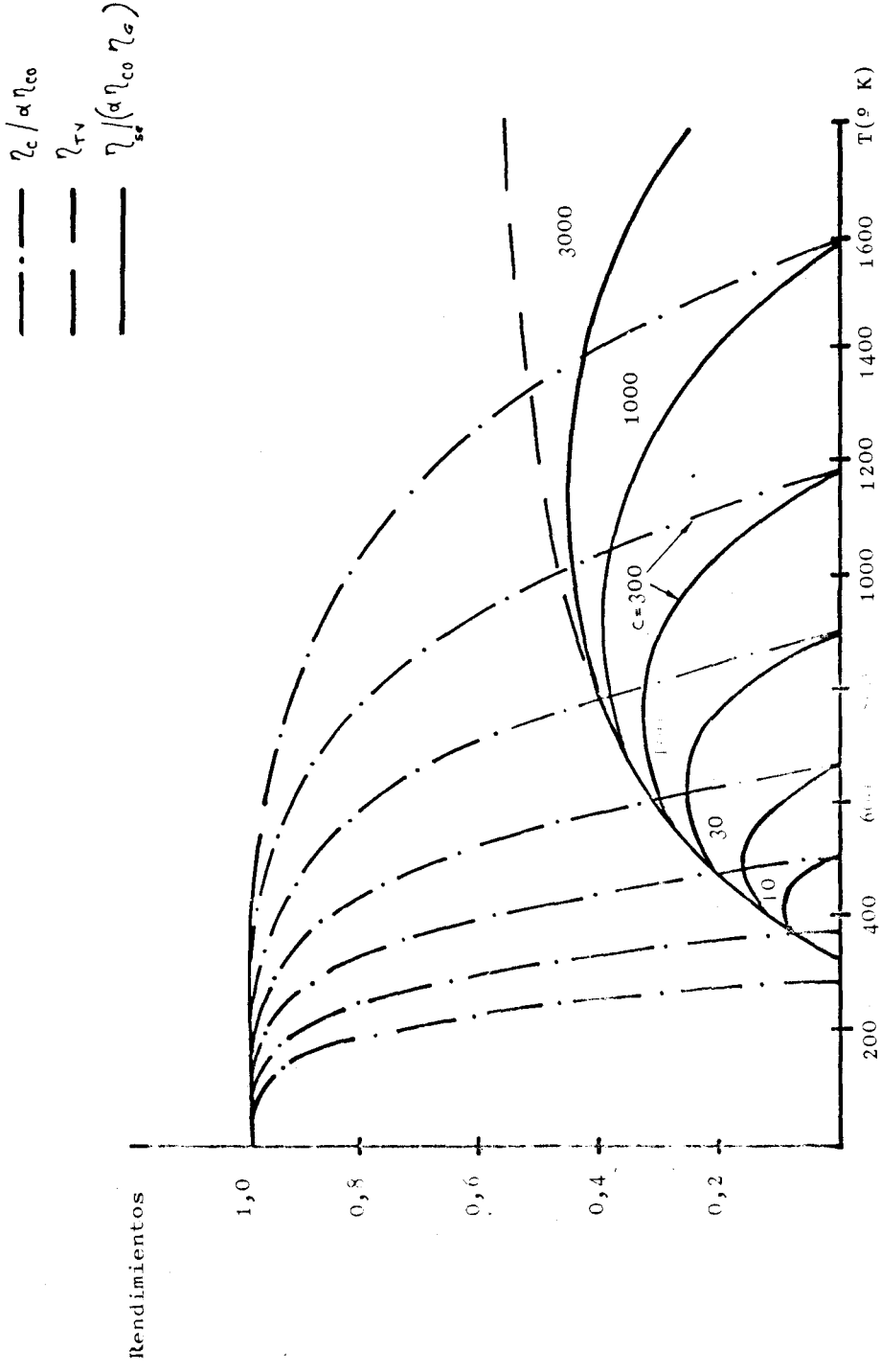


Fig. 3. Rendimientos en función de la temperatura.

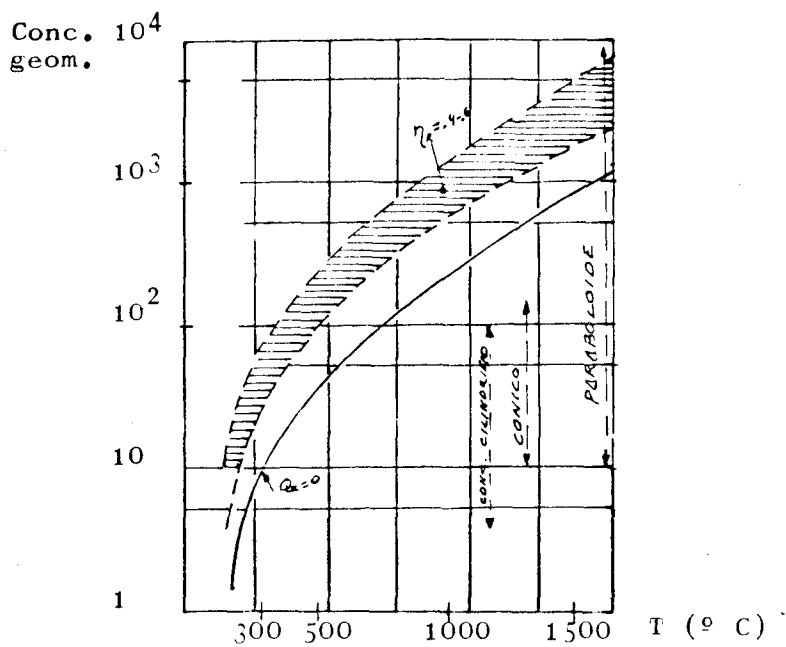


Fig. 4. Concentración geométrica necesaria (referencia 12).

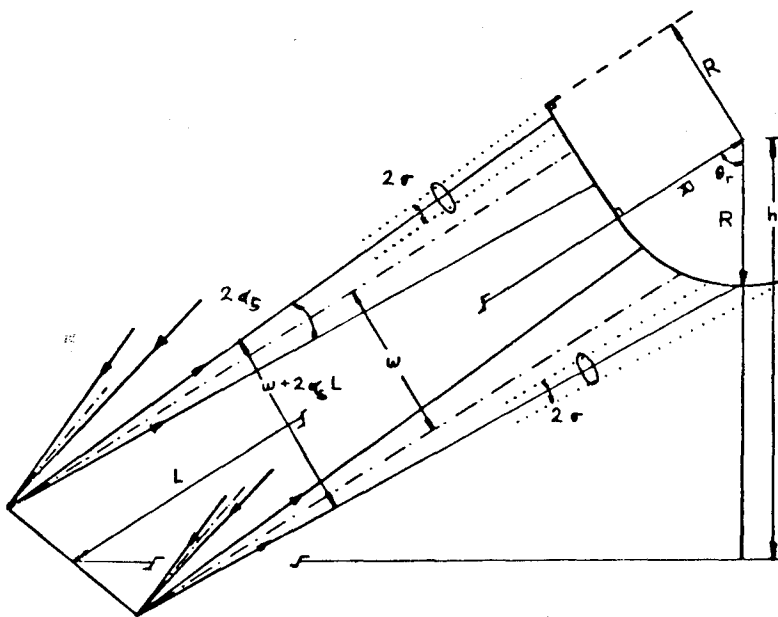


Fig. 5. Imagen solar (referencia 2).

100	150	200	300	450	600	← Altura de la Torre (m)			
0.4	0.6	0.8	1.2	1.8	2.4	← Diámetro del campo (km)			
33	73	132	293	660	1172	← Potencia térmica (Hw)			
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	(equinocios)			
DIMENSION DE LOS ESPEJOS(m):						Número de espejos ↓	FACTOR DE CONCENTRACION (σ_e en miliradianes)		
DEMASIADO PEQUEÑO								0	2
.67	1.0	1.3	2.	3.	4.	144.000	2844	1609	1034
1.0	1.5	2.	3.	4.5	6.	64.000	2262	1352	897
1.3	2.	2.7	4.	6.	8.	36.000	1842	1151	787
2.	3.	4.	6.	9.	12.	16.000	1288	863	618
3.	4.5	6.	9.	13.5	18.	7.100	831	590	452
4.	6.	8.	12.	18.	24.	4.000	581	440	345
6.	9.	12.	18.	27.	36.	1.800	329	265	220
9.	13.5	18.	27.	40.	54.	800	175	150	120
DEMASIADO GRANDE									

Fig. 6. (Referencia 2.)

Efecto de la altura de la torre, diámetro de los espejos y aberración geométrica sobre el factor de concentración.

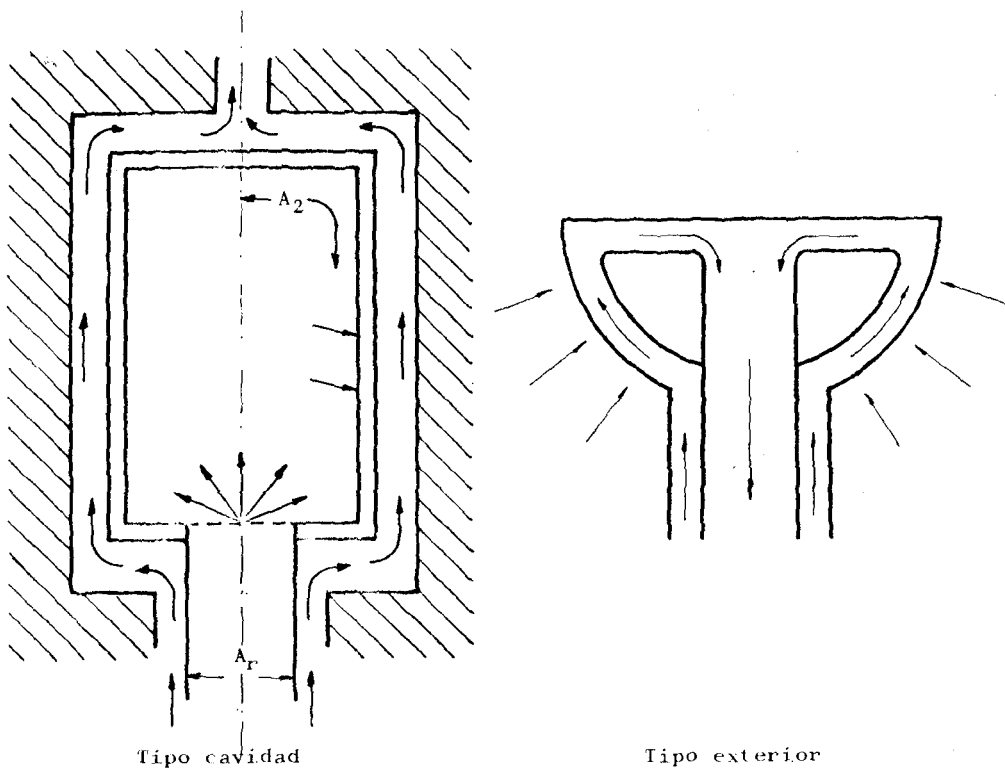


Fig. 7. Esquema de receptores.

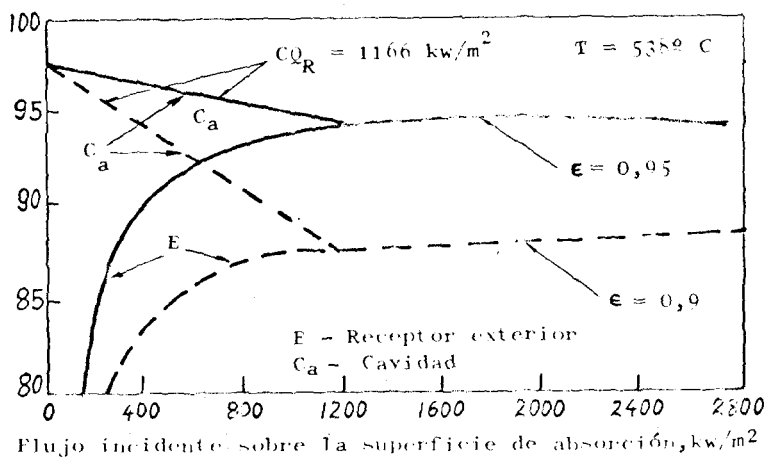
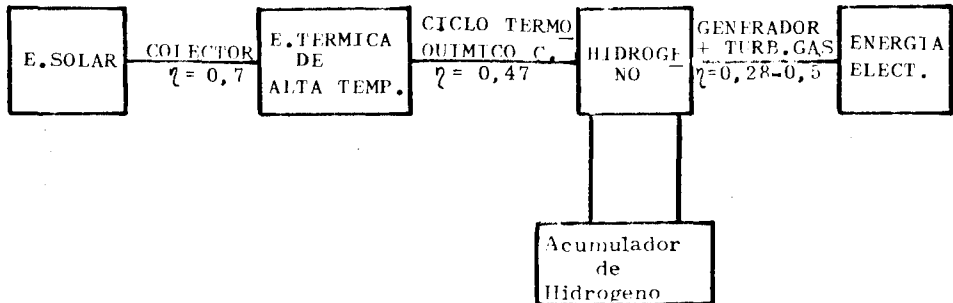


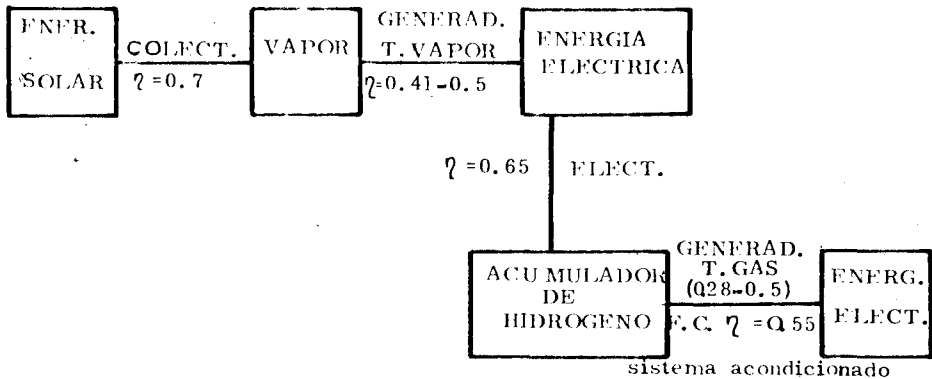
Fig. 8. Rendimiento receptores. Flujo incidente (referencia 6).

ESQUEMAS PARA PLANTA BASE AUTONOMA

1a. - SISTEMA CONTINUO CON TURBINA DE GAS



2a. - SISTEMA CONTINUO MIXTO TURBINA DE VAPOR Y DE GAS



2b. - SISTEMA CONTINUO CON TURBINA DE VAPOR

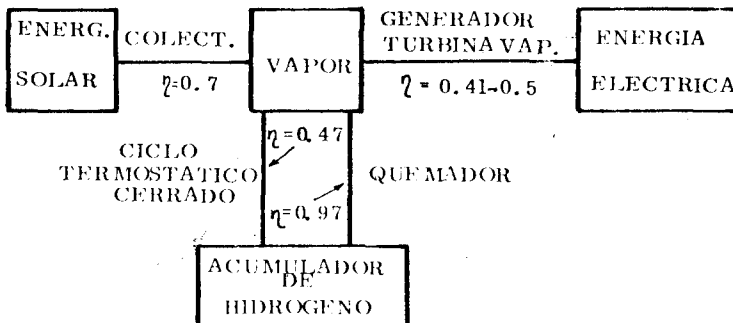


Fig. nº 9

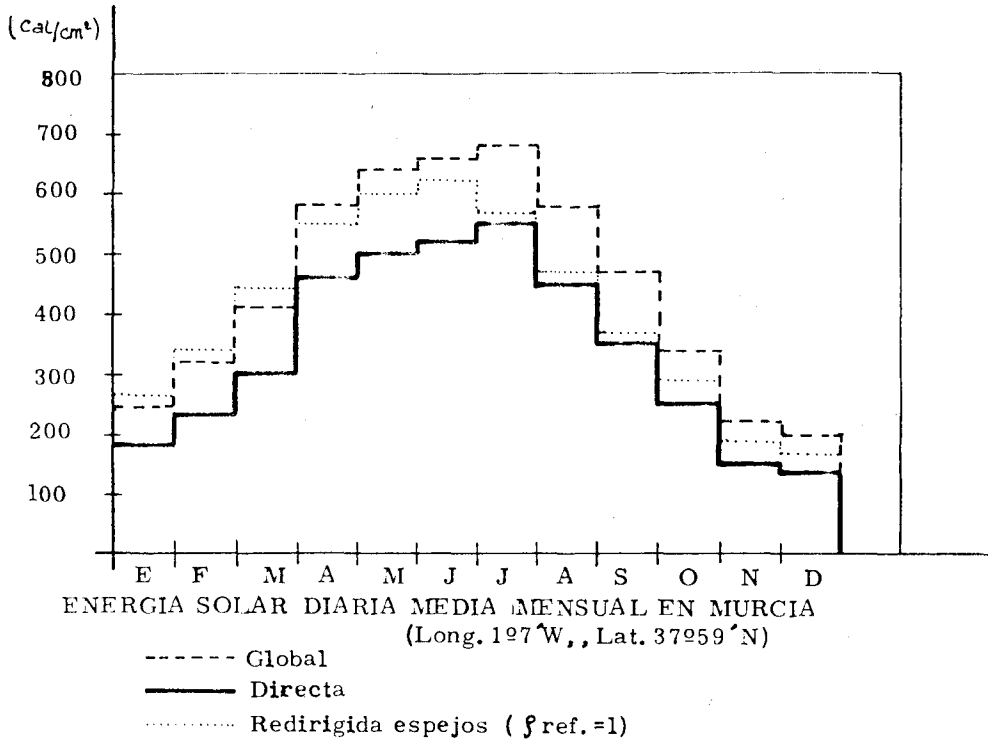
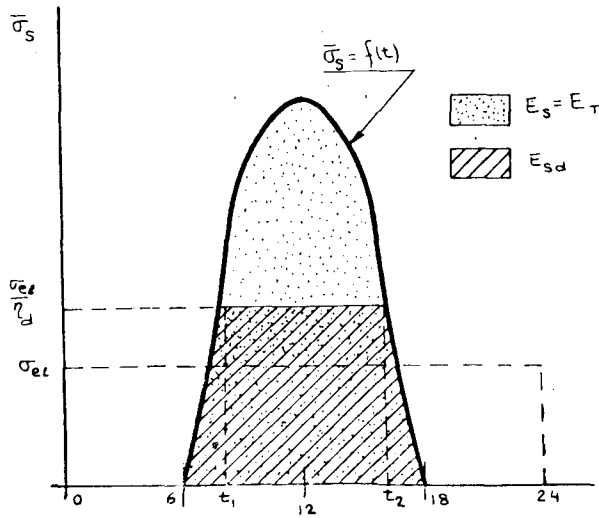


Fig. 10



DISTRIBUCION DIARIA MEDIA ANUAL DE RADIACION SOLAR

Fig. 11

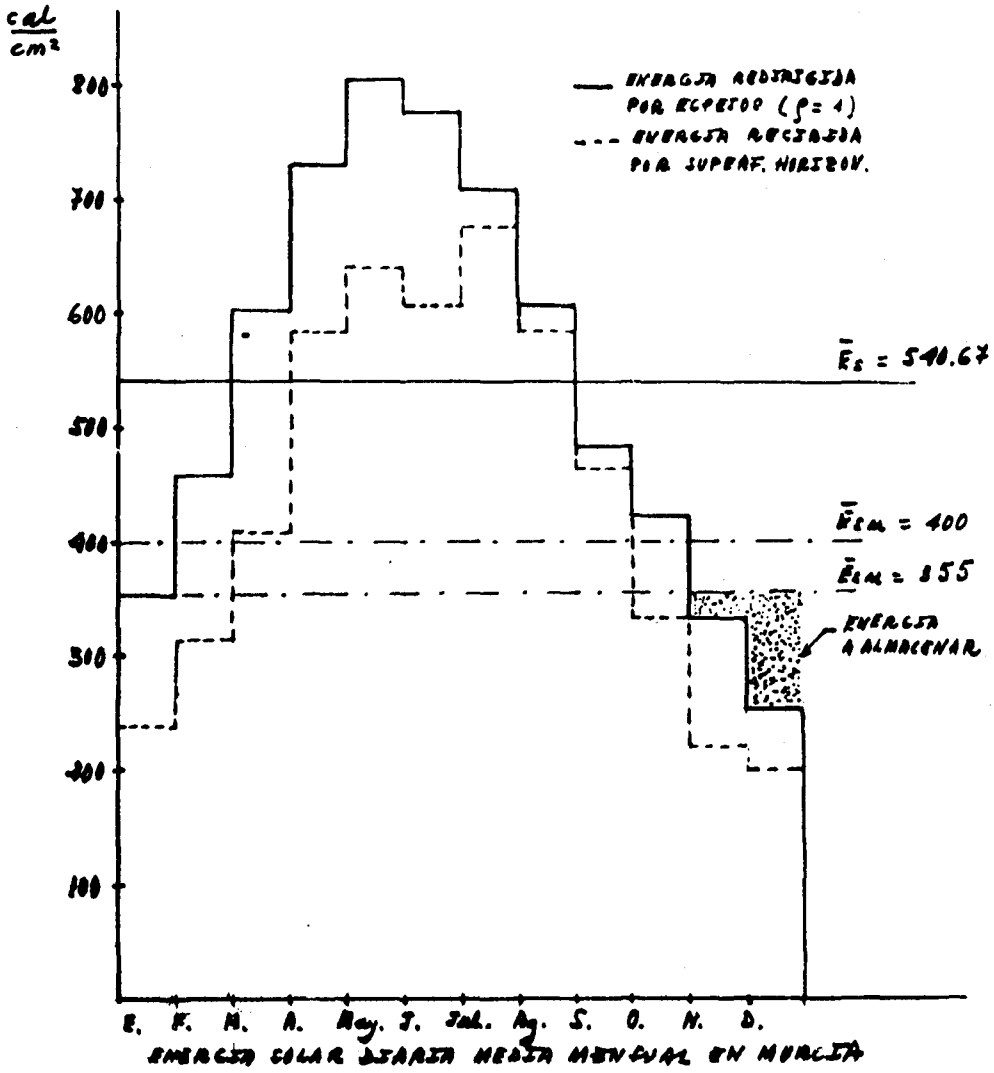
CUADRO COMPARATIVO DE CARACTERISTICAS

	\bar{Y}	η_{TG}	η_{se}	Potencia eléctrica kw/m ² (1)	Sup. heliostatos km ² (2)	Hidrógeno acum. kg
SISTEMA CONTINUO CON TURBINA DE GAS (1 a)	0	0.28 (actual)	0.921	—	—	—
	0	$(\pi = 30)$ 0.41 ($T_{3t} = 1.500$)	0.1340	—	—	—
	0	0.5 (ciclo C.)	0.1645	0.0354	5.6	19.1×10^6
SISTEMA CONTINUO CON TURBINA DE VAPOR (2 b)	0.4	0.41	0.1933	—	—	—
	0.3	0.41	0.1777	0.0382	5.1	17.9×10^6
	0.3	0.50	0.2170	0.0467	4.2	14.8×10^6
	0.2	0.41	0.1620	—	—	—

(1) Valores obtenidos con la radiación solar correspondiente a Murcia (long.: 1.° 7' W, Lat.: 37° 59'N)

(2) Para una planta de 200 Mw_e.

Fig. 12



INFLUENCIA DE LA REDUCCION DE LA CAPACIDAD DEL ALMACEN
 SOBRE LA POTENCIA ELECTRICA PRODUCIDA

	CAPACIDAD ALMACEN M ³ H ₂ Líquido	MWe	% DE REDUCCION DE POTENCIA ELECT.	% DE REDUCCION DE ALMACEN	M ³ H ₂ Líquido PRODUCIDOS	ALMACEN RESERVADO (6 años)
SISTEMA CONTINUO	2.98×10^5	200	—	—	—	—
CON TUR- BINA DE GAS	7.08×10^3	148	26%	67%	1.50×10^5	—
	4.22×10^3	129.5	35%	98%	2.10×10^5	7.70×10^3
CON TURBI- NA DE VAPOR	4.22×10^3	170.9	—	—	2.07×10^5	1.65×10^3

SUPERFICIE DE COLECTORES = 4.6 Km²

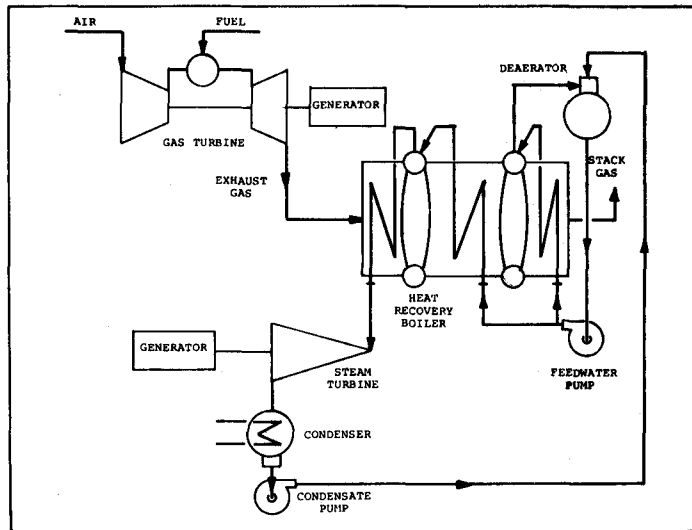
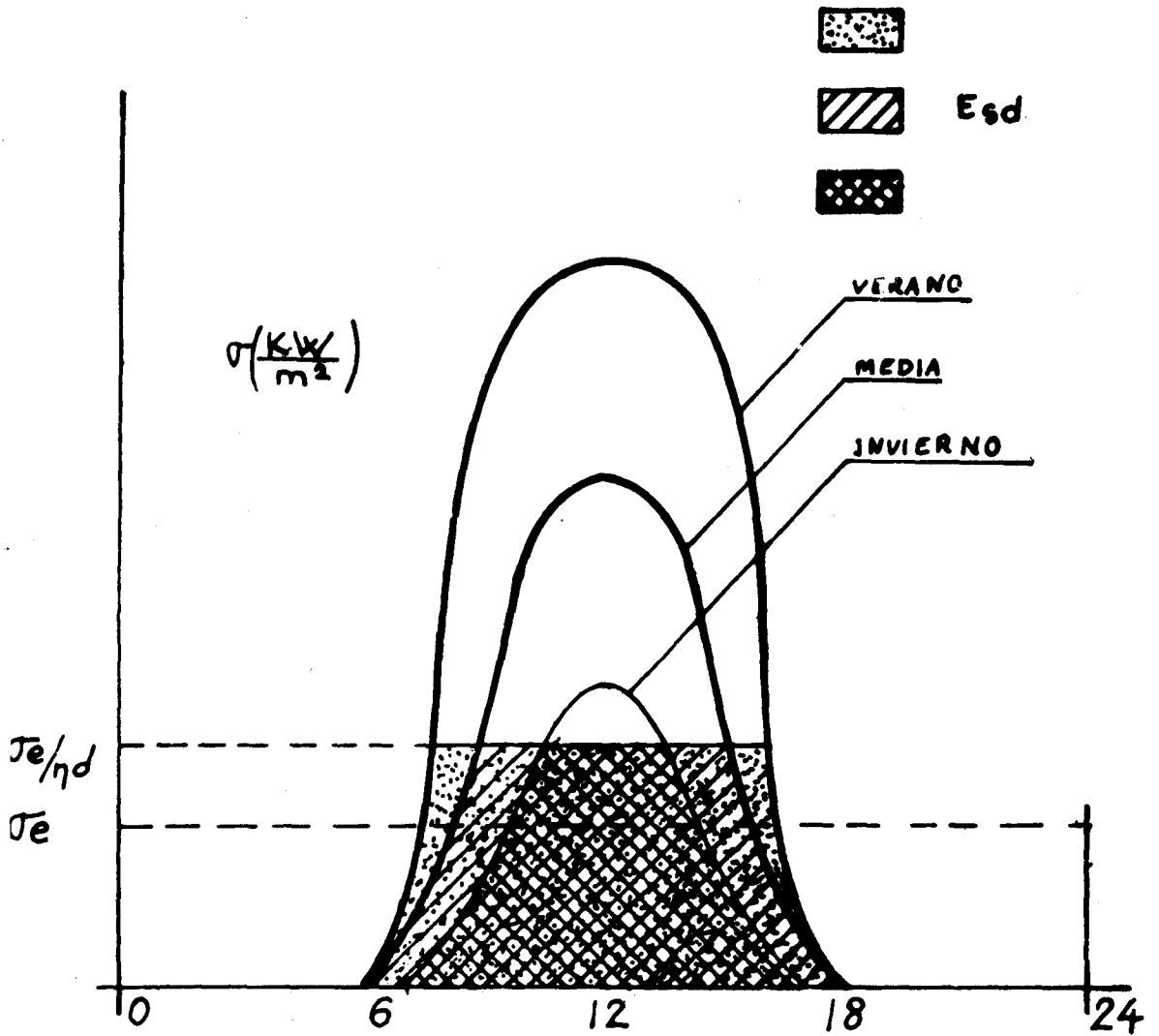


TABLE 3-6
HALIDE PROCESSES

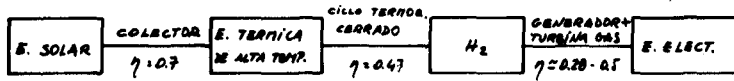
° CALCIUM BROMIDE PROCESS	
De Beni, Euratom, 1970	
$\text{CaBr}_2 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Ca}(\text{OH})_2 + 2 \text{HBr}$	730°C
$\text{Hg} + 2 \text{HBr} \rightarrow \text{HgBr}_2 + \text{H}_2$	250
$\text{HgBr}_2 + \text{Ca}(\text{OH})_2 \rightarrow \text{CaBr}_2 + \text{HgO} + \text{H}_2\text{O}$	200
$\text{HgO} \rightarrow \text{Hg} + 1/2 \text{O}_2$	600
° STRONTIUM BROMIDE PROCESS	
De Beni, Euratom, 1970	
$\text{SrBr}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{SrO} + 2 \text{HBr}$	800°C
$2 \text{HBr} + \text{Hg} \rightarrow \text{HgBr}_2 + \text{H}_2$	200
$\text{SrO} + \text{HgBr}_2 \rightarrow \text{SrBr}_2 + \text{Hg} + 1/2 \text{O}_2$	500
° MANGANESE CHLORIDE PROCESS	
De Beni, Euratom, 1972	
$6 \text{MnCl}_2 + 8 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{Mn}_3\text{O}_4 + 12 \text{HCl} + 2 \text{H}_2$	700°C
$3 \text{Mn}_3\text{O}_4 + 12 \text{HCl} \rightarrow 6 \text{MnCl}_2 + 3 \text{MnO}_2 + 6 \text{H}_2\text{O}$	100
$3 \text{MnO}_2 \rightarrow \text{Mn}_3\text{O}_4 + \text{O}_2$	900
° IRON CHLORIDE PROCESS	
Hardy, Euratom, 1972	
$6 \text{FeCl}_2 + 8 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{Fe}_3\text{O}_4 + 12 \text{HCl} + 2 \text{H}_2$	650°C
$2 \text{Fe}_3\text{O}_4 + 3 \text{Cl}_2 + 12 \text{HCl} \rightarrow 6 \text{FeCl}_3 + 6 \text{H}_2\text{O} + \text{O}_2$	175
$6 \text{FeCl}_3 \rightarrow 6 \text{FeCl}_2 + 3 \text{Cl}_2$	420

PROBLEMA DE ALMACENAMIENTO

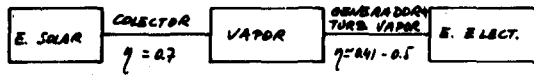


DISTRIBUCIONES TÍPICAS DIARIAS DE RADIACION SOLAR

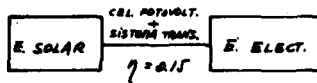
1- SISTEMA CON TURBINA DE GAS



2.- SISTEMA CON TURBINA DE VAPOR



3.- SISTEMA DE PRODUCCION DIRECTA



SISTEMAS DE GENERACION DE ENERGIA
ELECTRICA A PARTIR DE LA SOLAR

NOMENCLATURA

- C (concentración geométrica). Relación entre el área del concentrador (área de los espejos) y el área del receptor.
- η_c (rendimiento del colector). Relación entre la energía térmica útil y la energía solar incidente sobre una superficie horizontal de igual área que la de los espejos.
- H Altura de la torre.
- θ_r (ángulo periférico). Angulo característico formado por el eje de la torre y la visual desde el receptor al espejo más alejado del campo.
- η_{co} (rendimiento del concentrador). Relación entre la energía redirigida al receptor y la energía solar global incidente sobre una superficie horizontal de igual área que la de espejos.
- η_{se} (rendimiento global solar-eléctrico). Relación entre la energía eléctrica producida y la energía solar global incidente sobre una superficie horizontal de igual área que la de los espejos.
- η_R (rendimiento del receptor). Relación entre la energía térmica útil y la energía redirigida al receptor.
- η_{TV} Rendimiento de la turbina.
- η_{TG} Rendimiento del turbogenerador.
- η_G Rendimiento del generador.
- Q_R Valor medio del flujo de energía reflejado por los espejos.
- α Coeficiente de absorción de la superficie del receptor.
- ϵ Coeficiente de emisión de la superficie de absorción del receptor.
- T Temperatura de la superficie del receptor.
- A_r Área del receptor o área de apertura en el caso de la cavidad.
- A_l Área total del campo de espejo.
- Φ (densidad de ocupación). Relación entre el área total de los espejos y el área del campo del espejo.
- ρ_{ref} Coeficiente de reflexión de los espejos.
- α_s Angulo sustentado por el sol (ángulo diametral del sol).
- σ_e (aberración geométrica de los espejos). Angulo de desviación standard del ángulo óptico reflejado con respecto al rayo ideal de reflexión en la superficie plana.
- Q_u Flujo calorífico útil.
- η_{te} Rendimiento del receptor tipo superficie exterior.
- η_{ti} Rendimiento del receptor tipo cavidad.
- σ Constante de Boltzmann.
- Q_t Flujo de pérdidas de calor por convección.
- Q_{iA_2} Flujo incidente sobre la superficie de absorción.
- $\tilde{\eta}_d$ Rendimiento medio solar-eléctrico de la fracción producida sin previa conversión en hidrógeno.
- $\tilde{\eta}_i$ Rendimiento medio solar-eléctrico de la fracción producida por mediación de hidrógeno.
- \bar{y} Fracción media de energía solar utilizada para la producción de energía eléctrica en forma directa.
- σ_{el} Potencia eléctrica producida por unidad de superficie de los espejos.

Nota: Las variables con raya representan valores medios.

BIBLIOGRAFIA

1. HILDEBRANDT, A. F. at all: «Transactions of American Geophysical Union», 53, 684, 1972.
2. VANT-HULL, L. L. and HILDEBRANDT, A. F.: «Solar Thermal Power System Based on Optical Transmission.» Solar Energy, vol. 18, n.º 1, p. 31, 1976.
3. HILDEBRANDT, A. F.: «Solar Tower Thermo-Chemical Energy Cycles.» Proc. Hydrogen Energy Fundamentals Symp. Miami, 1975.
4. HILDEBRANDT, A. F. and VANT-HULL, L. L.: «A Tower-Top Focus-Solar Energy Collector.» Mech. Eng., vol. 96, 9, Sept. 1974.
5. HILDEBRANDT, A. F. and VANT-HULL, L. L.: «A Tower-Top Point Focus Solar Energy Collector.» Conf. Proc. (THEME) March, 1974, Miami, Florida.
6. SKINROOD, A. C. at all: «Status Report on a High Temperature Solar Energy System.» SAND 74-8017. Sandya Laboratories, 1974.
7. STEPHENS, C. W. and M. AHIRE, ALAN: «Internal Design Considerations for Cavity-type Solar Absorbers.» A. R. S. Journal, July 1961, pp. 896-901.
8. SOBIN, A. and WAGNER, W.: «Central Collector Solar Energy Receivers.» Solar Energy, vol. 18, pp. 21-30, 1976.
9. LIPPS, F. W. and VANT-HULL, L. L.: ASME Paper 74-WA/Sol. 11, 1974.
10. NASA-ASEE: «A. Hidrogeny Carrier», vol. II, 1973.
11. LIU, B. and JORDAN: «The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation.» Solar Energy, vol. 4, n.º 3 (1960).
12. DUFFIE, J. A. and BECKMAN, W.: «Solar Energy Thermal Processes.» John Wiley, 1974.

Posibles aplicaciones de la energía solar en Canarias

FELIX SANJOSE

El aprovechamiento de la energía solar ya no es ciencia ficción:

1. Hay dos revistas dedicadas en exclusiva a esto.

emplean 20 millones de dólares en 1976 en U.S.A. en investigación sobre la energía solar, lo que supone ocupar a unos 8.000 técnicos, y

3. El 10 por 100 de la energía U.S.A. el año 2000, se estima será solar y el 25 por 100 en el año 2020. (National Geographical Magazine).

El precio del petróleo se ha multiplicado casi por cuatro desde 1973 y seguirá subiendo; nadie piensa en lo contrario.

Y el petróleo, como es lógico, ha arrastrado en su subida a los demás combustibles fósiles.

Desgraciadamente, la energía nuclear, que es la solución alternativa, no la veo claro en estas islas. Tampoco tienen ustedes energía hidroeléctrica, así que la energía solar es una de las pocas alternativas para ustedes, pero independizarse, aunque sea parcialmente, de los combustibles fósiles. La energía solar es una de las pocas fuentes de energía que no se puede encarecer, porque es libre, y nos llega a todos en la tierra, sin posible interferencia de nadie.

Yo estoy dirigiendo un estudio de viabilidad de una central electro-solar, 200.000Kw. en la península.

Soy, fundamentalmente, un ingeniero con cierta formación económica, y como tal, veo para Canarias las seis siguientes aplicaciones de la energía solar y justo por este orden de importancia, pero inmediatas.

1. CALENTAMIENTO DE AGUA SANITARIA

Esta aplicación consiste en calentar el agua para equipo sanitario, cocina y piscinas con unos colectores solares como de 1,5 m², que se ponen en las terrazas o tejados.

De estos colectores solares habrá un millón de unidades en el mundo, y de ellas, unas 200.000 en Israel. En España hay varios millares de unidades: la instalación más grande cuenta con unos 200 colectores. Otras instalaciones importantes se han hecho en hoteles de la Costa del Sol. Efectivamente, aquí, en los hoteles, sería muy interesante montar colectores de estos para el agua para los baños y también en casas particulares.

Ya hay, por lo menos, dos fabricantes españoles de colectores solares que han enviado unidades a evaluar al INTA de Madrid, así que los proyectos de instalación se pueden hacer ya con cierta seguridad.

Las citadas placas tienen la calidad suficiente como para durar dos-tres años sin averías serias, contando con una instalación correcta.

Es de esperar que estos colectores vayan mejorando para ofrecer más duración sin averías. Estos colectores suelen montarse con un depósito acumulador para tener agua caliente durante la noche. Pero si vienen varios días seguidos oscuros habrá que recurrir a otro medio de calefacción, del que no se puede prescindir.

Actualmente, se están montando colectores de estos a una 20.000 pts/unidad, o sea, unas 13.000 pts/m² instalado. Y en una casa particular pequeña, con dos colectores basta. En las casas que se hacen ahora en varios Estados de U.S.A. es obligatorio ya montar unos colectores solares. En Canarias se podría hacer algo de esto. O por lo menos, declararlo obligatorio en dependencias oficiales.

2. DESALADORES SOLARES

Para zonas rurales costeras en Canarias son muy indicados los desaladores solares: hasta para núcleos de algún centenar de personas, resultan convenientes estas instalaciones, por su sencillez de explotación.

Los desaladores solares de agua de mar son una realidad desde hace más de quince años. Permiten obtener agua dulce por destilación. El principio es conocido desde hace mucho tiempo y el éxito residirá en un diseño sencillo de montar y de explotar. El que llamaremos desalador Síntes, desarrollado por el INTA español, reúne esas condiciones.

Unos 2.000 m² de ellos se están montando en la isla Tabarca, frente a Alicante y darán unos 8.000 l./día de agua dulce.

Como se ve en la fig. 1, la balsa está hecha de fibrocemento, que exige un mínimo de trabajo de montaje. Son dos piezas para tejados, que se prestan muy bien para este uso.

Naturalmente, en sucesivas instalaciones se irá mejorando el diseño, hasta que se lleguen a vender en los almacenes de materiales de construcción y los monte cualquiera. Estos módulos tienen hoy 12 m.X 1,1 m. Se podrán hacer de menor longitud y agrupar varios de ellos.

Su explotación es muy sencilla: en el caso de un desalador de aquellos, para una familia, sólo habrá que aportar cada día el agua salada; el doble de la dulce que se obtenga: es decir, unos 96 litros de agua salada para que nunca haya una concentración en sal superior al doble de la de mar. Previamente se habrá purgado la salmuera del día anterior.

Sólo se consumirá la energía de la bomba, si ésta es mecánica.

Se estima que estos desaladores salen hoy a unos 5.000 pts/m con tendencia a abaratare.

Hace unos años se ensayó en España un desalador de este tipo, pero de múltiple efecto, es decir, aprovechando el calor de condensación. Con la misma superficie ocupada se logra más producción de agua pero a costa de una inversión muy superior por litro de agua obtenido y con una conservación más delicada: en una palabra: no creo recomendable este tipo de desalador.

De aquellos sencillos desaladores se podrían hacer maquetas como de un metro cuadrado, sobre cuyo sencillo manejo se enseñaría en las escuelas durante una o dos semanas cada año.

3. PARRILLAS SOLARES

Esta tercera aplicación serían las llamadas parrillas solares que emplean el calor solar para calentar comida.

Se venden ya de muy diversos tipos y hasta en países de sol escaso, como Suecia.

Los más sencillos son unas parábolas de cartón o de plástico, con aluminizado brillante. Se venden en la India por millares. Estas parrillas permiten calentar la comida de una familia en unos pocos minutos; un cocido o un asado.

Una firma suiza, «Ray-Grill», ha fabricado ya 3.500 parrillas según fig. 2. Se venden particularmente en el midi francés, en Africa central, en los emiratos árabes, en U.S.A. y en Inglaterra. Este modelo, plegable, para llevar en el coche, está concebido principalmente para hacer la comida en el campo, en plan de «picnic».

En Inglaterra se vende a unas 12.000 pesetas

En U.S.A. se venden también otros modelos de parrillas: allí, su urbanismo, con casas de poca altura, permite mejor el uso diario de estas parrillas.

Creo que un modelo rígido, para uso en casas de campo y hecho en España, podría vender en mucho menos de lo citado y tendría gran mercado, pues en días largos de sol se podrían calentar las tres comidas en estas parrillas. Su sencillez es extrema; no tienen ningún mecanismo en movimiento. Naturalmente, no son tan cómodas como una cocina eléctrica o a butano, pero no consumen nada.

En los restaurantes con amplio espacio en patio o jardines, estas parrillas pueden presentar un atractivo más, con el aroma de los alimentos que se asan, sin el humo correspondiente.

En un edificio de pisos son inviables estas parrillas, así como en días nublados. Se puede pensar, por tanto, que estas parrillas, reducirían el consumo energético correspondiente en un 15-25 por 100.

4. ELECTRICIDAD

La cuarta aplicación recomendada sería producir energía eléctrica partiendo del sol, pero, con muchos condicionantes. Una central eléctrica solar de servicio público en Canarias me parece muy lejana. Como decía al principio, estoy dirigiendo un estudio de viabilidad de una tal central en España, que será muy peculiar, por sus frecuentes interrupciones.

Tal central sólo se puede tolerar en una red, en la que aquella suponga una pequeña fracción de la potencia total: digamos que el 10%, para que su carga, al fallar, pueda ser absorbida por las restantes centrales de tal red. Además, por debajo de los 200.000 Kw parece que no es competitiva hoy una central solar. Con esta, no se puede pensar en tal central de servicio público en ninguna de estas islas.

En un islote o en algún punto aislado de Tenerife o la Palma, con línea cara de instalación, la electricidad de red resultará más cara que lo normal y entonces se puede pensar en una central solar de algún centenar o quizás millar de Kw.

Para estos casos yo recomendaría centrales solares con máquina de vapor y generador eléctrico. A principios de siglo hubo realizaciones a este respecto.

Simples, de Zaragoza, este verano, estaba fabricando una parábola de 10 m. de \emptyset que producirá vapor para una turbina y ésta moverá un generador eléctrico: si supera la decena de Kw sería un éxito, que propiciaría otros intentos más ambiciosos.

Pero seguir el sol con una parábola mucho mayor que la anterior es tarea ardua.

Hay unos motores de vapor, SPILLING, que en potencias inferiores a los 2.000 cv. son superiores a la turbina y por eso merece la pena citarlos aquí. Deben ser los únicos que se fabrican en el mundo. Ha copiado mucho del motor Diesel y hay docenas de ellos en el mundo —alguno en España— desde 1950 en que se lanzaron los tres tipos actuales: de 27, 110 y 200 Kw/cilindro. Van a 1.000 y 1.500 r.p.m. Se pueden acoplar hasta seis bloques de cilindro. Figura 3.

Estos motores representan una evolución notable de la máquina de vapor, hecha en un antiguo taller de reparación de máquinas marinas de fines del XIX. En 1920 lanzaban una nueva máquina de vapor y luego otros dos modelos, hasta llegar al de 1950 citado.

El bajo rendimiento térmico de la máquina de vapor, y de estos motores, tiene menos importancia en el caso de la energía solar, que no nos cuesta nada. Si logramos una inversión reducida para el conjunto colector-caldera-máquina-generador, nos importa poco el rendimiento.

No debo pasar sin hacer mención a la central solar de Odeilló, en Francia, que en las próximas semanas empezará a generar unos 200 Kw. en plan experimental. Pero Odeilló no se concibió para este fin, sino para el estudio de las altas temperaturas, en unas condiciones especiales, que sólo puede dar una central solar. Sin embargo, ya se ha ensayado allí una caldera Martin Marietta (U.S.A.) que ha generado vapor de agua durante unas semanas. Ahora se empleará en Odeilló un tubo alternador que, como hemos dicho, no es aconsejable para estas potencias. Pero es que Odeilló hay que considerarla como una estación piloto.

5. REFRIGERACION

La quinta aplicación sería refrigeración de edificios con energía solar. El clima veraniego de alguna de estas islas haría interesante esto. De los sistemas a seguir, el de absorción, es el escogido por la mayoría de los investigadores en este campo. Desgraciadamente, este ciclo, que

fue usado en los primeros refrigeradores europeos, se abandonó después ante el compresor. Sólo hace unos pocos años se ha vuelto a construir alguna instalación de absorción para barcos congeladores aprovechando el calor de escape de motores. En aquellos refrigeradores domésticos el calor procedía de una resistencia eléctrica.

En este ciclo, como ustedes saben, se emplea el mismo fluido térmico, freón, que en el del compresor. En teoría este fluido, una vez comprimido por el calor solar, habría que enfriarlo para que luego se expandiera en el evaporador. Desgraciadamente, que yo sepa, se recurre a un fluido —agua o aire—, lo cual complica los automatismos de la instalación. Sólo las veo factibles para edificios de cierto tamaño, como hoteles, hospitales, etc.

6. EFECTO FOTOVOLTAICO

La sexta aplicación de la energía solar en Canarias sería aprovechar su efecto fotovoltaico.

Se ha dedicado a esto un enorme esfuerzo —algunos millones de horas— en todo el mundo por una razón: Es la energía más viable para los satélites artificiales, civiles y militares, que nos sobrevuelan.

Y tales esfuerzos continúan, porque los llamados paneles solares de tales satélites son los que limitan a cinco ó siete años la vida efectiva de tales satélites.

El drama se puede exponer en estas palabras: Fabricar un panel solar requiere más energía que la que luego puede rendir en toda su vida, no muy larga, como hemos dicho.

En Canarias, por tanto, sólo concibo paneles solares de éstos para faros aislados, de difícil y cara asistencia.

7. CONCLUSION

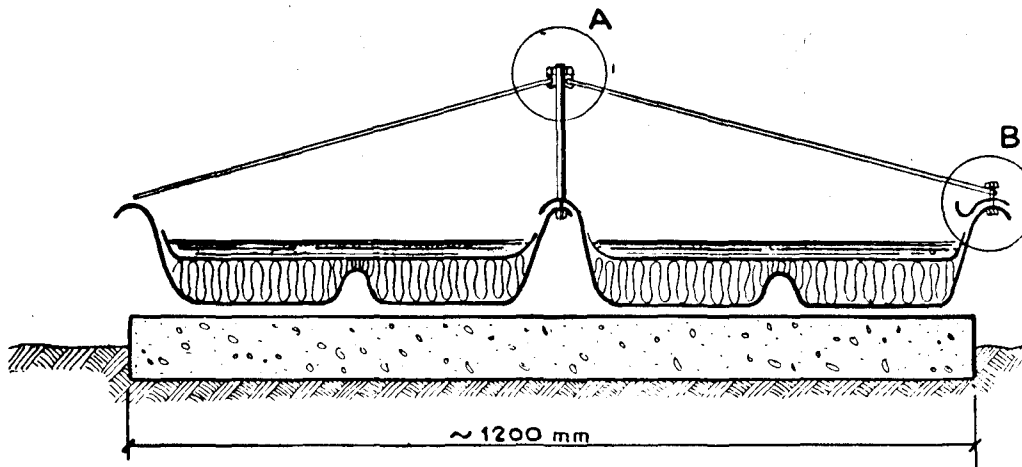
De lo dicho anteriormente opino que en estas dos provincias canarias se debe constituir un centro único para fomentar estas aplicaciones citadas.

La misión de tal centro no debe ser investigar, sino informarse de las realizaciones interesantes que sean viables aquí.

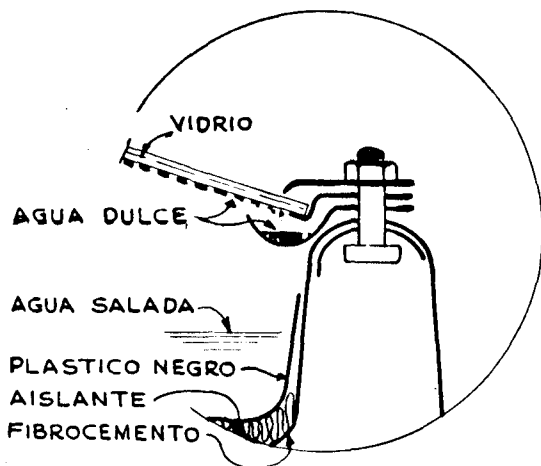
Tal centro debe tener un presupuesto de algunos millones de pesetas anuales, digamos veinte o treinta de ellos, para dedicar un sesenta o un ochenta por ciento a subvencionar realizaciones de este tipo, todavía arriesgadas, y controlarlas luego en su explotación.

Erda, en Estados Unidos, ha seleccionado treinta y cuatro edificios en veintidós estados para instalar en ellos diversos sistemas de calefacción solar. Se presentaron trecientas ocho propuestas. Se repartirán unos quinientos millones de pesetas entre tales proyectos. Son diez edificios de oficinas, cuatro escuelas, tres hoteles, dos fábricas, un hospital y el resto para diverso uso.

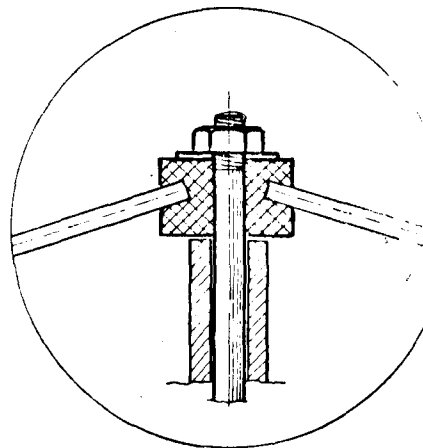
En España tenemos un ejemplo análogo en nuestra investigación concertada.



SECCION TIPICA

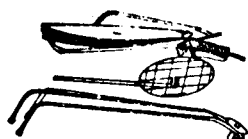


DETALLE "B"

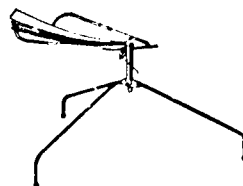


DETALLE "A"

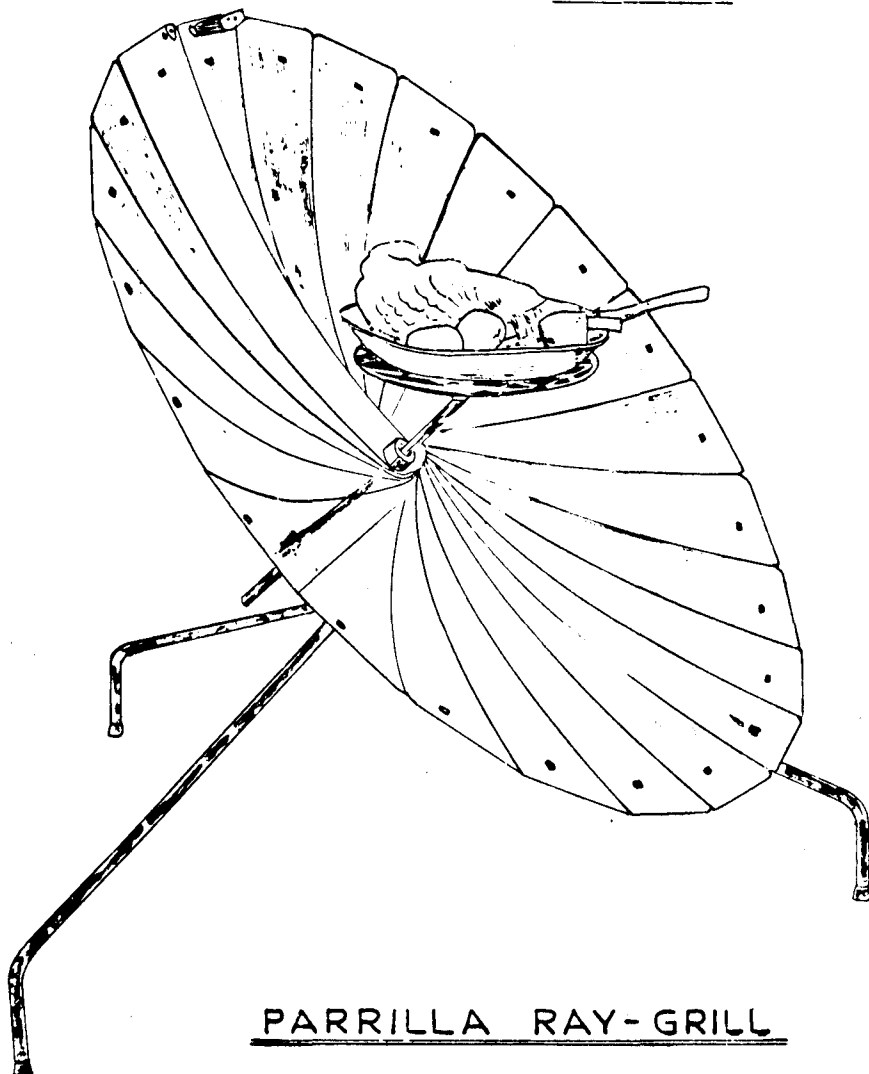
DESALADOR SOLAR SINTES (INTA)



PARRILLA DESARMADA

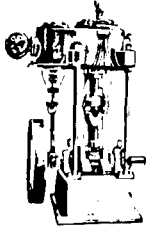


MONTAJE

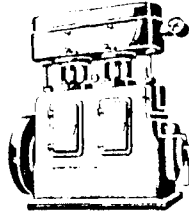


PARRILLA RAY-GRILL

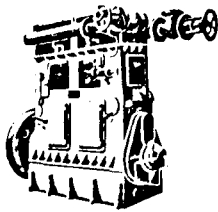
1920



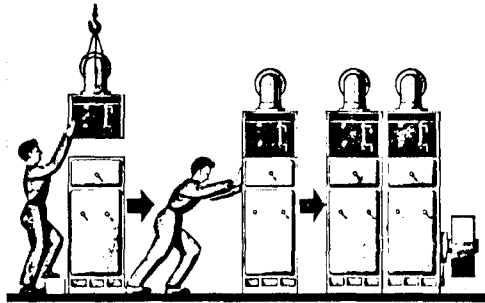
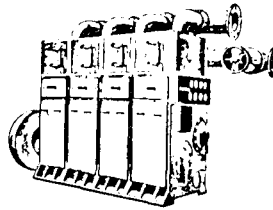
1930



1940



1950



Posible aplicación de la energía solar en las islas Canarias

SANTIAGO BALMASEDA RAMIREZ
DE ARELLANO

1. ENERGÍA SOLAR DISPONIBLE

El sol es un reactor natural de fusión termonuclear de hidrógeno. El reactor, en el que están ya resueltos todos los problemas tecnológicos que implica el confinamiento, renovación de combustible, estabilización, apantallamiento contra la radiactividad, transferencia y distribución de la energía, etc., ha funcionado durante unos 5.000 millones de años y seguirá funcionando al mismo ritmo durante los próximos 1.000 millones, por lo menos. Parte de la energía producida llega a la tierra en forma de radiación luminosa, no degradada térmicamente, con una densidad de flujo de 1.400 W/m^2 , la dosis precisa para mantener la vida sobre el planeta.

La inclinación con que los rayos solares inciden sobre la superficie horizontal, la absorción atmosférica y la alternancia del día y la noche reducen considerablemente la energía media aprovechable por m^2 y por día. Así, para la longitud geográfica de las islas Canarias, una vez tenidos en cuenta los datos meteorológicos y radiotérmicos disponibles (1), (2) se obtienen valores aproximados de la radiación total media anual comprendidos entre 5,5 y 4,5 Kwh/día, m^2 dependiendo del microclima particular. Los correspondientes valores máximos, en julio oscilan entre 8,7 y 6,0 Kwh/día, m^2 y los mínimos, en enero, entre 3,1 y 2,6 Kwh/día, m^2 . Los recursos energéticos totales están limitados únicamente por la superficie máxima que se pueda o desee destinar a los colectores.

Generalmente se estima que la superficie cubierta por las edificaciones (tejados) será suficiente para captar la energía que se va a consumir en éstas, por lo que, en principio, no es necesario habilitar nuevos grandes espacios de terreno para los captadores. Incluso en el caso extremo de las proyectadas grandes centrales solares de tipo de concentración, que requerirán espacios de unos $8 \times 2 \text{ Km}$ para una potencia de 100 Mw el terreno subyacente podrá ser aprovechado para otros usos, incluida la agricultura y ganadería. La energía eléctrica producida anualmente por este tipo de central se estima en $5 \times 10^9 \text{ Kwh/año}$.

Dadas las características geográficas y climáticas particulares de las islas Canarias la producción de energía eléctrica de origen solar es de distribución de forma bastante uniforme a lo largo del año, pudiéndose aprovechar con ventaja el mayor aporte de energía térmica en el verano en un incremento de producción de las plantas potabilizadoras asociadas.

(1) Radiación solar global en España. Instituto Nacional de Meteorología. Pub., D-34, Madrid 1974.

(2) Mapas de radiación solar. F. Ramos y D. Tinant. Inst. Optico. Consejo Superior de Investigaciones Científicas. Madrid, 1976.

Aunque el variado microclima insular, es un importante factor local a tener en cuenta, en todo caso en la mayoría de las islas existen siempre zonas de fuerte insolación típica, especialmente adecuadas para la instalación de colectores solares.

2. ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGIA SOLAR Y SU DESARROLLO PREVISIBLE

El desarrollo de la tecnología de la energía solar ha sido considerado con creciente interés a partir, o como consecuencia de la crisis energética. El tiempo transcurrido es demasiado corto para alcanzar realizaciones prácticas importantes aún tratándose de un desarrollo tecnológico relativamente sencillo, puesto que se basa en principios científicos ya conocidos. Ello ha permitido no obstante establecer ya con seguridad cuales son las posibilidades reales y el alcance de esta nueva fuente de energía, y hacer previsiones y planes sobre un desarrollo a corto y largo plazo. Los campos de aplicación de la energía solar que, en la actualidad, tienen unas posibilidades e interés económico son los siguientes:

a) La calefacción, refrigeración y producción de agua caliente para viviendas y otros edificios. En este importante capítulo del consumo total de energía de cualquier país (20 % del total en USA), se espera que la incidencia de la tecnología solar sea inmediata y extensa.

En la actualidad hay ya en funcionamiento en todo el mundo más de tres millones de calentadores solares de agua; en su mayor parte resultan eficaces y económicos y su tecnología está en la fase de intentar reducciones de costos en grandes series de fabricación e integración en la edificación. La calefacción solar de viviendas ha sido ensayada ya en múltiples países y está empezando a difundirse y comercializarse en gran escala, incluso en prefabricación. Es capaz de suministrar económicamente más del 70 por 100 de las necesidades de calefacción, aún en climas muy fríos, y en los próximos años incidirá progresivamente en el concurso de combustibles clásicos. El acondicionamiento solar de aire necesita, sin embargo, todavía dos o tres años de perfeccionamiento técnico y ensayos antes de poder ser comercializada.

b) Producción de energía eléctrica fotovoltaica. La tecnología de las células fotovoltaicas de silicio, fundamental para los satélites artificiales, está siendo desarrollada y perfeccionada para la producción de electricidad en gran escala. En la actualidad existen 10 fabricantes de paneles de células solares, con una producción anual (1976) del orden de 100 Kw y a precios comprendidos entre 15 y 75 dólares/watio.

Se espera que este coste, excesivo para la mayoría de las aplicaciones, se reduzca considerablemente en cuanto se fabriquen en grandes cantidades, especialmente con la tecnología del silicio policristalino en banda o en película delgada. Para 1985 se prevé (3), (4), (5), una producción total de 500 Mw a un costo de 0,5 dólares/W. La energía térmica disipada en las células (casi un 80%) puede utilizarse simultáneamente para potabilización de agua y otras aplicaciones a baja temperatura. La Agencia para la Investigación y Desarrollo de la Energía (ERDA, USA) dedicará 28,2 M dólares en 1977 para desarrollar este campo, considerando además de los puramente técnicos los factores sociales, institucionales y ambientales que implicará su difusión. Hacia 1990-2000 la producción total será del orden de 50 Gw/año a un coste del orden de 0,1-0,2 dólares/W.

c) Energía solar térmica-eléctrica y producción de H²: se trata de utilizar la energía térmica de la radiación solar concentrada a altas temperaturas. Se consideran tres tipos de aplicaciones principales:

1.º Generadores térmicos a temperatura intermedia y pequeña potencia (10-100 Kw8) para bombear agua, producción de electricidad para pequeñas comunidades aisladas, cooperativas, etcétera. Son sistemas teóricamente simples y comienzan a ser explotados somerzialmente aunque a precios elevados (6).

(3) Solar Heating and Cooling in Buildings methods of economic evaluation (1975). National Bureau of Standards, Washington, D.C.

(4) International Conference on Solar Energy, Los Angeles (1975).

(5) IEEE Spectrum, junio, 1976, USA.

(6) SOFRETES, B. P. 163, 45203, Montargie, Francia.

2.º Centrales concentradoras tipo «Torre solar»: Existen grandes proyectos de este tipo en Francia, Japón, URSS y USA. Este último país dedicará en 1977 unos 30 millones de dólares a la construcción y ensayo de una planta piloto de 5 Mw y diseño de otras de 10 Mw. Hacia 1980-85 se prevé la construcción y puesta en marcha de las primeras centrales de 100 Mw. Su coste de instalación será inferior a los 1000 dólares/Kw (7) y se integrarán en sistemas de energía total con aprovechamiento del calor disipado para potabilización de agua a bajo costo, por ejemplo.

3.º Disociación termoquímica del agua en centrales concentradoras para la producción de hidrógeno como combustible alternativo: se encuentra todavía en período de investigación básica pero promete ser muy importante en un futuro próximo (1990).

d) Destilación solar: Los destiladores solares clásicos del tipo de cubeta horizontal y cubierta de vidrio se han ensayado exhaustivamente y utilizado ya en casi todo el mundo, disponiéndose de datos fiables sobre su rendimiento, que es del orden de 2,7 litros/m² día de media anual (máximo de 3,5 litros/m² día en verano y mínimo de 1,0 litros/m² día en invierno). El rendimiento mejora bajo la acción del viento, alcanzando un 25 por 100 más para una velocidad óptima de unos 20 Km/h. A pesar de su tecnología elemental y de utilizar materiales fácilmente asequibles, este tipo de desalado requiere una gran inversión inicial cuya rentabilidad depende mucho de las condiciones locales. En general sólo es rentable en instalaciones pequeñas con producción inferior a los 10 m³/día.

El costo del agua producida es del orden de 1,1 dólares/m³, con una inversión específica del orden de 10 dólares/m² (8), (9) y no se esperan reducciones sustanciales en el futuro. Actualmente se están desarrollando desaladores solares de características muy prometedoras. Un tipo se basa en reducir al máximo los costos de instalación y mantenimiento, a expensas del rendimiento en combinación con instalaciones de agricultura bajo plástico en ambiente controlado con ahorro de agua (10), o en combinación con salinas convencionales para producir sal al mismo tiempo. En el otro se trata de aumentar al máximo el rendimiento de captación de energía mediante paneles con superficie selectiva y el de destilación empleando evaporaciones multietapa (o flash) en grandes instalaciones. También se puede emplear con ventaja para este tipo de desalador el calor residual de una planta concentradora solar a la producción de energía eléctrica. Se han ensayado además sistemas de destilación de tipo mixto integrados arquitect-

tónicamente, capaces de aportar el caudal necesario para el consumo autónomo de viviendas y hoteles cerca de la costa o en zonas con aguas solubles. No se dispone de datos económicos u operativos sobre estos sistemas.

3. FACTORES LOCALES

La conveniencia de la aplicación de una determinada tecnología energética depende extraordinariamente de las condiciones locales, como puede ser la existencia o no de ciertos recursos energéticos, el tipo de necesidades, factores ecológicos y socioeconómicos, etc. El desarrollo de la tecnología solar ha sido considerado prioritario, por ejemplo, en Japón, archipiélago que no dispone de otros recursos energéticos propios. En su programa energético el proyecto Sunshine implica inversiones progresivas que alcanzarán los 41.000 millones de yens en 1980 y 103.000 millones de yens en 1990 para el desarrollo de células fotovoltaicas económicas, calefacción de viviendas generalizada y construcción de centrales térmicas solares de gran potencia.

En el caso de las islas Canarias el interés de la explotación de la energía solar, se basa en los siguientes factores.

(7) Solar thermal Power Systems, U. of Minnesota and Honeywell, Progress report 3, NSF RANN/SE/Gi-34871/Pr/73/4.

(8) La distillation solaire, Nation Unies, New York, 1972, n.º F.70. II.B.1.

(9) Twenty years of work on solar distillation at the U. of California. Solar Energy, 16 (1974).

(10) Publicaciones del Environmental Research Laboratory. University of Arizona, U.S.A.

- Abundancia de la fuente primaria de energía: Valores elevados de la insolación media anual, del orden de los 5 Kwh/m día, y existencia de fuertes y persistentes vientos en muchos puntos de las islas.
- No existencia de otros recursos propios exceptuando la energía geotérmica.
- Escasez de recursos hidráulicos y necesidad de grandes cantidades de energía térmica para desalación.
- Geografía dispersa que dificulta la producción centralizada y distribución de la energía. La Explotación de la energía solar descentralizada es la que mejor se adapta a las condiciones Insulares y al tipo de consumo, muy disperso y poco polarizado a la industria.
- Importancia especial del factor ecológico en atención al turismo y la agricultura.
- Nivel tecnológico relativamente bajo en la mayor parte de los dispositivos de captación Solar, compatible con su producción por industrias locales. Abundancia de mano de obra para instalación y mantenimiento. Posibilidades de exportación de tecnología hacia mercados africanos.
- Posibilidad de una financiación gradual y expansión progresiva de la producción a medida que aumenta el consumo de energía. La descentralización reduce la necesidad de grandes inversiones públicas y de créditos a largo plazo.

4. NECESIDADES DE DATOS DIRECTOS

El estudio de las posibilidades de explotación de la energía solar de las islas Canarias y sus posibles implicaciones en una planificación de sus recursos económicos requiere el aporte de datos más detallados sobre la insolación y distribución de vientos, datos económicos y operativos reales que sólo pueden recabarse mediante el ensayo de sistemas o prototipos experimentales «in situ». Por otra parte es necesario hacer una recopilación al día de información técnica sobre patentes, sistemas comerciales, desarrollo de la investigación en este campo, implicaciones socioeconómicas e instituciones, sistemas de financiación pública, interés de la industria y de la inversión privada, etc.

Para la evaluación detallada de las disposiciones del recurso energético básico, y para la elección de emplazamientos y planificación de las estaciones captadoras, se requiere información detallada sobre las condiciones locales y estadísticas de insolación, así como sobre la distribución espacial de la radiación, porcentaje de la componente directa sobre la total y difusa distribución temporal de la nubosidad. Los datos de que se dispone en la actualidad son muy limitados y probablemente afectados por errores de calibración absoluto.

Los datos más útiles son los que suministran una serie de estaciones registradoras que acumulan los valores horarios y la radiación directa y total en forma compatible con la toma de datos de un ordenador. La gran variedad de microclimas requieren en efectos un estudio detallado y tratamiento de un gran número de datos por ordenador. En este sentido se considera interesante el estudio de los datos suministrados por satélite sobre nubosidad, intensidad de la radiación reemitida, etc. Esta información, por ejemplo la del satélite ERST-1 de percepción remota de recursos terrestres, es accesible y puede aportar datos muy útiles y completos en una escala de tiempo relativamente corta, especialmente a escala microscópica con resolución de algunos kilómetros.

Sin embargo, estos datos deben complementarse y calibrarse con medidas de estaciones registradoras en tierra sobre la radiación directa, especialmente importante para evaluar los sistemas concentradores de captación de energía.

Una estación registradora típica consta de un piroheliómetro sobre montura ecuatorial (160.000 pesetas), un pianómetro termoeléctrico especial (100.000 pesetas), un anemómetro y sensores de temperatura (100.000 pesetas) y unos registradores y alimentación (340.000 pesetas). Se requieren unas cinco estaciones básicas de este tipo (costo unitario 700.000 pesetas).

aproximadamente) destruidas convenientemente para completar la red de estaciones del Servicio Meteorológico Nacional, y una red secundaria de al menos 20 pequeñas estaciones registradoras con piranógrafo bimetálico, termográfico y anemómetro (costo unitario aproximadamente 200.000 pesetas).

La instalación y mantenimiento de los equipos podría hacerse con la colaboración ocasional del personal de instalaciones públicas locales (Universidad, Institutos y Ayuntamientos).

En una primera fase, el ensayo de sistemas experimentales operativos es necesario para determinar la factibilidad económica y técnica de sistemas de captación de energía o de desalación, y la conveniencia de su emplazamiento. Se recomienda concretamente el abordar el estudio concreto de definición y ensayo de un sistema de potabilizadora solar combinando con una salina y obtención de datos reales de funcionamiento. Análogamente para un desalado integrado en la construcción a nivel de prototipo (presupuesto aproximado de 3 millones) y para una estación de bombeo de agua y generador eléctrico por energía eólica de unos 10 ó 20 Kw. Este tipo de ensayos y desarrollos tecnológicos son fundamentales para una planificación en diseño a escala definitiva de sistemas de captación de energía solar.

5. CONCLUSIONES DEL INFORME

Dadas las características de las islas Canarias y el desarrollo actual y previsible a corto plazo de la tecnología de la energía solar, se considera imprescindible el tener en cuenta esta energía como recurso energético primario en la planificación general e hidrológica de las islas.

El desarrollo de una tecnología propia de la energía solar puede conducir a una holgada independencia energética, a la producción económica de aguas potables, incluso para usos agrícolas, y contribuir al desarrollo industrial y económico, sin perturbar sin embargo en lo más mínimo el equilibrio ecológico de la región.

Obtención de energía a partir del gradiente térmico del mar. Estado actual

J. T. DIEZ ROCHE
C. HERNANDEZ GONZALVEZ

1. INTRODUCCION

El proceso que vamos a ver utiliza el mar tropical como un gigantesco sistema natural de coleccionar y almacenar energía solar, para luego utilizarla en una planta de potencia. Dicha planta puede operar durante veinticuatro horas y trescientos sesenta y cinco días por año.

Un dato de la potencia que la superficie de los mares tropicales reciben es que la mitad de la potencia que la tierra recibe del sol (aproximadamente 170.000 millones de Mw) es retenida por los mares tropicales.

Una planta de Conversión de Energía Térmica del Océano (CETO), genera electricidad debido al potencial latente en un determinado lugar de la diferencia de temperatura entre el agua caliente de la superficie de los océanos tropicales y el agua fría en las profundidades, alrededor de 600 a 1.200 m., debido a corrientes profundas desde los polos de la tierra.

La tecnología de la operación de la planta está basada en los ciclos termodinámicos de las máquinas térmicas, es decir, un fluido de trabajo con una presión de vapor alta y temperatura aprovechable pasa a través de un cambiador de calor, en el cual, el calor es extraído de las capas de superficie del océano, que están calentadas por el sol y son bombeadas a través del cambiador.

Con una presión de vapor alta el fluido de trabajo pasa a través de la turbina generador, la cual produce la potencia eléctrica.

A la salida de la turbina el fluido de trabajo tiene una presión de vapor baja y pasa a través del condensador, en el cual el calor es sacado mediante el agua fría bombeada de las profundidades del océano.

El fluido de trabajo en fase líquida es bombeado desde el condensador al evaporador, completándose el ciclo cerrado de la planta.

Lo que obtenemos de este tipo de planta en principio es potencia eléctrica, para un consumo local o transmisión, pero también se puede convertir en un combustible que se puede transportar y almacenar fácilmente.

Otras aplicaciones importantes, pueden ser:

- 1) Instalación de equipos de desalinización del agua del mar para obtener agua potable.
- 2) Instalar una industria de mericultura.

La figura 1.1 nos muestra una estimación de los costos de instalación para plantas que producen electricidad pero de fuentes diferentes. (Septiembre de 1974.)

ESTIMATED INSTALLATION COSTS FOR ELECTRIC GENERATING PLANTS

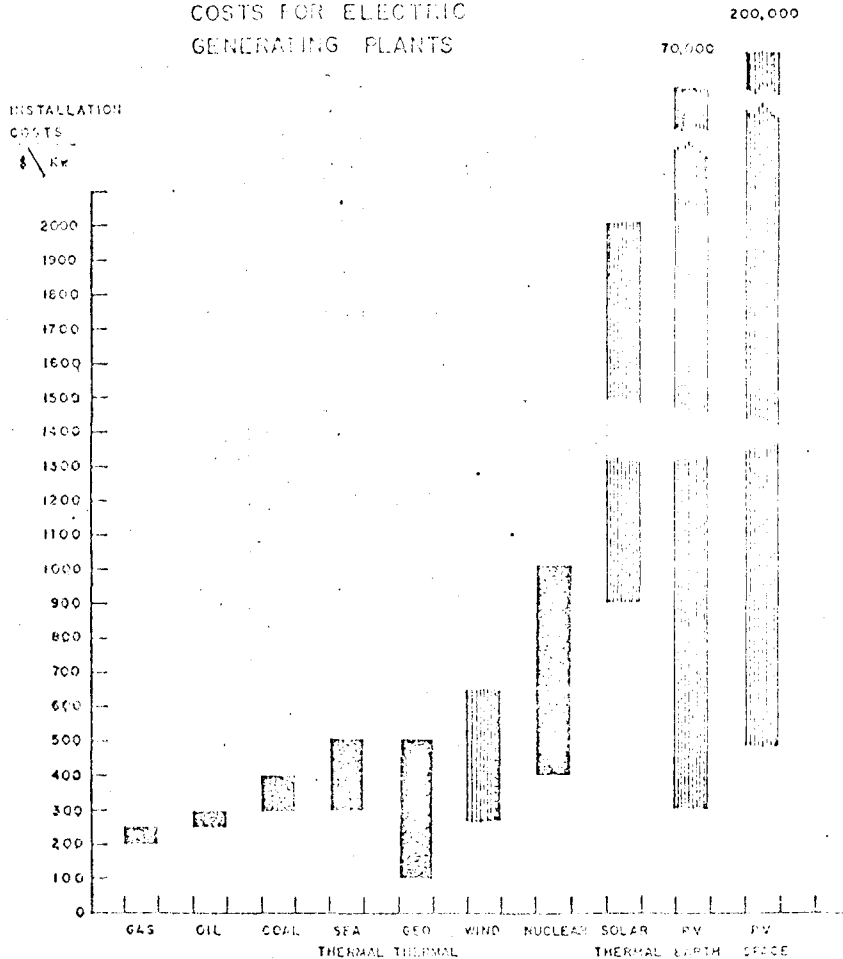


Fig. 1.1

Vemos que las plantas de gas, el coste está entre 200 dólares (11.600 pesetas) y 300 dólares (17.400 pesetas) por Kw; las plantas que queman petróleo cuestan un poco más; las plantas que queman carbón cuestan desde 300 dólares (17.400 pesetas) a 400 dólares (23.200 pesetas) por Kw. Las plantas nucleares, sus costes están desde 400 dólares (23.200 pesetas) a 500 dólares (29.000 pesetas) por Kw, para plantas acabadas en septiembre de 1974, pero se estima que en el futuro los costos serán de 1.000 dólares (58.000 pesetas) por Kw. Estas son las cuatro fuentes de potencia normales en este momento.

Ahora vamos a comparar con otras plantas de potencia, como la conversión de la energía térmica del mar, que oscila entre 300 dólares (17.400 pesetas) y 500 dólares (29.000 pesetas) por Kw.

Las plantas de potencia geotérmica varían entre 100 dólares (5.800 pesetas) a 500 dólares (29.000 pesetas) por Kw. Las plantas de potencia que aprovechan la energía eólica varían entre 200 dólares (11.000 pesetas) y 700 dólares (40.600 pesetas) por Kw. Como vemos éstas

están por debajo de la energía nuclear. Luego tenemos las plantas de energía solar con un costo desde 800 dólares (46.400 pesetas) a 1.800 dólares (100.000 pesetas) por K_j y las que reciben la energía del espacio con un costo elevadísimo, estos datos han sido dados por el segunda Workshop OTEC:

2. HISTORIA

Vamos a ver cómo fueron apareciendo estos nuevos conceptos de aprovechar la energía:

En 1881, D'Arsonval publicó sus ideas de aprovechar esta diferencia de temperaturas entre la superficie y la profundidad del océano.

Hacia 1930, Claude construyó este tipo de planta en Cuba, utilizó como fluido de trabajo el agua. Para una diferencia de temperatura de 14°C , desarrollaba 22 Kw. La gran desventaja que tenía es que necesitaba turbinas grandes a causa de que tenía una presión de vapor muy baja.

En 1950, hubo un nuevo intento francés en la costa de Nigeria.

En 1960, Anderson y Anderson junior, aplicaron las ideas de D'Arsonval utilizando un fluido de trabajo volátil.

En 1973, aparece el primer NSF (National Science Foundation) Workshop y hay dos universidades que son subvencionadas UMASS (Universidad de Massachusetts) encabezada por Heronemus y CMU (Universidad Carnegie-Mellon) por Zener.

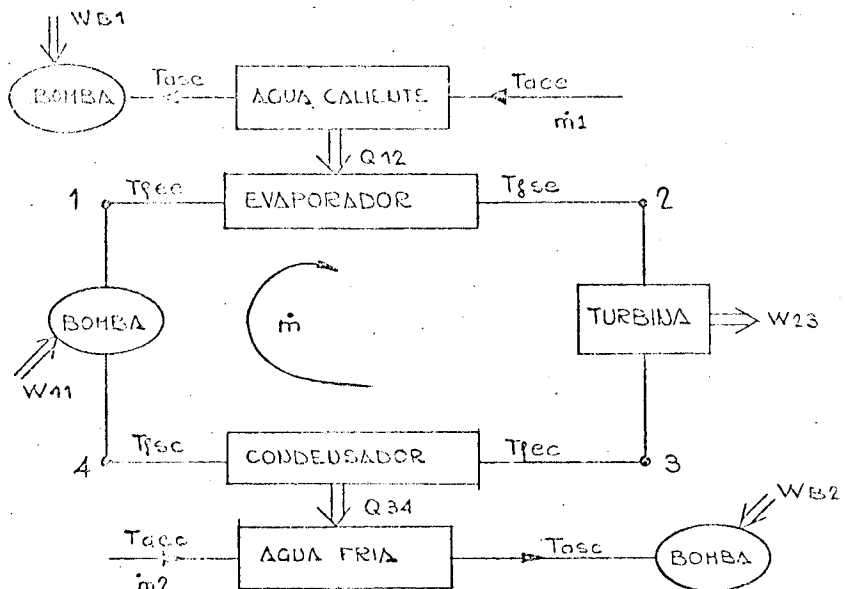
En 1974, en el segundo NSF Workshop, se interesan por el asunto las empresas Lockheed, TRW y United Engineers and Constructor.

En enero de 1975, los trabajos de NSF acerca de las plantas CETO pasarán a ERDA (Administración del Desarrollo e Investigación de la Energía) encabezada por R. Cohen.

En mayo de 1975, se celebró el tercer OTEC Workshop.

3. DESCRIPCION DEL CICLO DE POTENCIA CERRADO RANKINE

El esquema E.3.1 nos muestra todas las partes de que consta una planta CETO y vamos a analizarla.



E.3.1.—Esquema general del ciclo de potencia cerrado Rankine.

De 1-2, tenemos el evaporador, el fluido de trabajo entra a la temperatura T_{fez} (temperatura fluido entrada evaporador) y sale a T_{fse} (temperatura fluido salida evaporador), el calor que recibe para pasar de líquido a gas es Q_{12} y que viene suministrado por el agua caliente de la superficie del océano, que entra a temperatura T_{aee} (temperatura agua entrada evaporador) y sale a T_{ase} (temperatura agua salida evaporador), el flujo de agua caliente que usamos en el cambiador de calor es m y el trabajo que gastamos viene dado por W_{B1} .

De 2-3 tenemos la turbina, el fluido de trabajo sale del evaporador con una presión de vapor alta y entra en la turbina, nos proporciona un trabajo W_{23} y sale a una presión de vapor menor.

De 3-4, tenemos el condensador, el fluido de trabajo entra a una temperatura T_{fec} (temperatura fluido entrada condensador) y sale a T_{fsc} (temperatura fluido salida condensador), ahora necesitamos extraer un calor Q_{34} para pasar de gas a líquido el fluido de trabajo, este calor se lo lleva el agua fría, que procede de las profundidades del océano, que entra a una temperatura T_{afe} (temperatura agua entrada condensador) y sale a una temperatura T_{afc} (temperatura agua salida condensador), el flujo de agua fría viene dado por m y el trabajo necesitado por W_{B2} .

De 4-1 debemos llevar el fluido de trabajo de la salida del condensador a la entrada del evaporador, para lo cual usamos una bomba, aquí vamos a gastar un trabajo W_{41} .

El rendimiento de este proceso viene dado por:

$$\eta_c = \frac{T_{fse} - T_{fsc}}{T_{fse}} = \frac{\text{temp. caliente} - \text{temp. fría}}{\text{temp. caliente}}$$

y los rendimientos que obtenemos normalmente oscilan desde 1,8 a 2,4 por 100, que son rendimientos muy bajos.

El método que hemos seguido para calcular el ciclo es el siguiente:

Fijamos como dato inicial la potencia W_{23P} que queremos obtener de la planta, por ejemplo, 25 Mw, y mediante un programa Fortran vamos obteniendo los siguiente resultados:

- \dot{m} = gasto másico del fluido de trabajo.
- W = trabajo real necesitado por la bomba del ciclo.
- η_c = rendimiento térmico del ciclo.
- \dot{m}_1 = gasto másico de agua caliente en el C.C.
- \dot{m}_2 = gasto másico de agua fría en el C.C.
- A_1 = Area del cambiador de calor en el evaporador.
- A_2 = Area del cambiador de calor en el condensador.
- v_1 = velocidad agua caliente en la tubería.
- v_2 = velocidad agua fría en la tubería.
- Δp_1 = pérdida de carga en la tubería agua caliente.
- Δp_2 = pérdida de carga en la tubería agua fría.
- W_{B1} = trabajo necesitado en la bomba de agua caliente.
- W_{B2} = trabajo necesitado en la bomba de agua fría.
- η_r = rendimiento = $\frac{\text{pot. obtenida real}}{\text{pot. obtenida}}$
- Porcentaje pot. perdida = $\frac{\text{pot. gastada}}{\text{pot. obtenida}}$

4. DIFERENTES ESQUEMAS PLANTAS CETO

4.1. Planta Anderson

En la figura 4.1.1 tenemos que los conceptos más importantes son:

- a) Una plataforma flotante soporta la planta.
- b) Los evaporadores y condensadores están sumergidos.

- c) Utiliza como fluido de trabajo, propano, cuya alta presión de trabajo permite utilizarlo con eficiencia.
- d) Utiliza cambiador de calor de flujo cruzado y lleva las bombas de agua profundas para evitar la cavitación.
- e) Si colocamos el condensador por encima del evaporador, el fluido de trabajo fluirá bajo su propio peso, sin la necesidad de una bomba.

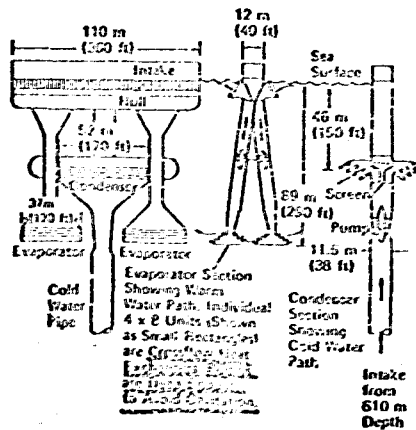
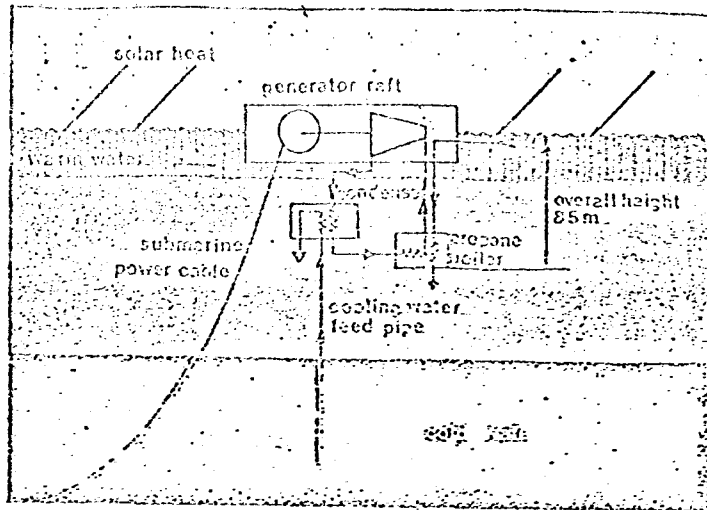


Fig. 4. The Anderson's 120-Mw., closed-cycle OTEC plant concept using propane as the working fluid. All pumps are driven by propane turbines inside the pump hubs.

Fig. 4.1.1

- f) Anderson elimina la diferencia de presión entre los lados del cambiador de calor al sumergir el C.C. a una profundidad tal, donde la presión hidrostática, justo equilibra la presión de vapor desarrollada por el fluido. Esto permite usar láminas delgadas de metal. Además el uso del equilibrio de presión en cambiador de calor, elimina la necesidad de recipientes de presión costosos, los cuales son usualmente necesarios.

4.2 Plantas UMASS

Veamos la figura 4.2.1. Esta planta fue diseñada para situarla en la Corriente del Golfo, cerca de la Universidad de Miami. Se supone un gradiente térmico de trabajo de $17,8^{\circ}\text{C}$ y un rendimiento de 1,8 por 100. Como fluido de trabajo propuso propano para una planta de 400 Mw. Los evaporadores han sido colocados en fila en la parte superior del casco cilíndrico. En la figura podemos ver la situación de la tubería de agua fría, y los condensadores están situados en el casco cilíndrico.

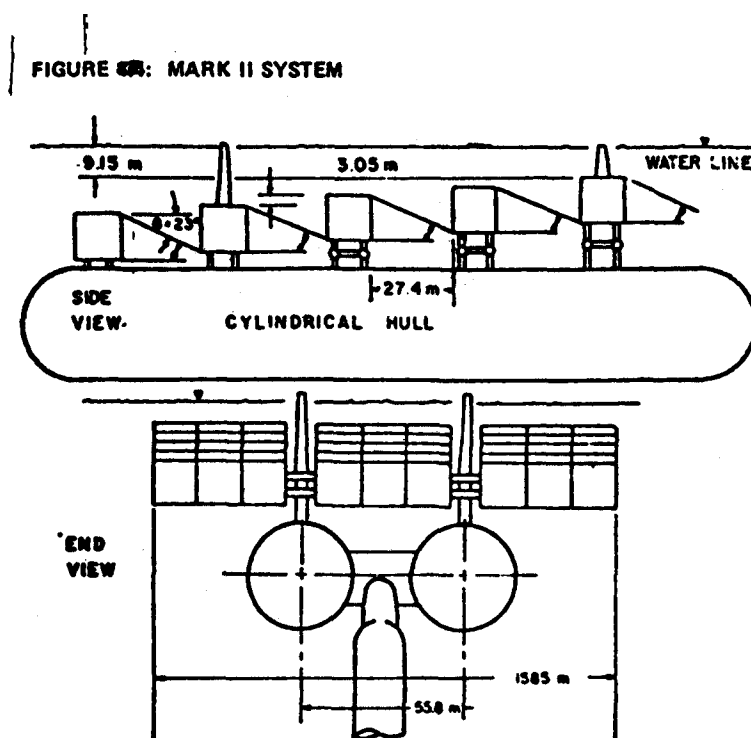


Fig. 4.2.1 y 4.2.2. — Figuras de la planta UMASS, para dar una potencia de 400 Mw.

La planta consta de 16 unidades de potencia cada una de 25 Mw y se le supone una vida de 40 años.

En la figura 4.2.2 tenemos las partes de que consta la planta:

1. Tubería agua fría.
3. Condensador.
4. Bomba de agua fría.
5. Evaporador.
6. Bomba de agua caliente.
9. Bomba fluido de trabajo.
10. Turbina.

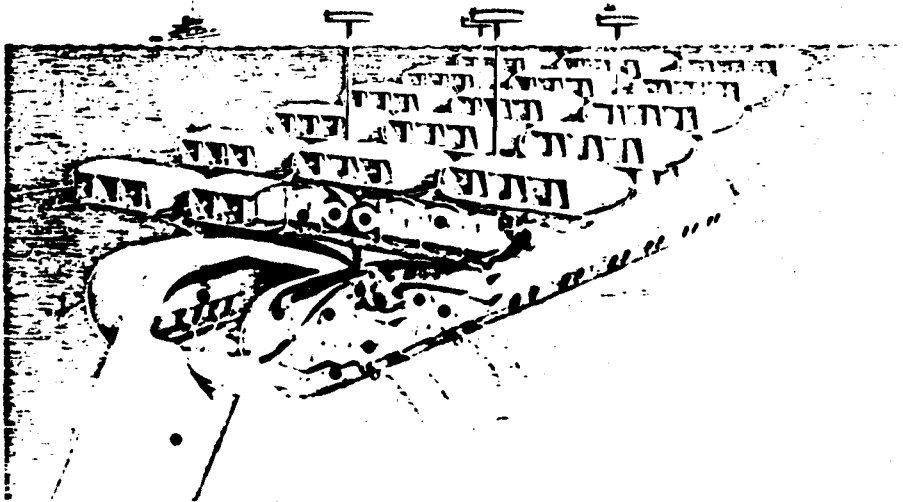


Fig. 4.2.2.

4.3 Planta CMU

Las ideas fundamentales de esta planta son, que sea sumergida, automática y no tripulada, con múltiples módulos de potencia.

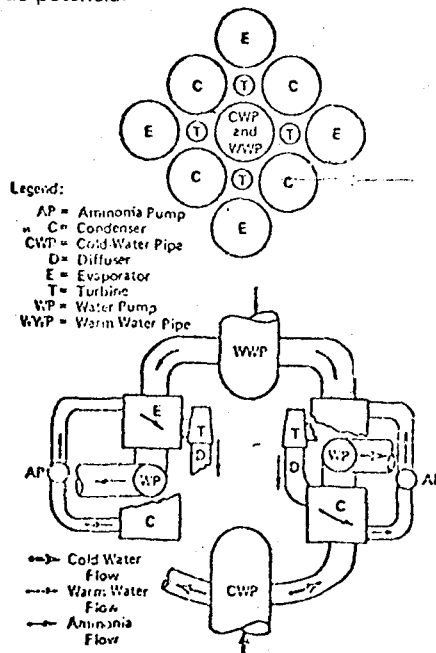


Fig. 6 Carnegie-Mellon University's modular scheme for a fully submerged, unmanned plant. The warm water (WWP) inlet (with screen) is near the surface; the cold water (CWP) inlet (with screen) is at 500-700 m depth.¹³

Fig. 4.3.1

La planta tiene una potencia de 100 mw, la tubería de agua fría mide 600 m y lleva un flujo hacia los condensadores de unos 2 millones de m^3/h . La velocidad del agua a través de los cambiadores de calor sera de 2 m:seg

El gradiente térmico que tendremos en esta planta, se supone es de $20^{\circ}C$ y un rendimiento de 2 por 100.

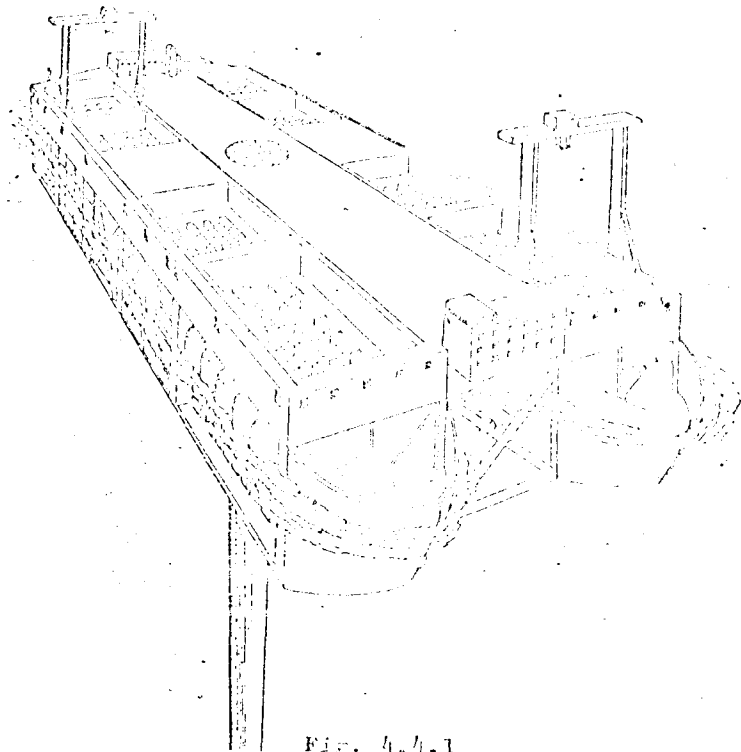
Utilizan como fluido de trabajo, amoniaco.

El esquema general de esta planta, viene dado por la figura 4.3.1, donde vemos que es completamente simétrica respecto a la entrada y salida de agua.

En la figura 4.3.1 la idea es hacer una planta de 100 Mw que consta de cuatro módulos, cada uno de ellos con su propio condensador, evaporador, turbina y bombas. De esta forma conseguimos una turbina de amoniaco de 25 Mw que es manejable en tamaño, con un rendimiento no menor al 90 por 100.

4.4 Planta APL/JHU (Applied Physics Laboratory/The Johns Hopkins University)

Veamos la siguiente figura 4.4.1. La planta tiene una longitud de 145 m y desplaza aproximadamente 55.000 toneladas, la tubería de agua fría tiene una longitud de 900 m. Los módulos



de los evaporadores y condensadores están sumergidos y la ventaja de esta planta es que usa módulos de poca potencia, del orden de 5 Mw.

El fujo de salida de los evaporadores y condensadores pueden ser dirigidos para ayudar a mantener la planta.

Tratan de minimizar los costes de C.C. mediante el uso de tubos de aluminio de gran diámetro, para reducir el número de uniones y, por tanto, los costos de fabricación.

4.5 Planta Lockheed/Betchel Corporation and T.Y. Lin Internat.

Han elegido un sistema sumergible, tal como se ve en la figura 4.5.1 ya que piensan que incrementará la estabilidad y minimizará la oportunidad de accidentes. El casco lo fabricarían de hormigón armado. Utilizan como fluido de trabajo el amoniaco. En los cambiadores de calor usan tubos de titanio, ya que es muy inerte al agua del mar y compatible con el amoniaco.

La planta genera una potencia de 160 Mw, suficiente potencia eléctrica para una ciudad de 100.000 personas y tiene 76 m de ancho y 490 m de largo y pesa alrededor de 300.000 Tm. Existen cuatro módulos de potencia, los cuales están separados y uno de ellos se puede ver en la figura 4.5.1. Está diseñada para 100 años de vida.

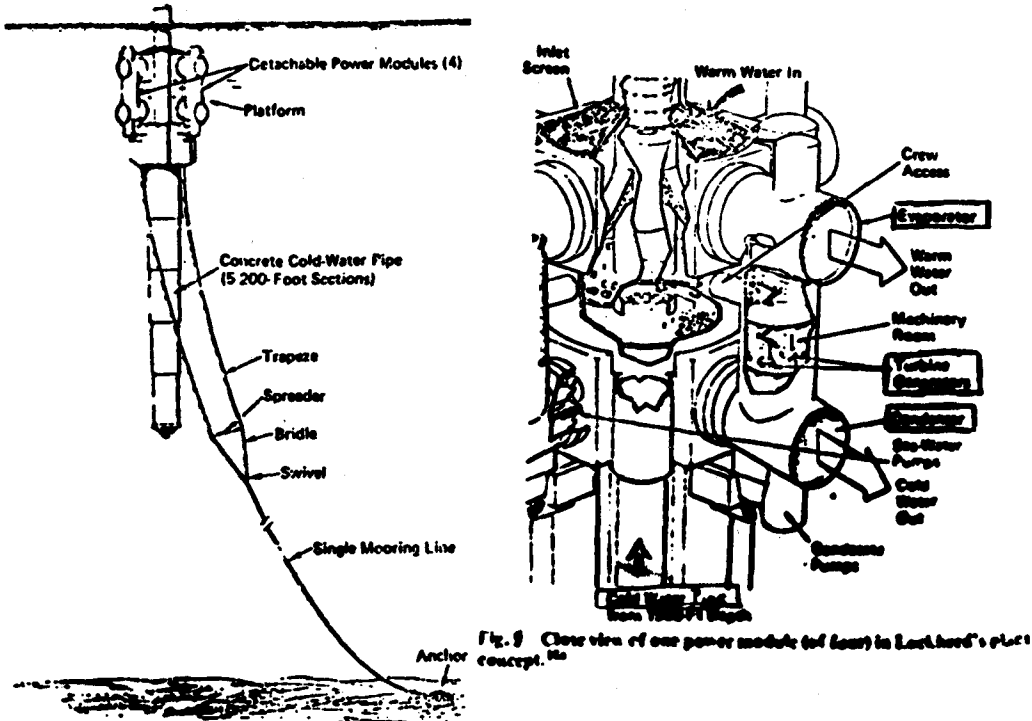


Fig. 4.5.1. — Figuras de la planta Lockheed, submergida y anclada, de una potencia de 160 Mw.

4.6 Planta TRW/Global Marine/United Engineers and Onstructors

Veamos la figura 4.6.1, la planta tiene una potencia de 100 Mw, es de superficie cilíndrica, con un diámetro de 103 m y desplaza 213.000 Tm.

Tiene un sistema de posición de la planta dinámico, porque será menos caro que el sistema de anclaje; hay unos chorros de agua que controlan la posición de la planta.

La planta consta de 4 módulos de potencia, que están situados dentro del casco de hormigón armado. Igual que la Lockheed, los cambiadores de calor usan tubos de titanio, y el fluido de trabajo fuera de los tubos es amoniaco.

Sin embargo, esta planta tiene una tubería de agua fría fabricada de plástico reforzado de fibra, con una longitud de 1.200 m y 15 m de ancho, tal que consiga el más alto ΔT para la planta. La planta está diseñada para 40 años de vida.

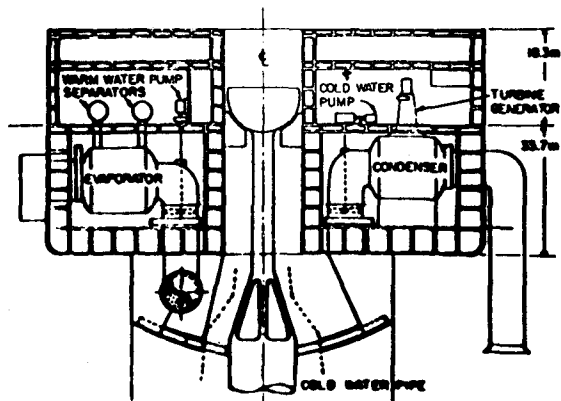
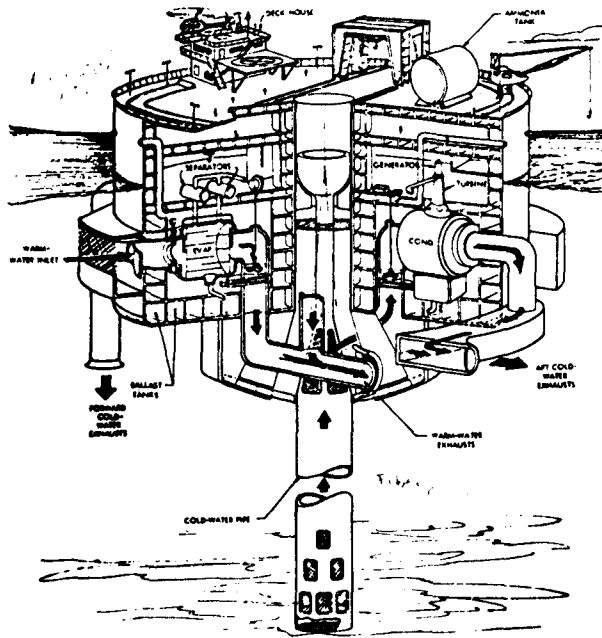


Fig. 4.6.1 y 4.6.2. —Planta TRW, semi-submergida y con sistema de anclaje diámico, de una potencia de 100 Mw y la tubería de agua fría mide 1.200 m.

La plataforma flotaría parcialmente por encima del agua.

Como se ve en la figura 4.6.2 es un cilindro muy grande, de eje vertical, con un casco de hormigón armado. Todas las partes de su planta de potencia están en el interior del casco de la planta; ninguna parte está expuesta directamente al agua del mar excepto los lados de los C.C. por donde entra y sale el agua del mar.

4.7 Planta japonesa

El Japón también está interesado en el diseño de una planta CETO. En la figura 4.7.1 tenemos un diseño preliminar para una planta de 1,5 Mw.

La planta ha sido diseñada para situarla en aguas tropicales. Se supone que las aguas de la superficie están a una temperatura de 29° C y el agua fría a 7° C.

Han realizado estudios para dos fluidos de trabajo: amoníaco y F-114.

En la tabla 4.7.1 vemos que al aumentar la temperatura de entrada del agua fría, la potencia de salida disminuye y el coste aumenta.

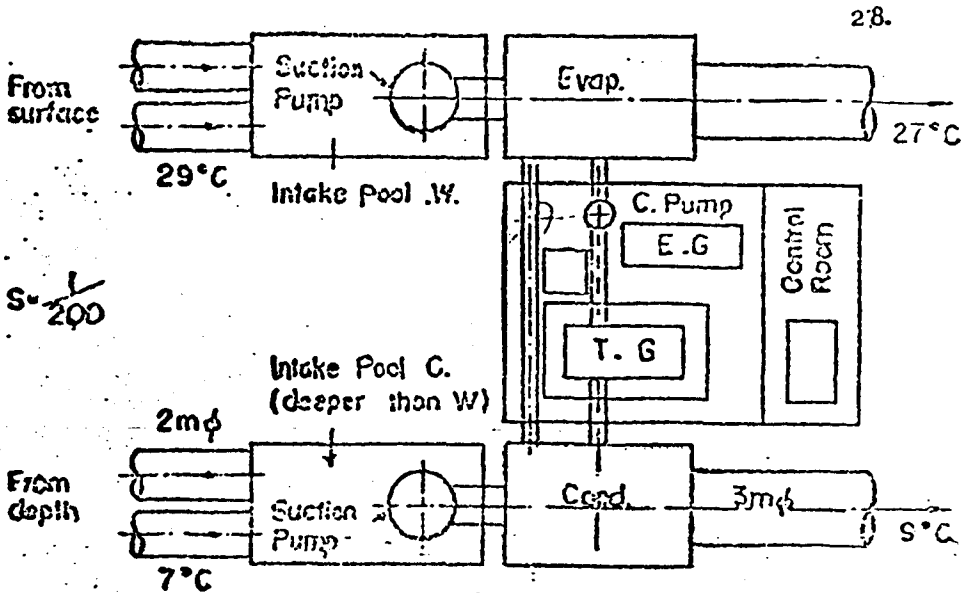


Fig. 4.7.1

TABLE 4.7.1. DEPENDENCY OF POWER OUTPUT ON COLD WATER TEMPERATURE

Cold water temperature	7° C		8° C		9° C	
	NH ₃	R-114	NH ₃	R-114	NH ₃	R-114
Working Fluids						
Items						
Output power (kw) (at the generator terminal)	1.500	1.500	1.380	1.410	1.250	1.320
Unit power cost (mill/kwh) (at the transmission terminal)	80	112	97	114	113	224

5. CRITERIOS PARA LA ELECCION DEL LUGAR

Existen varios factores para juzgar la conveniencia de un lugar para una planta:

1. La conveniencia de múltiples usos, de la salida de la planta, p.ej.: potencia, agua potable, etc.
2. Máximos gradientes de la temperatura del agua con altos volúmenes de agua suministrada.
3. Proximidad de un mercado para productos de la planta.
4. Beneficios sociales.

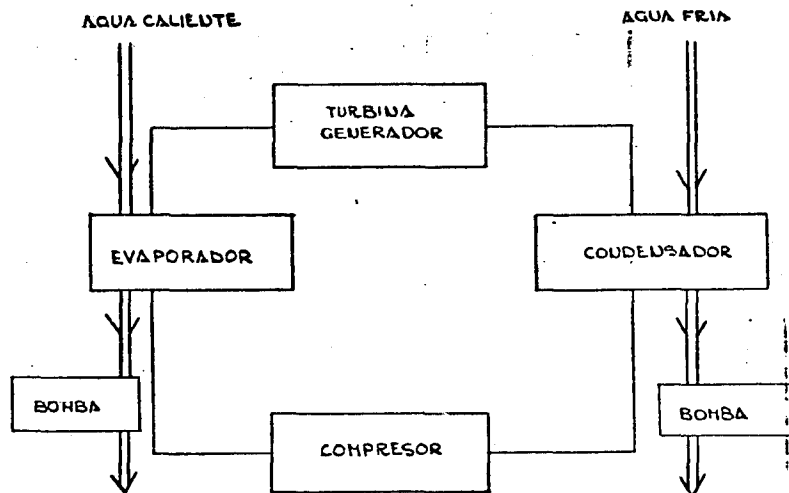
Los parámetros necesarios para un análisis detallado de un lugar para una planta son:

1. Parámetros económicos.
 - a) Aprovechamiento del lugar.
 - b) Mercado para productos.
 - c) Beneficio social.
 - d) Coste de construcción.
 - e) Coste de operación y mantenimiento.
 - f) Impacto sobre el medio ambiente.
 - g) Valor salvaje.
2. Parámetros del medio ambiente.
 - a) Reconocimiento del Medio Ambiente.
 - b) Temperaturas agua (variación en tiempo y espacio).
 - c) Corrientes.
 - d) Oleajes, vientos y mareas.
 - e) Geotérmica (otras fuentes de agua caliente).
 - f) Calidad del agua.

La localización óptima de las plantas CETO, es en aguas tropicales entre 23° N y 23° S.

6. IDEAS GENERALES DE LAS PARTES PRINCIPALES DE UNA PLANTA CETO

El diagrama de bloques de una planta CETO es el que se indica en el Diagrama 6.1.



D. 6.1

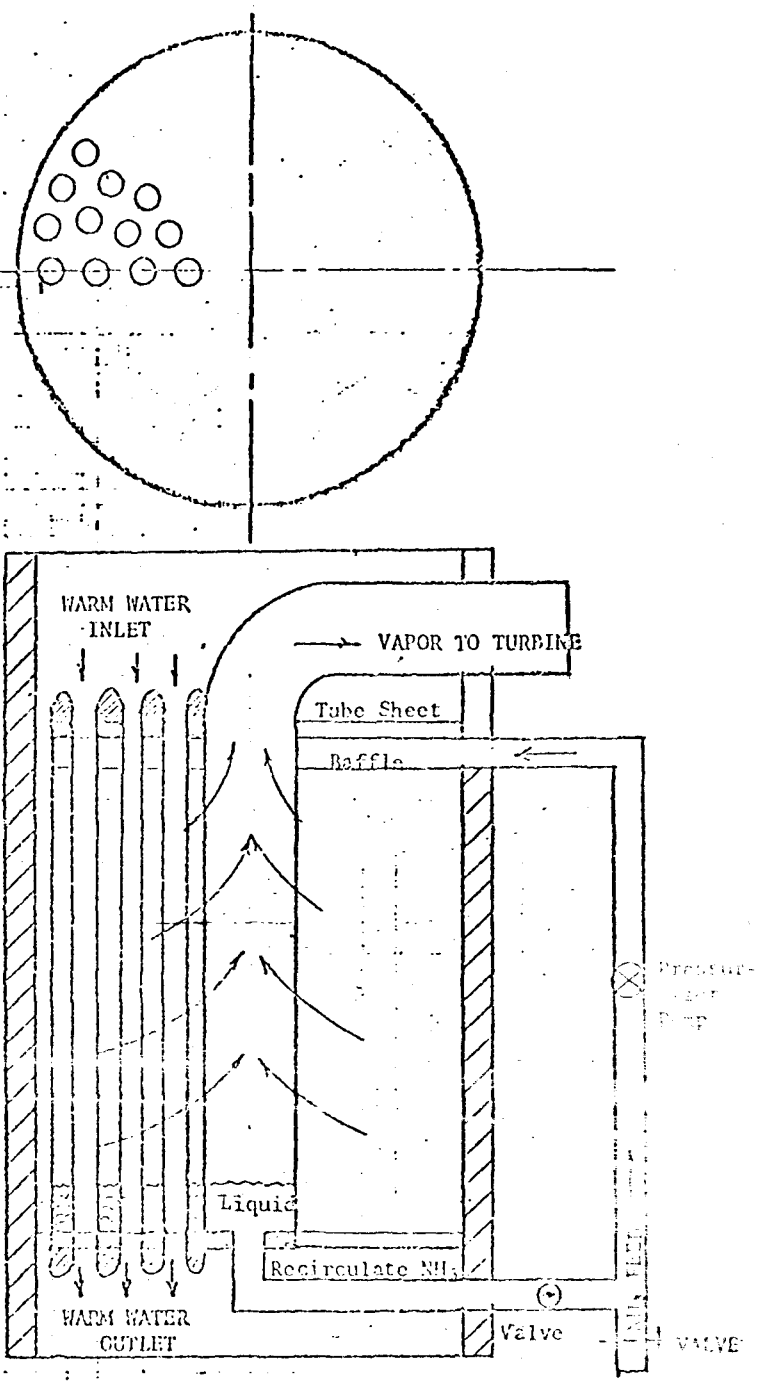


Fig. 6.1.1

6.1 Cambiadores de calor

Para una planta de 100 Mw, las áreas totales que vamos a manejar van a ser del orden de 2 millones de m² y los flujos de agua caliente del orden de 2,5 millones de m³/h y de 2 millones de m³/h de agua fría.

Uno de los problemas más graves que vamos a tener va a ser la suciedad marina, ya que afecta al rendimiento de la transmisión de calor, por tanto, deberemos poder limpiar la superficie del cambiador de calor del lado del agua con facilidad. Esto puede ser hecho químicamente, cerrando el lado del agua y empapándolo en concentraciones altas de cloro.

El cambiador de calor debe ser de la forma indicada en la figura 6.1.1, donde cada uno de los tubos debe tener acanaladuras sobre el lado del agua y sobre el lado del fluido. Un cambiador completo es mostrado en la figura 6.1.1. Los tubos están situados verticalmente con el agua en su interior y el fluido de trabajo en el exterior. Para el evaporador el líquido es alimentado por la parte superior, parte se evapora y se va a la entrada del cuerpo de la turbina, la parte que no se evapora es recirculada con una bomba y alimenta la parte superior.

6.2 Turbina

El criterio que vamos a tomar para diseñar una turbina, será que tengamos el máximo rendimiento.

Con este criterio podemos usar turbinas axiales o radiales, ya que obtenemos rendimientos por encima del 90 por 100, pero se ha encontrado que en el caso de plantas CETO, las turbinas axiales tienen más ventajas sobre las radiales.

El seleccionar un fluido de trabajo es muy importante para la turbina; debemos tener una presión de vapor alta a la temperatura de entrada a la turbina, por esta razón el agua no es un buen fluido de trabajo, ya que a 21°C, tiene una presión de 0,3 psia, tampoco debe ser excesivamente alta, como en el caso del dióxido de carbón, que a 21°C tiene una presión de 853,4 psia; se han encontrado muchos fluidos de trabajo con una presión de vapor razonable, por ejemplo, propano, amoníaco, dióxido de azufre, freón-12, etc.

El flujo másico que debemos tener debe ser bajo, ya que si definimos la potencia de salida como

$$P = \dot{m} \cdot \eta_p \cdot \eta \cdot H ; \eta_p = \frac{P}{\dot{m} \eta H}$$

siendo \dot{m} = flujo másico

η_p = rendimiento de potencia del sistema.

η = rendimiento turbina.

H = diferencia de entalpía.

para \dot{m} menor tenemos η_p mayor.

También es deseable que el tamaño de la turbina sea pequeño.

Según esto, si lo que deseamos es flujo másico bajo y tamaño de turbina pequeño, el amoníaco parece ser el mejor fluido, después el butano normal y el propano.

En la figura 6.2.1 tenemos dos fluidos de trabajo, amoníaco y propano, y se puede apreciar que el tamaño de las turbinas de propano es mayor que el de las de amoníaco y que las r.p.m. son mayores en el amoníaco que en el propano.

En el caso de que seleccionemos el amoníaco, los problemas mayores de la turbina serán el sellado y los materiales.

6.3 Tubería de agua fría

La tubería debemos diseñarla, teniendo en cuenta los siguientes problemas:

- Cargas de torbellino inducido.
- Flujo de fluido interno e inestabilidad de la tubería.
- Acoplamiento de a) y b).
- Efectos de martilleo del agua.
- Respuesta de la tubería al movimiento inducido por las olas en la planta CETO.
- Fatiga y corrosión a la fatiga con las cargas generadas en a) y e).

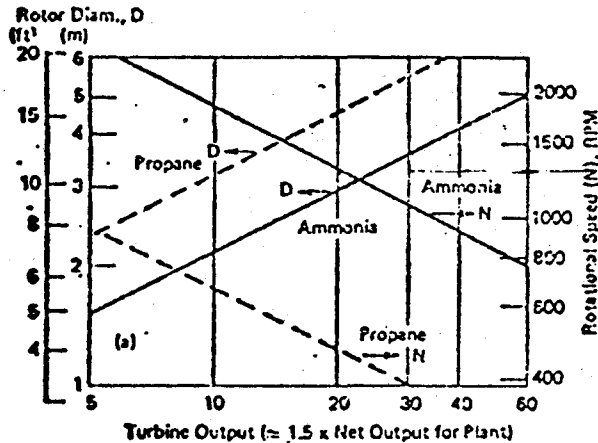


Fig. 6.2.1

Diferentes materiales han sido propuestos para la construcción de la tubería de agua fría, Anderson elige el acero, UMASS propone aluminio soldado, TRW de fibra de cristal y Lockheed de hormigón armado.

7. ESTIMACION ECONOMICA

Según las datos facilitados por la tabla 7.1, tenemos los costos para diferentes plantas; vemos que oscilan entre 656 dólares/Kw (38.000 pesetas) para una planta de CMU y 284 dólares Kw (16.000 pesetas), para una planta Anderson. Están basados en dólares sobre 1974.

Los costes estimados por TRW son 1.800 dólares (120.000 pesetas) 2.000 dólares/Kw (136.000) y para Lockheed de 2.500 (170.000), 2.600 dólares/KW (176.000), basados en dólares sobre 1975.

En la figura 7.1 tenemos una comparación de los costes por Kw, en dólares de 1974, de los sistemas investigados.

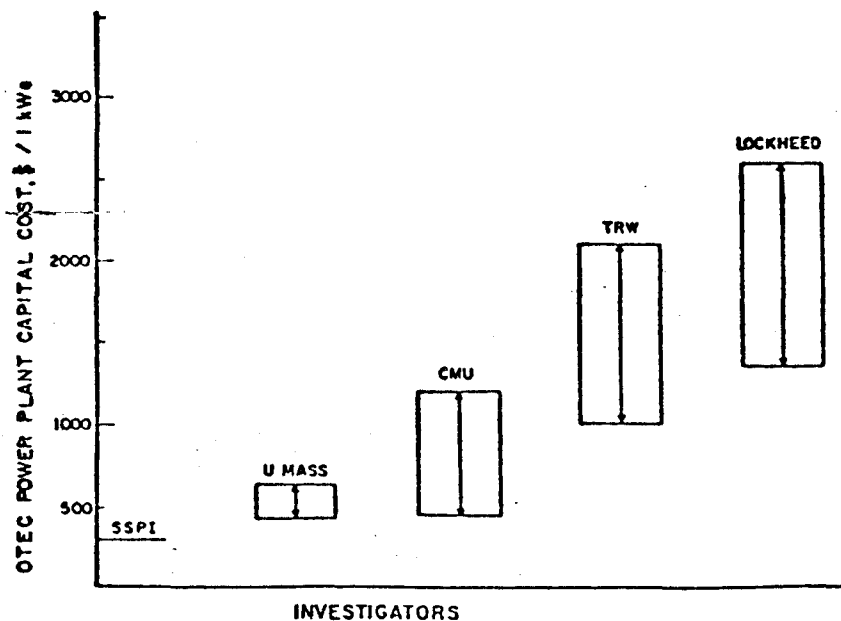


Fig. 7.1

	<u>CMU</u>	<u>APL/JHU</u>	<u>ANDERSON</u>	<u>UMASS</u>
	36°F	39° 43°	40°F	32°F
Lugar		Trópico	Trópico	Gulf stream
Fluido	Amoniaco	Amoniaco	Propano	Propano Amoniaco
Evaporador	140	69 54	43	330 254
Condensador	140	84 66	43	63 63
Tub. agua fría	58	45 40	20	
Turbogeneradores	89	60 50	34	
Bombas	148	17 14	27	179 100
Working medium	9	2 2	41	
Auxiliares, tub., varios	36	30 24	44	
Plataforma	36	50 43	72	48 48
\$/KW	<u>656</u>	<u>357 293</u>	<u>284</u>	<u>629 465</u>

T. 7.1. — Tabla de costos, para 4 plantas diferentes, indicando el gradiente térmico utilizado, la potencia de la planta y el fluido de trabajo empleado.

Estudio preliminar del aprovechamiento de la energía térmica del océano en Canarias

J. DIEZ ROCHE
F. HERNANDEZ HERNANDEZ

1. INTRODUCCION

El estudio demuestra la viabilidad de implantación de una planta productora de energía a partir de la energía térmica del mar. Se ha hecho para dos fluidos de trabajos, amoníaco y refrigerante R-114, Freón 114. De los resultados se verá que el más adecuado es el amoníaco.

Los datos que se han utilizado para las temperaturas del agua son conservativos pues pertenecen a una época del año, febrero, en que la temperatura del agua de la superficie es de las más frías del año. Esto obliga a que los resultados sean los más desfavorables del año.

El ciclo utilizado para la extracción de energía es el ciclo Rankine, donde el evaporador es un cambiador de calor que usa como fuente caliente el agua de la superficie del mar, mientras que en el cambiador que se usa como condensador, es el agua fría de una profundidad de 1.300 m la que toma calor al fluido de trabajo y lo condensa.

El estudio se ha hecho en torno a tres diferentes plantas de potencias de 1,5 MW; 12,5 MW y 25 Mw, cuando se habla de potencia de la planta se refiere a potencia obtenida en la turbina, de la cual se usa una fracción para mover las bombas.

2. DATOS DE LAS ISLAS CANARIAS

Los datos pertenecen a una estación situada en:

Longitud 23° 29' W
Latitud 28° 14' N

Las temperaturas son: de 20° C a una profundidad de un metro y de 6° C a 1.435 metros.

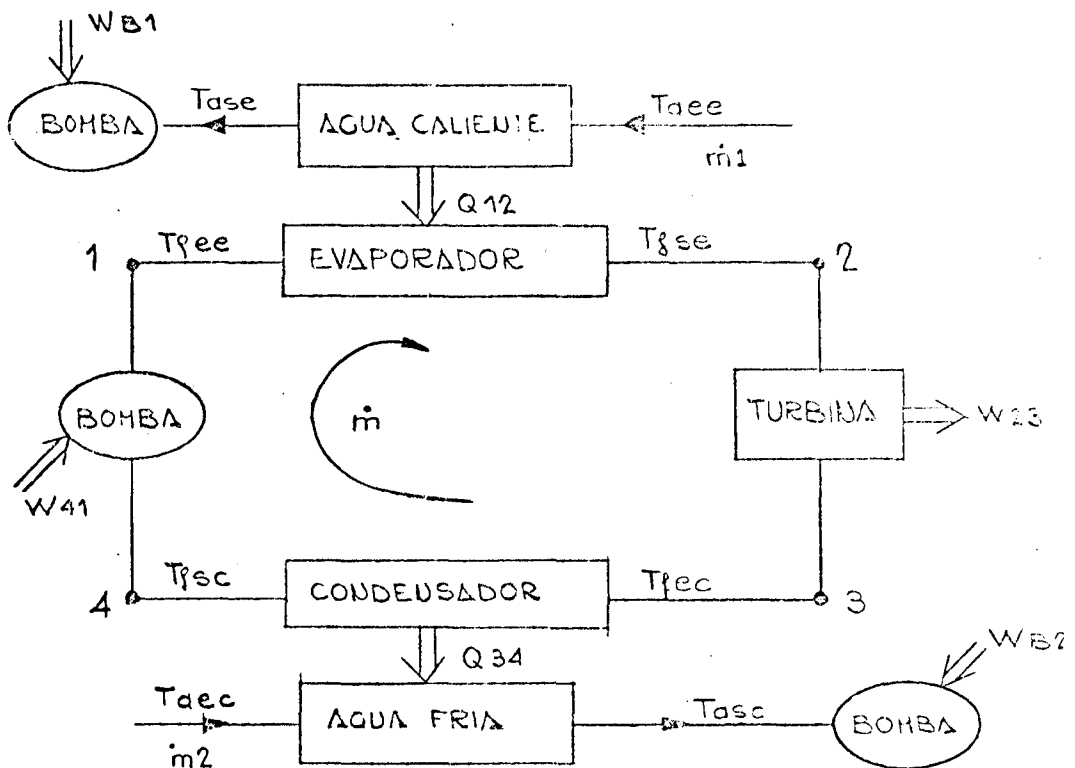
La fecha en que se recogieron las mismas es: 19 de febrero de 1959.

La Fuente: Atlantic Ocean Atlas of Temperature and Salinity profiles and data from International Geophysical Year of 1957-58.

3. APLICACION AL CICLO RANKINE DE LOS DATOS DE LA ESTACION

Esquema E.3.1.

El agua caliente procedente de la superficie del mar entra al evaporador con 20° C de temperatura y cede calor al fluido de trabajo líquido hasta elevar la temperatura del mismo a 16° C y pasarlo al estado de vapor.



E. 3.1

El agua sale del evaporador a unos 18°C .

El fluido a 16°C con presión de vapor elevada, mueve una turbina de donde se saca la energía útil. El fluido sale a 9°C de la turbina en estado de vapor y pasa a estado líquido a 9°C . El agua fría sale a $8,2^{\circ}\text{C}$ de temperatura. Después de obtener líquido a 9°C se bombea hasta el evaporador donde comienza otra vez el ciclo.

4. RESULTADOS PARA DISTINTAS PLANTAS DE POTENCIA Y DOS FLUIDOS DE TRABAJO

Las Tablas I, II, III exponen los resultados para distintas plantas, de potencia $1,5\text{ Mw}$, $12,5\text{ Mw}$ y 25 Mw usando como fluidos de trabajo amoníaco y freón 114. Las tres tablas están hechas para un rendimiento de turbina de $0,9$.

5. DISCUSION DE LOS RESULTADOS

Se ha elegido una turbina de rendimiento igual $0,9$ por ser la más usual.

Rápidamente se ve que el flujo del fluido de trabajo para el caso de F-114 es casi 10 veces del NH_3 , esto trae consigo que la turbina sea más grande, diámetro de turbina de F-114 más

TABLAS DE RESULTADOS PARA DIFERENTES POTENCIAS Y DIFERENTES FLUIDOS DE TRABAJO

TABLA I

Potencia = 12.5 Mw $\eta_t = 0.9$

	(NH ₃)	(F-114)
Turbina y generador		
Potencia salida (Mw)	1.5	1.5
Turbina (rpm).....	4396	348
Diámetro extremo (ft).....	2.88	12
Flujo fluido de trabajo (ton/h).....	201.29	1815.50
Evaporador y condensador		
Evap.-cambiador calor	59.34	60.12
(Gcal/h) 10° cal = 1 GC.....	59.34	60.12
Cond.-cambiador calor (Gcal/h).....	58.14	58.84
Temp. agua caliente (°C).....	20	20
Temp. agua fría (°C)	6	6
Area evaporador (m ²).....	4833.87	4890.93
Area condensador (m ²)	14469.59	14643.34
Agua entrada		
Lado caliente (m ³ /).....	35654.32	36075.17
Lado frío (m ³ /h)	26167.32	26481.54
Equipos de entrada		
Diámetro tubería (m)	2.3	2.3
Longitud tubería fría (m)	1300	1300
Potencia bombas (Kw)		
Lado frío	102.3	106
Lado caliente	258.7	268
Fluido de trabajo	18.27	14.63

de 4 veces el de NH₃, las revoluciones de la turbina de F-114 son muy pequeñas, mientras que las de NH₃ son normales.

Para el caso del condensador y evaporador las diferencias son pequeñas, pues de las tablas se ve que si uno necesita Gcal en el evaporador si usa como fluido de trabajo NH₃, la planta que funciona con F-114 necesita 60,12 Gcal y con el resto de los resultados ocurre lo mismo aunque a medida que aumenta la potencia de la planta aumentan las diferencias.

Los flujos de entrada de agua caliente o fría van acorde con los datos anteriores.

Los diámetros de las tuberías se han elegido de 2,3 m como solución de compromiso entre la pérdida de carga, potencia perdida y construcción de la misma. Esto es para una planta de 1,5 Mw.

La potencia neta obtenida es, por tanto, para el caso de obtener en la turbina 1,5 Mw. La que nos da la turbina menos la absorbida por las bombas será:

1.500 - (103 + 258 + 18) = 1.121 Kw si se usa NH₃ como fluido de trabajo, lo gastado es el 25,27 por 100; si se usa F-114 se sacan 1.111,37 Kw lo gastado es un 25,9 por 100.

TABLA II

Potencia = 1.5 Mw

$\eta_t = 0.9$

	(NH ₃)	(F-114)
Turbina generador		
Potencia salida (Mw)	12.5	12.5
Turbina (rpm).....	1523	120
Diámetro extremo (ft).....	8.33	35
Flujo fluido trabajo (ton/h)	1677.43	15129.22
Evaporador y condensador		
Evaporador-cambiador calor (Gcal/h) ...	495.17	501.02
Condensador-cambiador calor (Gcal/h) ..	484.56	490.37
Temperatura agua caliente (°C)	20	20
Temperatura agua fría (°C)	6	6
Area evaporador (m ²).....	40282.29	40757.75
Area condensador (m ²)	120579.96	122027.90
Agua entrada		
Lado caliente (m ³ /h).....	297119.49	300626.47
Lado frío (m ³ /h)	218061.04	220679.55
Equipos de entrada		
Diámetro tubería (m)	5.3	5.3
Longitud tubería fría (m)	1300	1300
Potencia bombas (Kw)		
Lado frío.....	849.9	880.9
Lado caliente	2150	2227
Fluido de trabajo.....	152	121.93

Si queremos obtener 12,5 Mw en la turbina, vemos de la Tabla II que el flujo del fluido de trabajo se ha multiplicado por 8, ésto trae consigo turbinas mayores a menos vueltas, el diámetro es del orden de 2,4 m para el NH₃ y 10,5 para el F-114 y las vueltas de 1.500 r.p.m. y 120 r.p.m. respectivamente.

Las áreas de evaporador y condensador también son mayores pues se necesita más cantidad de calor en el evaporador y extraer más calor en el condensador. Así el área total de cambiadores es 160.862 m² para el NH₃ y 162.785 m² para el F-114. Los flujos de entrada de agua caliente y fría han aumentado por la misma razón. Se han multiplicado por 8.

Los diámetros de la tubería han tenido que ser aumentados a 5,3 m para que las pérdidas de carga no sean demasiado elevadas. La potencia que obtendremos de la planta si usamos NH₃ será 12.500 - (850 + 2.150 + 152) = 9.348 Kw.

Hay unos gastos del 25,22 por 100. Si usamos F-114 se obtienen 9.270 Kw y lo gastado es el 25,84 por 100.

Si queremos obtener 25 Mw la Tabla III nos da los datos necesarios para la planta. El flujo de NH₃ es de 3.354 Tm/hr mientras que para el F-114 es de 30.258,4 Tm/hr. Los diámetros de turbina son 3,51 m y 14,90 m, respectivamente. Las revoluciones son 1.100 r.p.m. y 85 r.p.m.

Las áreas de los cambiadores se han duplicado, así el área total necesaria es de 321.723 m² para el caso de NH₃ y 325.570 m² para el F-114. De igual forma los flujos de agua han sufrido

TABLA III

Potencia = 25 Mw

$\eta = 0.9$

	(NH)	(F-114)
Turbina y generador		
Potencia salida (Mw)	25	25
Turbina (rpm).....	1100	85
Diámetro extremo (ft).....	11.53	49
Flujo fluido trabajo (ton/h)	3354.87	30258.44
Evaporador y condensador		
Evaporador-cambiador calor (Gcal/h) ...	990.36	1001.94
Condensador-cambiador calor (Gcal/h) ..	969.12	980.76
Temperatura agua caliente (°C)	20	20
Temperatura agua fría (°C)	6	6
Area evaporador (m ²)	80564	81515
Area condensador (m ²)	241159	244055
Agua entrada		
Lado caliente (m ³ /h).....	594238	601252.95
Lado frío (m ³ /h)	436122	441359.10
Equipos de entrada		
Diámetro tubería (m)	6.9	6.9
Longitud tubería fría (m)	1300	1300
Potencia bombas (Kw)		
Lado frío	1756	1820
Lado caliente	4439.9	4598.9
Fluido de trabajo	304.5	243.87

cambios importantes del orden del doble. El diámetro de la tubería se ha tenido que aumentar y el razonable es ahora de 7 m para que las pérdidas no sean elevadas.

La potencia obtenida de la planta con esta configuración es:

$25.000 - (1.756 + 4.440 + 304,5) = 18.499,5$ Kw para el caso del NH₃ y para el caso del F-114 $18.337,23$ Kw. Las pérdidas son de un 26 por 100 para el caso de NH₃ y de 26,65 por 100 en el caso de F-114.

TABLA IV

Planta de flujo correspondiente a 1.5 Mw.	
THEE = 1° C;	Potencia = 0.2 Mw 13%
THEC = 1° C;	Potencia = - 0.22 Mw 14%
Planta de flujo correspondiente a 25 Mw.	
THEE = 1° C;	Potencia = 3.5 Mw 14%
THEC = 1° C;	Potencia = - 3.8 Mw 15%

TABLA V

RENDIMIENTO EN LA POTENCIA DE SALIDA PARA DISTINTAS PLANTAS.

Flujo de fluido de trabajo 201292.2 kg/hr $W_{23p} = 1.5 \text{ Mw}$
 THEC = 7° C; THEE = 20° C

Paso de (η_i)	Aumentos de $W_{23p}(\text{Mw})$	%
0.8 -0.85	0.07	6.14
0.85-0.9	0.075	6.12
0.9 -0.95	0.0775	6.08
THEE = 21° C; THEC = 6° C		
0.8 -0.85	0.0925	6.11
0.85-0.9	0.095	5.9
0.9 -0.95	0.1	5.85
Flujo de fluido de trabajo 1677435.2 kg/hr $W_{23p} = 2.5 \text{ Mw}$ THEC = 7° C; THEE = 20° C		
0.8 -0.85	0.55	5.79
0.85-0.9	0.575	5.74
0.9 -0.95	0.6	5.61
THEE = 21° C; THEC = 6° C		
0.8 -0.83	0.825	6.55
0.85-0.9	0.85	6.30
0.9 -0.95	0.875	6.14
Flujo de fluido de trabajo 3354870.4 kg/hr 25 Mw THEC = 7° C; THEE = 20° C		
0.8 -0.85	1.15	6.05
0.85-0.9	1.20	5.93
0.9 -0.95	1.25	5.84
THEE = 21° C; THEC = 7° C		
0.8 -0.85	1.5	5.94
0.85-0.9	1.6	5.97
0.9 -0.95	1.675	5.90

De los datos obtenidos, debido al flujo de fluido de trabajo necesario para las plantas con F-114, se intuye que el fluido usado para la planta debe ser NH₃ y no F-114, pues presenta como ventajas al ser menor el flujo necesitado:

- a) Buen funcionamiento de la turbina.
- b) Dimensión de turbina aceptable.
- c) Areas de cambiadores menores.
- d) La planta nos proporciona más potencia.
- e) Menor flujo de agua.

6. VARIACION DE LA POTENCIA DE SALIDA DE LA TURBINA EN FUNCION DE LAS AREAS DEL EVAPORADOR Y CONDENSADOR Y RENDIMIENTO DE TURBINA

Teniendo en cuenta que los gastos de los fluidos de trabajo son variables, los óptimos para cada punto, las gráficas 1 y 2 indican que una vez elegida la potencia de salida de la turbina, que a mayor rendimiento necesitamos menores áreas para los cambiadores. Así, por ejemplo, supongamos que hemos elegido como potencia de salida de la turbina 20Mw; para un $\eta_t = 0,95$ necesitamos un área de evaporador de $61 \times 10^3 \text{ m}^2$ y de condensador $182 \times 10^3 \text{ m}^2$, mientras que si elegimos una turbina de $\eta_t = 0,8$ necesitamos para el evaporador $72,5 \times 10^3 \text{ m}^2$ y para el condensador $217 \times 10^3 \text{ m}^2$, en total en un caso necesitamos $243 \times 10^3 \text{ m}^2$ y en el otro $289,5 \times 10^3 \text{ m}^2$, es decir, se aumenta en un 19,14 por 100 las áreas.

El área necesaria es mayor a menores rendimientos si queremos $W_{23P} = \text{Cte}$.

Todo lo anterior es para NH_3 como fluido de trabajo.

De estas figuras también podemos sacar, suponiendo que existan limitación de espacio para los cambiadores, la potencia máxima si conocemos o nos fijamos una turbina y el espacio máximo de que disponemos.

Datos:

- A = Area disponible.
- W = Potencia que queremos de la turbina.
- $W = A_1 \text{ tg } \alpha_1$
- $W = A_2 \text{ tg } \alpha_2$
- $A = A_1 + A_2$

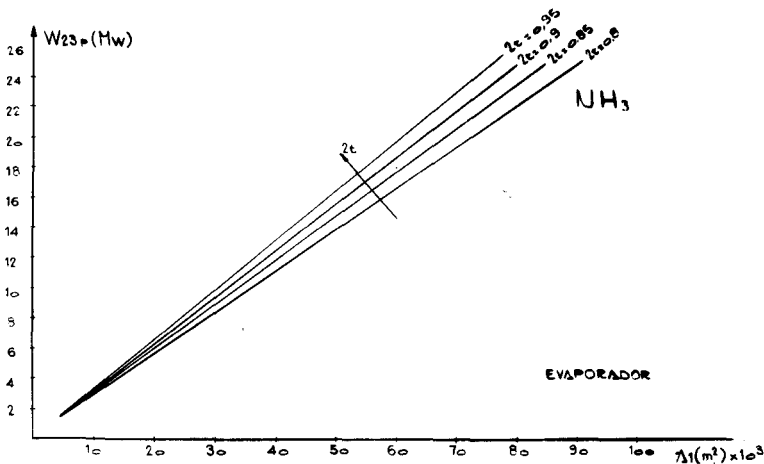


Fig. 1. — Variación de la potencia de salida de la turbina para distintas áreas del evaporador y distintos rendimientos de turbina.

Las áreas del condensador son mayores que las del evaporador debido a que $\text{THSE} - \text{TASE} > \text{TASC} - \text{THSC}$.

es decir, las exigencias son menores en el evaporador que en el condensador.

De la figura 3 obtenemos una vez elegida la potencia de salida deseada y el rendimiento de turbina el flujo de fluido de trabajo necesario. Así, por ejemplo, elegido 20 Mw para la potencia y 0,9 para el rendimiento de turbina obtenemos como flujo $2,65 \times 10^6 \text{ Kg/h}$ de amoníaco y $24,2 \times 10^6 \text{ Kg/h}$ de Freón 114.

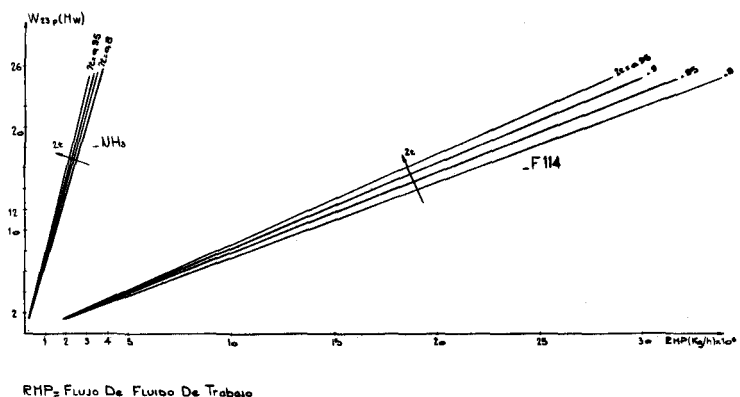


Fig. 3. — Variación de la potencia de salida de la turbina para distintos valores de flujo de fluido de trabajo y rendimientos de turbina.

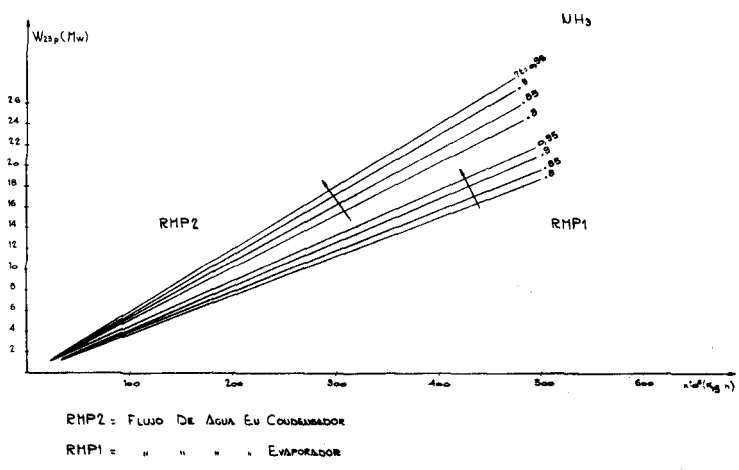


Fig. 4. — Variación de la potencia de salida de la turbina en función de los flujos de agua caliente y fría, y distintos rendimientos de turbina.

De la figura 4 obtenemos los flujos de agua en función de la potencia y rendimiento de turbina, si seguimos con 20 Mw y 0,9 de rendimiento obtenemos, si usamos NH_3 como fluido de trabajo, para el evaporador 472×10^6 Kg/h y para el condensador 348×10^6 Kg/h como flujos de agua caliente y fría.

En la figura 5 se representan las revoluciones y diámetro de una turbina de rendimiento 0,9 en función de la potencia que queremos obtener. De esta figura, por tanto, podemos sacar rápidamente conocida la potencia de salida de la turbina, el diámetro y revoluciones requeridas. Así para los 20 Mw necesitamos usando NH_3 como fluido de trabajo, una turbina de 3.048 m de diámetro y trabajando a 1.212 r.p.m., luego con las figuras 1, 2, 3, 4 y 5 una vez fijada la potencia de salida y si el rendimiento en la turbina es de 0,9 podemos sacar las áreas de los cambiadores de calor y los flujos de todos los fluidos y las características de la turbina.

7. VARIACION DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA EN FUNCION DEL RENDIMIENTO DE TURBINA

Se entiende por rendimiento de la planta a:

$$\eta = \frac{W_{23p} - W_B}{W_{23f}}$$

Donde $W_B = W_{B1} + W_{B2} + W_{B3}$

Siendo W_{B1} = Potencia necesaria para la bomba de agua fría.

W_{B2} = Potencia necesaria para la bomba de agua caliente.

W_{B3} = Potencia necesaria para la bomba de fluido de trabajo.

Siempre se ha considerado el flujo óptimo de fluido de trabajo para representar la figura 6. En ella se ve que aumentos del η , hace aumentar el rendimiento de la planta pero en muy pequeña magnitud pues aumentos de 0,05 en el rendimiento de turbina suponen aumentos de 0,0012 en el rendimiento de la planta.

8. VARIACION DE LA POTENCIA DE SALIDA PARA DISTINTAS TEMPERATURAS DE AGUA CALIENTE, FRÍA Y DISTINTOS VALORES DEL RENDIMIENTO DE TURBINA, USANDO LOS GASTOS DE FLUIDO DE TRABAJO CORRESPONDIENTES A CADA RENDIMIENTO

Los gastos usados son los necesarios para sacar las potencias de 1,5 Mw y 25 Mw para distintos rendimientos. Estos rendimientos no influyen en la potencia de salida ya que los gastos se amoldan a ellos. Igual ocurre si usamos otro fluido de trabajo que no sea NH_3 , tampoco influye, pues los gastos también se amoldan para sacar la potencia requerida.

Las variaciones de potencia con las variaciones de las temperaturas del agua caliente o fría son lineales.

De la Tabla IV se ve que a medida que aumenta la potencia de la planta las influencias de las temperaturas son mayores.

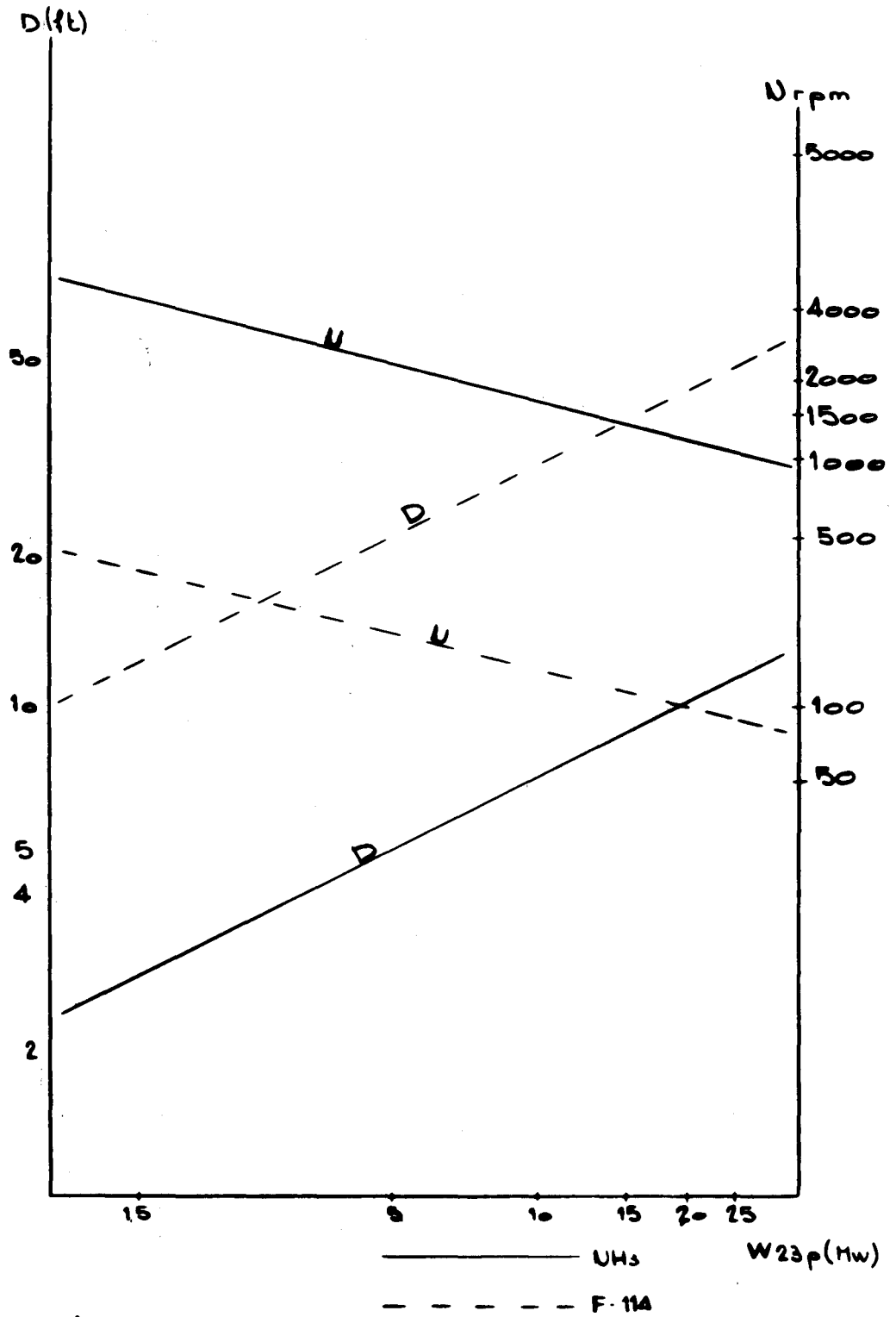


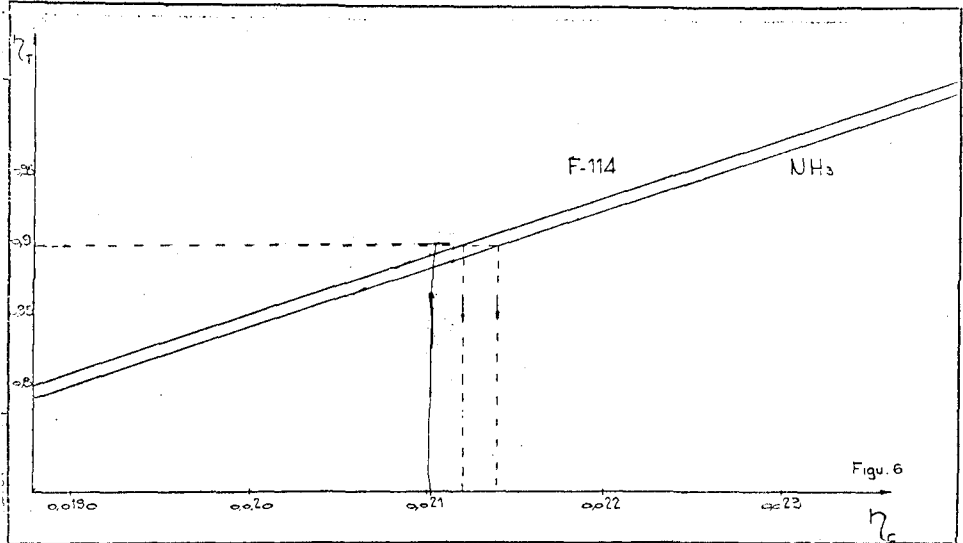
Fig. 5. — Necesidades de diámetro y vueltas para una turbina de rendimiento 0,9 para distintas potencias de salida de turbina.

9. VARIACION DE LA POTENCIA DE SALIDA EN FUNCION DE LAS TEMPERATURAS DE AGUA CALIENTE Y FRIA PARA UN GASTO FIJO VARIANDO EL RENDIMIENTO DE LA TURBINA

Todos los estudios se han hecho tomando como gasto fijo el correspondiente a una turbina de rendimiento 0,9 y distintas potencias: 1,5 Mw; 12,5 Mw; 25 Mw. Se varían los rendimientos de las turbinas desde 0,8 hasta 0,95 y las variaciones de temperatura se hacen de forma que si se varía la de la fuente caliente, 20° C, 21° C y 22° C la de fría permanece constante e igual a 6° C y viceversa si la fría varía 6° C, 7° C, 8° C la caliente permanece igual a 20° C.

TABLA VI

Flujo de fluido de trabajo 201292,22 kg/hr			1.5 Kw
THEC = + 1° C			
<u>η_t</u>		<u>Pérdida (Mw)</u>	<u>%</u>
0.8		0.195	14
0.85		0.205	14.14
0.9		0.22	14.67
0.95		0.225	14.29
THEE = 1° C			
0.8		0.18	13.58
0.85		0.19	13.38
0.9		0.205	13.67
	0.95	0.215	13.57
Flujo de fluido de trabajo 1677435.2 kg/hr			12.5 Mw
THEC = 1° C			
0.8		1.6	14.29
0.85		1.68	14.30
0.9		1.78	14.35
0.95		1.88	14.38
THEE = 1° C			
0.8		1.6	14.29
0.85	1.65		13.92
0.9	1.75		14
0.95	1.85		13.96
Flujo de fluido de trabajo 3354870.4 kg/hr			25 Mw
THEC = 1° C			
0.8		3.2	14.38
0.85		3.3	14.01
0.95		3.5	14.06
0.95		3.85	14.58
THEE = 1° C			
0.8		3.05	13.56
0.85		3.15	13.38
0.9		3.42	14.51
0.95		3.62	13.71



Las variaciones de la potencia con las temperaturas son lineales y más importantes a medida que aumenta la potencia, o sea, las plantas son mayores. La tabla V es un ejemplo donde se ve la influencia del rendimiento en la potencia de salida para distintas plantas. En ella se observa que a medida que aumenta el rendimiento, el porcentaje de aumento es menor, las rectas se van pegando.

De la figura 7, representativa de estas variaciones para una planta de flujo correspondiente a 25 Mw, se ve que las rectas divergen hacia temperaturas superiores cuando buscamos la influencia de variar THEE, a más temperatura más influencia tiene el variar el rendimiento.

Buscando las variaciones con THEC se ve que las rectas divergen hacia temperaturas inferiores.

La Tabla VI recoge la influencia de elevaciones de un grado centígrado en las temperaturas de agua caliente y fría en la potencia de la planta para distintos rendimientos. Los aumentos o disminuciones de potencia indican la pendiente de las rectas, vemos que a medida que aumentan los rendimientos las pendientes son mayores y a medida que aumentan los flujos también, por tanto, se obtienen mayores variaciones absolutas de potencia.

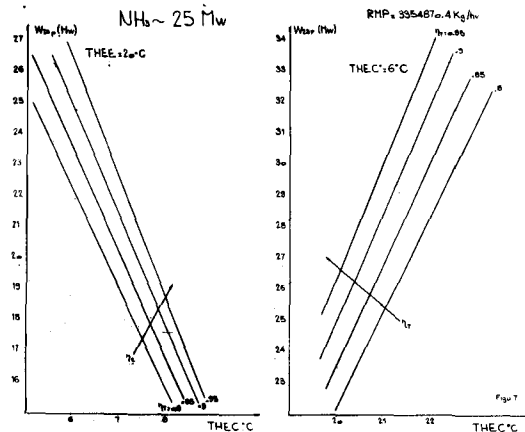


Fig. 7. — Variación de la potencia de salida de la turbina para variación de temperatura del agua caliente Theg y fría Thec.

De las tablas se ve también que los aumentos y disminuciones son mucho más importantes cuando se varían las temperaturas que cuando se varían los rendimientos para temperaturas fijadas. Así, por ejemplo, para el caso de la planta más pequeña pasar de un rendimiento de turbina de 0,85 a 0,8 supone perder 0,07 Mw para unas temperaturas de $THEC = 7^{\circ}C$ y $THEE = 20^{\circ}C$ mientras que pasar de $6^{\circ}C$ a $7^{\circ}C$ con un rendimiento de 0,8 supone perder 0,195 Mw más del doble que en el caso anterior y subir de $20^{\circ}C$ a $21^{\circ}C$ significa ganar 0,18 Mw mientras que subir de 0,8 a 0,85 con $21^{\circ}C$ de $THEE$ supone ganar 0,0925 Mw.

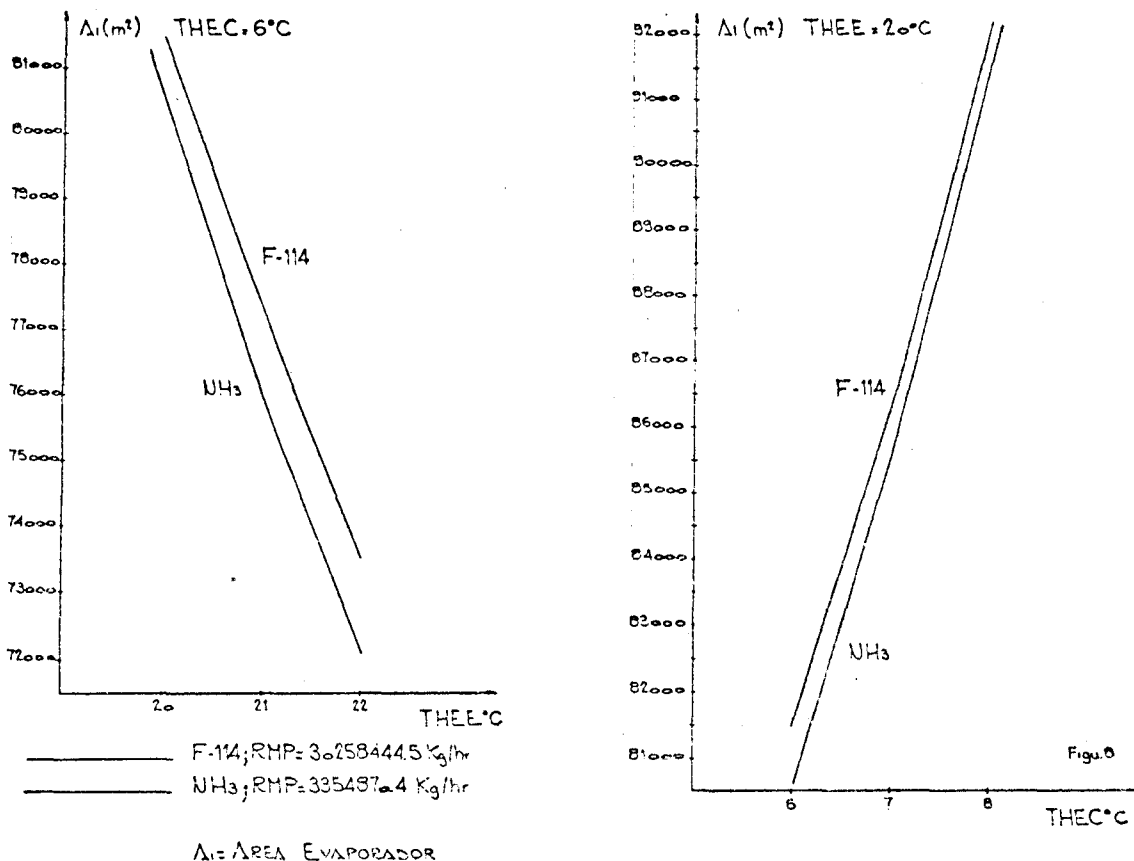


Fig. 8. — Variación del área del evaporador para distintas temperaturas del agua caliente y fría.

10. VARIACION DE LAS AREAS DEL EVAPORADOR Y CONDENSADOR EN FUNCION DE LAS TEMPERATURAS DE AGUA CALIENTE Y FRIA PARA UN GASTO DADO Y DISTINTOS RENDIMIENTOS DE TURBINA

Las condiciones de cálculo son las mismas que para el apartado anterior. Se estudian las áreas de los cambiadores para tres potencias de salida de turbina diferentes: 1,5 Mw, 12,5 Mw y 25 Mw. En las áreas del evaporador no influyen los rendimientos de turbina, pero sí en las del condensador, aumentos de rendimiento dan lugar a disminuciones de áreas en el condensador.

El área necesitada por los cambiadores siempre es menor para el caso de usar como fluido de trabajo NH que F-114. Estas diferencias son más apreciables cuando se estudian las

TABLA VII

Planta de 1.5 Mw, flujo de NH₃ 201292 kg/hr				
Pasar de 20° C - 21° C, supone:				
Evaporador	Disminución	280 m ²	~	7,85
Condensador	Disminución	37.5 m ²	~	0,26
Total	Disminución	317.5 m ²		
Total	Disminución	317.5 m ²		
Pasar de 6° C - 7° C supone:				
Evaporador	Aumento	300 m ²	~	5,58
Condensador	Disminución	172.5 m ²	~	1,19
Total	Aumento	27.5 m ²		
Planta de 12.5 Mw flujo de 1677435.2 kg/hr				
Pasar de 20° C - 21° C supone:				
Evaporador	Disminución	2233 m ²	~	5,54
Condensador	Disminución	300 m ²	~	0,24
Total	Disminución	2533 m ²		
Pasar de 6° C - 7° C supone:				
Evaporador	Aumento	1775 m ²	~	4,15
Condensador	Disminución	1550 m ²	~	1,28
Total	Aumento	225 m ²		
Planta de 25 Mw flujo de 3354870.4 kg/hr				
Pasar de 20° c - 21° C supone:				
Evaporador	Disminución	4600 m ²	~	5,71
Condensador	Disminución	600 m ²	~	0,25
Total	Disminución	5200 m ²		
Pasar de 6° C - 7° C supone:				
Evaporador	Aumento	4000 m ²	~	4,67
Condensador	Disminución	2633 m ²	~	1,09
Total	Aumento	1367 m ²		

variaciones con la temperatura caliente que la fría y mucho más acusadas en el evaporador. Por esto en todos los ejemplos que vamos a estudiar se ha elegido como fluido de trabajo NH₃ en vez de F-114.

De los estudios se desprende que aumentos de temperatura para el foco caliente dan lugar a disminuciones de áreas de evaporador y condensador y aumentos de la temperatura de agua fría dan lugar a aumentos de área en el evaporador y disminuciones que luego se estabilizan en el área del condensador, la tabla VII nos indica que estas disminuciones y aumentos son más importantes a medida que se aumenta la potencia.

Debido a que el rendimiento de turbina afecta al área del condensador se ha elegido para el estudio como rendimiento de turbina 0,9. Las variaciones de rendimiento de turbina afectan al condensador de forma que a mayor rendimiento se necesita menor área del condensador. Para el caso de variaciones de temperatura de agua fría la influencia es más acusada en la zona entre los 6° C y 7° C y las variaciones de temperatura de agua caliente afectan más contra mayor sea la temperatura.

La Tabla VIII expresa los resultados para distintas potencias de salida de la turbina, de la variación de rendimientos de turbina para una temperatura fría y otra caliente sobre el área del condensador.

TABLA VIII

Potencia de salida 1,5 Mw		
THEC = 6,5° C	$\eta_t = 0.8$	$A_2 = 14385 \text{ m}^2$
	$\eta_t = 0.9$	$A_2 = 14340 \text{ m}^2$
Diferencia de áreas 45 m		
THEC = 8° C	$\eta_t = 0.8$	$A_2 = 14315 \text{ m}^2$
	$\eta_t = 0.9$	$A_2 = 1420 \text{ m}^2$
Diferencia de áreas 25 m		
Potencia de salida 25 Mw		
THEC = 6,5° C	$\eta_t = 0.8$	$A_2 = 239500 \text{ m}^2$
	$\eta_t = 0.9$	$A_2 = 238800 \text{ m}^2$
Diferencia de áreas 700 m		
THEC = 8° C	$\eta_t = 0.8$	$A_2 = 238575 \text{ m}^2$
	$\eta_t = 0.9$	$A_2 = 238175 \text{ m}^2$
Diferencia de áreas 400 m		

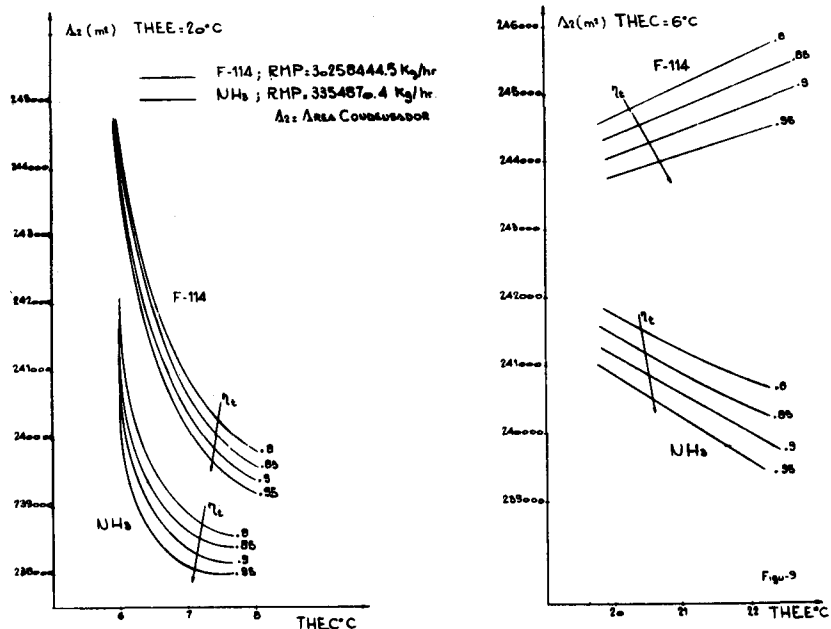


Fig. 9.—Variación del área del condensador para distintas temperaturas del agua caliente y fría, y distintos rendimientos de turbina.

TABLA IX

TURBINA

Pot. planta (Mw)	Ptas/Kw	Ptas. x 10 ⁶	% Total
1,5	11 136	16.7	4.47
12.5	7 308	91.35	14.73
25	4 872	121.8	15.25

GENERADOR

Pot. planta (Mw)	Ptas/Kw	Ptas. x 10 ⁶	% Total
1.5	2 432	3.648	0.98
12.5	2 304	28.8	4.64
25	2 176	54.4	6.81

CAMBIADORES DE CALOR

Pot. planta (Mw)	Area (m ²)	Ptas/m ²	Ptas. x 10 ⁶	% Total
1.5	19 303	627.9	12.12	3.25
12.5	160 862	523.25	84.17	13.57
25	321 723	418.6	134.6	16.85

TUBERIA DE AGUA FRIA

Pot. planta (Mw)	∅ (m)	Area (m ²)	Ptas/m ²	Ptas. x 10 ⁶	% Total
1.5	2.3	9393.4	143	1.35	0.36
12.5	5.3	21645.6	258.7	5.6	0.90
25	6.9	28180.1	402.5	11.3	1.41

TUBERIA DE AGUA CALIENTE

Pot. planta (Mw)	∅ (m)	Area (m ²)	Ptas/m ²	Ptas. x 10 ⁶	% Total
1.5	2.3	9393.4	100	0.94	0.25
12.5	5.3	21645.6	180.5	3.9	0.63
25	6.9	28180.1	281.75	7.94	0.99

BOMBA DE AGUA

Pot. planta (Mw)	Flujo (m ³ /h)	Pot. bomba (Kw)	Ptas. x 10 ⁶	% Total
1.5	61 821	361	19.32	5.18
12.5	515 180	3 000	29.9	4.82
25	1 030 360	6 196	44.53	5.58

BOMBA DE AMONIACO

Pot. planta (Mw)	Flujo (Tm/h)	Pot. bomba (Kw)	Ptas. x 10 ⁶	% Total
1.5	201.29	18.24	1.61	0.43
12.5	1 677.43	152	13.42	2.16
25	3 354.87	304	26.83	3.36

CASCO

Pot. planta (Mw)	Ptas. x 10 ⁶	% Total
1.5	315	84.39
12.5	336	54.17
25	343	42.94

TABLA 10

FLUIDO DE TRABAJO

Pot. planta (Mw)	Ptas. x 10 ⁶	% Total
1.5	2.56	0.69
12.5	27.135	4.37
25	54.295	6.8

COSTE TOTAL DE LA PLANTA

Pot. planta (Mw)	Ptas. x 10 ⁶
1.5	373.25
12.5	620.28
25	798.7

Vemos que en el segundo caso la diferencia de áreas es menor que el primero, es decir, la incidencia mayor del rendimiento de turbina sobre el área del condensador se da entre los 6° C y 7° C.

Con respecto al evaporador las áreas aumentan prácticamente en la misma relación que la potencia de las mismas. Es decir:

$$\frac{A_{11}}{A_{12}} \approx \frac{W_{23p1}}{W_{23p2}}$$

Siendo W_{23p1} = Potencia de salida de turbina de una primera planta.

W_{23p2} = Potencia de salida de turbina de una segunda planta.

A_{11} = Area del evaporador de la primera planta.

A_{12} = Area del evaporador de la segunda planta.

La figura 8 corresponde a la variación típica del área del evaporador en función de las temperaturas de agua caliente y fría. La figura 9 corresponde a las mismas variaciones para el área del condensador.

11. COSTES DE LA PLANTA

Están calculados para plantas que usan como fluido de trabajo amoniaco, se incluyen costes de instalación y transportes pero no de mantenimiento. Los costes están basados en pesetas de 1975.

En la Tabla IX se dan los costes por elementos y el total y los tantos por cientos del total.

Palabras pronunciadas por don José Sierra López, Director General de Minas e Industrias de la Construcción.

Como Presidente-Moderador de esta 4.ª Ponencia: «Energía Geotérmica. Usos Generales», dentro del Primer Simposium Internacional de Aprovechamiento de la Energía, no me corresponde entrar en el análisis de los problemas y perspectivas que plantea el aprovechamiento de esta fuente energética.

Con este fin, y con mejor conocimiento que el mío, nos honran con su presencia aquí especialistas extranjeros y nacionales más cualificados que, a lo largo de esta mañana, nos han de ilustrar, sin duda, con sus investigaciones y experiencias.

Me refiero, en primer lugar al Ponente, doctor Jorge Guiza Lámbarri, Ingeniero Jefe del Departamento de Recursos Geotérmicos de la Comisión Federal de Electricidad del querido país de Méjico, y que ha participado en el desarrollo y puesta en producción de algunas de las más importantes realizaciones geotérmicas americanas. En particular, la de Cerro Primeto, orgullo de la tecnología mejicana, que desde hace tres años funciona con una potencia instalada de 75.000 Kw, que se verá duplicada en los próximos dos años. Además, Jorge Guiza participó el año pasado en el Seminario Internacional de Energía Geotérmica, organizado por el Instituto Geológico y Minero de España en Madrid, y estamos seguros que su experiencia y su especial facilidad, didáctica e idiomática para transmitirla, será de gran utilidad para todos nosotros.

Por otra parte, están previstas comunicaciones de los ingenieros Jerónimo Abad del Instituto Geológico y Minero de España y Fernando Pendás de la Empresa Nacional ADARO del Instituto Nacional de Industria. Sobre ambos, en sus respectivos Organismos, ha recaído la responsabilidad de impulsar y de dirigir los esfuerzos de investigación hasta ahora desarrollados.

De sus conocimientos y vocación, puedo dar fe personalmente, pues he tenido la oportunidad de colaborar directamente con ellos en los últimos años.

Sin pretender robar tiempo a los referidos expertos, permítanme destacar la importancia del tema que nos ocupa. Fuera de las fuentes energéticas tradicionales —hidrocarburos líquidos y gaseosos, carbón, energía eléctrica y energía nuclear— y dentro de las denominadas «nuevas energías», nos encontramos ante la que, a escala mundial, ha alcanzado un mayor desarrollo en los últimos años.

Diversas circunstancias han concurrido para que ello fuera posible:

— Su amplia repartición espacial —en sus dos formas de alta y, sobre todo, baja entalpía— en todo el mundo.

— El hecho de tratarse, en cualquier caso, de un recurso energético casi necesariamente de carácter «nacional» —difícilmente exportable—, lo que le confiere un particular valor estratégico ante las situaciones de elevada dependencia exterior, y en consecuencia, de vulnerabilidad, que gran parte de los países padecemos en cuanto a nuestro aprovisionamiento de recursos energéticos.

— La circunstancia, igualmente, de tratarse de un recurso energético renovable, a diferencia del resto de las fuentes energéticas tradicionales, a excepción de la hidroeléctrica, condenadas inexorablemente al agotamiento.

— El carácter de energía prácticamente «no contaminante», lo que tiene un valor indudable en un mundo tan preocupado por la calidad de la vida.

— Su tecnología de exploración en gran parte conocida, por sus similitudes, con la que se aplica en hidrogeología y en la prospección del petróleo.

— En fin, su creciente competitividad económica favorecida indudablemente por las alzas producidas en los precios de otros productos energéticos.

En consecuencia, no es de sorprender, como indicase al principio, que este recurso energético haya alcanzado un importante desarrollo mundial en los últimos años. Buena prueba de ellos es:

— Su actual utilización en numerosos países; entre otros: Italia, EEUU, México, URSS, Nueva Zelanda, Japón, Formosa, Islandia, Francia, Hungría, Turquía, Filipinas y China.

— La potencia total instalada en el mundo que, por lo que se refiere a la baja entalpía (temperaturas entre 50° y 150° centígrados), asciende a 5.500 Mw, mientras que la correspondiente a la alta entalpía (temperaturas superiores a 150°C) ha llegado a superar los 1.500 Mw.

— El gran esfuerzo investigador que en consecuencia se está haciendo; citaré dos ejemplos a uno y otro lado del Atlántico. El caso de Francia que ha duplicado en 1976 su apoyo estatal a estas actividades con una inversión de 1.500 millones de pesetas, este país espera, por otra parte, que en 1985 la energía geotérmica suministre cerca del 3 por 100 del total de su consumo energético. Por lo que se refiere a los EEUU, se espera tener instalada para 1985 una potencia de 6.000 Mw, lo que equivale casi a la potencia total instalada actualmente en el mundo.

Estimo, sin embargo, necesario destacar que, junto con las peculiaridades señaladas anteriormente no hay que medir tanto la importancia de los recursos

geotérmicos por su contribución a las necesidades totales de energía de un país —que, en muchos casos, podrá quedar expresado en porcentaje mediante un número dígito bajo— cuanto por la posibilidad de resolver o paliar, de forma determinante, problemas locales difíciles, dado su desigual distribución geológica y geográfica.

Por lo que se refiere a nuestro país, el esfuerzo hasta ahora realizado ha sido reciente y, todavía, de pequeña envergadura. Fue iniciado en estos años de la década de los 70, por el Consejo Superior de Investigaciones Científicas a través del Instituto Lucas Mallada, y casi simultáneamente por el Instituto Nacional de Industria, mediante la Empresa Nacional Adaro de Investigaciones Mineras. Posteriormente, en 1974, fue asumido con objetivos y carácter nacionales por esta Dirección General de Minas e Industrias de la Construcción, a través del Instituto Geológico y Minero de España, mediante la realización del Inventario Nacional de Manifestaciones Geotérmicas y el desarrollo de estudios detallados en diversas zonas de la península y de las islas.

A pesar de lo limitado de este esfuerzo se han puesto ya de manifiesto interesantes perspectivas:

— En la península, donde se han concretado las posibilidades de alta entalpía en la zona de Gerona-Olot y en las Béticas, al mismo tiempo que son conocidas nuestras posibilidades en casi todas las cuencas sedimentarias, de las que la de Madrid es un caso particular.

— Pero, sobre todo, las mejores perspectivas se encuentran en estas Islas Canarias, donde la energía geotérmica puede alcanzar una gran trascendencia por sus singulares características geológicas. Así y de acuerdo con las investigaciones muy avanzadas actualmente en curso, la isla de Lanzarote ofrece grandes posibilidades de obtener energía geotérmica de alta entalpía; por otra parte, en Gran Canaria, Tenerife y Las Palmas puede obtenerse fácilmente agua con temperaturas entre 80 y 110°C. Señalemos de forma puramente ilustrativa, que la utilización de estas aguas calientes en la desalinización del agua del mar, supondría un ahorro del 30 al 40 por 100 del precio de coste de la misma.

El Gobierno ha tomado conciencia de estas posibilidades y buena prueba de ello es el reciente Decreto sobre Medidas Energéticas, en el que se encarga al Ministerio de Industria, a través del Instituto Nacional de Industria y del Instituto Geológico y Minero de España, la investigación y desarrollo de esta fuente energética y con particular atención —quiero destacar aquí, además, que es deseo expreso del Ministro de Industria y del Presidente del Instituto Nacional de Industria— a estas Islas. Esperamos contar, en este sentido, con el decidido apoyo, ya ofrecido, de las entidades regionales y locales.

En fin, por la importancia nacional, regional y local del tema, por los conferenciantes presentes, y por el nutrido público de expertos y personas en general interesadas, espero y deseo que esta jornada será de gran interés para todos y las conclusiones de ella derivadas altamente fructíferas con vistas a formular la política de nuestro país en éste campo.

La energía geotérmica en el panorama mundial de los energéticos

JORGE GUIZA LAMBARRI

1. Origen.
2. Formas utilizables.
 - 2.1. Sistemas de convención hidrotermal.
 - 2.1.1. Sistemas de agua a alta temperatura. (Superior a 150°C.)
 - 2.1.2. Sistemas de agua caliente. (A temperaturas inferiores a 150°C.)
 - 2.1.3. Sistemas controlados por la producción de vapor.
 - 2.2. Sistemas ígneos calientes.
 - 2.2.1. Sistemas en estado de fusión.
 - 2.2.2. Sistemas de roca seca caliente.
 - 3.3. Sistemas controlados por la conducción.
 - 3.3.1. Sistemas de agua geopresurizada.
4. Historia de su utilización.
5. La geotermia en el mundo actual.
 - 5.1. La geotermoelectricidad.
 - 5.2. Otras aplicaciones.
6. La geotermia en México.
 - 6.1. Pathé.
 - 6.2. Cerro Prieto.
 - 6.3. Otras zonas termales.
 - 6.4. Potencial geotermoeléctrico estimado en México.
 - 6.5. Posibilidades de explotación en el año 2000.
8. Métodos de exploración.
 - 8.1. Analogía con la historia del desarrollo de la explotación del petróleo.
 - 8.2. Explotación y cuantificación.
 - 8.3. Explotación.
9. Comparación con otros energo-eléctricos.
 - 9.1. Inversión requerida y rentabilidad.

1. ORIGEN

La tierra es un gran reactor.

En su más amplio sentido, el término «energía geotérmica», define la energía que en forma de calor está almacenada o se genera en el seno de nuestro planeta, el origen del cual ha sido motivo de muchas especulaciones. Algunas de ellas consideran que este calor de la tierra es, cuando menos en parte, el calor que retuvo durante su formación.

Lord Kelvin demostró que una tierra con temperatura inicial de fusión transmitiendo su calor interno a la superficie por conducción a través de estratos sólidos, después de 100 millones de años. tendría solamente una fracción del calor que ahora se observa. Como en realidad el calor aflora por movimientos convectivos del manto y otros mecanismos, aunque la conclusión de Kelvin sigue siendo correcta, su procedimiento para llegar a ella no es completo.

Se han sugerido otras fuentes del calor interno de la tierra, siendo en la actualidad la universalmente reconocida como más importante, la radiactividad de las rocas.

En efecto, todas las rocas tienen pequeñas cantidades de elementos radiactivos, de los cuales, los únicos que dan cantidades importantes de calor son: el uranio, el torio y el potasio 40. El U 238 decae hasta Pb 206 a través de una larga serie de isótopos intermedios y el U 235 decae en forma similar hasta Pb 207. El torio 232 decae hasta Pb 208. El K 40 decae a Ca 40 o a A 40.

La tabla número 1 presenta la producción de calor por los isótopos radiactivos de larga vida y sus productos.

TABLA 1

ISOTOPO	Vida media años 10^3	Proporción del isótopo	Generación total del calor cal/g por año
U 238.....	4,50	99,27%	0,70
U 235.....	0,71	0,72%	0,03
Total del uranio:			0,73
Th 232.....	13,9		0,20
K 40.....	1,31		26×10^6

Desde el siglo XVII se ha observado que la temperatura en las minas profundas, es superior a la de la superficie de la tierra. Este gradiente de temperatura que tiene un valor promedio de 3° C. por cada 100 m., implica un flujo de calor hacia el exterior, que considerando la conductividad media de la roca, da un valor de $1,2 \mu\text{cal}/\text{cm}^2 \text{ s}$.

Con la tabla 2, es bastante sencillo demostrar que la hipótesis de la radiactivi-

dad de las rocas puede explicar fácilmente la generación del calor necesario para obtener el flujo de calor observado. De hecho, puesto que un espesor de 14 Km. de granito produciría un flujo de calor de $1 \mu\text{cal}/\text{cm}^2 \text{ s}^*$, y como la corteza terrestre tiene un espesor medio de 35 km, es todavía necesario suponer que las rocas profundas de la corteza terrestre, son mucho menos radiactivas que las rocas próximas a la superficie de la misma, ya que de otra manera el flujo de calor sería mucho mayor del observado. De hecho, se sabe que las rocas basálticas son mucho menos radiactivas que los granitos más superficiales, como se observa en la tabla 2.

TABLA II
PRODUCCION TIPICA DE CALOR DE LAS ROCAS

Tipo de Roca	Concentración			Producción de calor $\mu\text{cal}/\text{g}$ año			
	U ppm	Th ppm	K %	U	Th	K	Total
Granito	4,7	20	3,4	3,4	4,0	0,9	8,3
Basalto	0,6	2,7	0,8	0,44	0,54	0,23	1,21
Peridotita	0,016	0,004	0,0012	0,012	0,001	0,0003	0,013

Hay otras evidencias de que el flujo de calor a través de las cubiertas continentales, en gran parte, debido a la radiactividad de la corteza. Por ejemplo, se han encontrado que el flujo de calor es mayor en áreas de alta radiactividad que en áreas donde las rocas son menos radiactivas.

Conociendo el flujo de calor en la superficie, es posible hacer una estimación más o menos aproximada de las temperaturas a través de toda la corteza terrestre y en la parte superior del manto, siendo el parámetro más desconocido la radiactividad en la profundidad. Si en un área continental el flujo de calor es de $1,2 \mu\text{cal}/\text{cm}^2 \text{ s}$, y si éste proviene de una corteza de 35 km de espesor, con una conductividad de $0,005 \text{ cal}/\text{cm}^2 \text{ s } ^\circ\text{C}$, entonces, la temperatura del mohorovich o moho, inmediatamente abajo de la corteza, sería 630°C . por encima de la superficie. La que corresponde con las estimaciones de 700°C . aceptadas para el moho. Si el material por debajo del moho fuese estático y el calor fuese transportado únicamente por conducción, el gradiente por debajo del moho sería de $12^\circ\text{C}/\text{Km}$. y se alcanzaría una temperatura de 1.400°C . a una profundidad de 100 Km. Como el punto de fusión aumenta con la presión debida a la profundidad, pudiera suceder que el material a mayor profundidad no se encuentre fundido, ya que el punto de fusión aumenta más rápidamente que la temperatura.

$$\frac{8.3 \times 2.7 \times 1,400,00}{3 \ 600 \times 24 \times 365} = 1 \mu\text{cal}/\text{cm}^2 \text{ (referirse a la tabla II)}$$

Concebido en esta forma el origen del calor de la tierra, puede generalizarse que la geotermia es una forma de energía nuclear y que la geotermoelectricidad es, en realidad, núcleo-electricidad.

2. FORMAS UTILIZABLES

A pesar del enorme potencial de la energía geotérmica, el hombre sólo ha aprendido a utilizar hasta la energía extraída por el agua en los sistemas de convección hidrotermal.

Estos sistemas se pueden clasificar en tres grupos, a saber:

- Sistemas de agua a alta temperatura (superior a 150° C.).
- Sistemas de agua caliente (a temperatura inferior a 150° C.).
- Sistemas controlados por la producción de vapor.

De estos sistemas se hace a continuación una breve descripción.

2.1. Sistemas de convección hidrotermal

2.1.1. Sistemas de agua a alta temperatura (superior a 150° C)

El agua de estos sistemas se hace aflorar mediante la perforación de pozos que se hacen llegar hasta los estratos de roca porosa y permeable, saturados de agua caliente. Una vez abierto el pozo a la atmósfera puede fluir libremente a la superficie, ya sea por su contenido de gases o agua termodinámicamente saturada o a una temperatura superior al punto de ebullición a la presión atmosférica, bastando una reducción de su presión para que parte de ella se vaporice, disminuyendo así su densidad y la presión hidrostática causada por la columna de agua en el tubo. Si el agua no fluye espontáneamente para iniciar la producción del pozo, es necesario «activarlo», lo cual, puede hacerse achicando la columna, ya sea con «cubeta», o mediante la inyección de aire por debajo del nivel estático. Una vez iniciado el flujo, éste se sostiene por sí mismo. En la cabeza del pozo se obtiene una mezcla de agua-vapor, la que una vez separada permite la utilización del vapor en turbinas convencionales. El agua separada se desecha.

Los campos geotérmicos de Wairakei, Nueva Zelanda, Ahuachapán, República de el Salvador y Cerro Prieto; en Mexicali, B. C. son ejemplos de campos de agua saturada.

2.1.2. Sistemas de agua caliente (a temperatura inferior a 150° C)

Cuando la temperatura del agua no es suficientemente elevada, la cantidad de vapor que puede obtenerse de su evaporación instantánea, es muy poca y de baja presión, por lo que la cantidad de trabajo útil que puede obtenerse es muy reducido.

La única forma de aprovechar económicamente su energía, es mediante la extracción del agua por bombeo y utilizarla en cambiadores de calor para calentar fluidos de bajo punto de ebullición, tales como: el freón y el isobutano, los que trabajando en un ciclo cerrado Rankine, son capaces de generar energía eléctrica. Este ciclo se conoce como «binario», existiendo algunas plantas experimentales de este tipo en Kamtchatka, URSS y en el Valle Imperial, en los Estados Unidos de Norte América.

2.1.3. Sistemas controlados por la producción de vapor.

En ocasiones, la estructura geológica del subsuelo es tal, que permite que el acuífero calentado se evapore «in situ», almacenándose el vapor en la parte superior de la cámara que sobreyace en el reservorio. Si los pozos se perforan para comunicar esta cámara con la superficie, se obtiene de los mismos un flujo de vapor, el cual puede ser saturado o hasta con 50° C. de sobrecalentamiento.

Encontrar un campo de vapor de este tipo, equivale a encontrar una mina de oro refinado, ya que constituyen una fuente inagotable de energía sin la necesidad de tener que disponer del agua de desecho con todos los inconvenientes que esto implica, además de la pérdida de energía.

Ejemplo de los mismos son los de Larderello y Monte Amiata, en Italia, los de Big Geysers en California, EE.UU. y los de Matsukawa en Japón. En las plantas instaladas en estos campos, el vapor, tal como se extrae, se envía a las turbinas después de hacerlo pasar a través de purificadores centrífugos para eliminar el polvo que llega a arrastrar el vapor a la superficie.

Los sistemas geotérmicos anteriormente descritos son los únicos que a la fecha están en uso, en diferentes partes del mundo, para la generación de energía eléctrica en escala comercial, o para proporcionar calor para multitud de aplicaciones domésticas e industriales.

2.2. Sistemas ígneos calientes

En estos sistemas, la fuente de energía calorífica la constituye la roca misma, por lo cual, tienen grandes posibilidades de ser una importante fuente de energía.

La roca puede hallarse en estado de fusión o solidificada al menos parcialmente.

2.2.1. Sistemas en estado de fusión.

Se localizan en área de volcanismo reciente en las cuales se han formado cámaras de magma, a relativamente poca profundidad (10 km), que se conserva a

temperaturas por encima de su punto de solidificación, la cual depende del tipo de roca de que se trate pero, por lo general, está comprendida entre los 600° C y los 1.200° C y aún más.

2.2.2. Sistemas de roca seca caliente.

En ellos la roca ya se ha solidificado, al menos en parte; pero aún se encuentra a temperatura elevada. El problema de su utilización es la extracción de su energía calorífica, habiéndose propuesto para este objeto la inyección de agua, después del fracturamiento de la roca para aumentar la superficie de contacto y la extracción del agua caliente mediante pozos estratégicamente colocados. El proceso está aún en su etapa de estudio.

Por otra parte, la detección de los sistemas ígneos calientes tiene gran importancia debido a que su existencia está íntimamente ligada con los sistemas de convección hidrotermal, ya que constituyen su fuente de calor y según varios autores es la intrusión del magma proveniente del manto, el principal suministro de energía calorífica que reciben.

3.3. Sistemas controlados por la conducción

3.3.1. Sistema de agua geopresurizada.

Otra de las formas de energía hidrogeotérmica que ofrece posibilidades de ser utilizada, es la contenida en el «agua geopresurizada».

Se ha descubierto que en las costas de Louisiana y Texas, en los Estados Unidos de Norteamérica, existen a una profundidad de alrededor de 3.000 m, yacimientos de agua caliente (130° C), saturada de gas natural que la mantiene a presiones de alrededor de 700 kg/cm².

Se sabe además, que al norte del Golfo de México, tierra adentro, existen zonas geopresurizadas, en sedimentos terciarios por debajo de un área de más de 278.500 km², que se extienden desde el Río Grande hacia el norte, hasta la vecindad de Pearl River en Louisiana y adicionalmente, en terrenos del Eoceno y sedimentos del Cretácico, en un área de 52.000 km².

A diferencia de otras zonas geotérmicas que se están considerando para la generación de energía, el potencial energético de estas aguas en las áreas geotérmicas-geopresurizadas de la parte norte del Golfo de México, no se limita a la energía térmica, sino que las presiones anormalmente altas del fluido que han resultado de la formación de compartimentos de los estratos de arena y pizarra que contienen estas aguas calientes, son una fuente potencial para el desarrollo de energía mecánica hidráulica. Adicionalmente, el gas natural disuelto, primordial-

mente metano, contribuye en forma significativa a la energía potencial de estas aguas.

Las formas y las proporciones de energía que pueden obtenerse de este agua en términos de energía calorífica son, como promedio, como sigue:

	<u>%</u>
Energía térmica	64,23
Metano	35,47
Energía mecánica	0,29

Sin embargo, tomando en cuenta que la eficiencia de la conversión de energía hidrogeotérmica en energía eléctrica es de sólo un 8 por 100 y que, en cambio, la eficiencia de la conversión de energía mecánica en energía eléctrica es algo más del 80 por 100 y suponiendo que el metano es un recurso que podría emplearse para otros fines más remunerativos, las proporciones de energía utilizable en la cabeza del pozo para la generación de energía eléctrica, en términos de megavatios, serían:

	<u>%</u>
Energía térmica	71
Energía mecánica	29

Indudablemente estos depósitos de agua geopresurizada, se extienden hacia el sur del Río Bravo, sobre las costas del Golfo de México, en los Estados de Tamaulipas y Veracruz.

El potencial energético de este recurso geotérmico-geopresurizada, es enorme; sin embargo, no ha sido considerado a la fecha, tal vez porque no es aún lo suficientemente conocido. Los problemas tecnológicos que hay que resolver para lograr su utilización, son aún muy numerosos y algunos desconocidos; pero para darse cuenta de su magnitud, se puede hacer la siguiente consideración:

Si se confirmara que en México existen depósitos geopresurizados en un área de 65.000 km² (en una faja de 100 km de ancho y de 650 km de largo, desde el Río Bravo hasta Poza Rica, Ver), esto representaría un potencial eléctrico de 4.000 siglo; equivalentes a 13.000 Mw durante 30 años, y un volumen de gas natural de 6 x 10¹² metros cúbicos. Este volumen de gas equivale al consumo actual del mismo en la República Mexicana, durante 200 años. Es decir, el gas natural representa por sí solo, el energético más importante de este recurso.

Las estimaciones anteriores, están basadas en la Circular 726 de 1975 del «Geological Survey» del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica, cuyas apreciaciones conviene confirmar o investigar.

4. HISTORIA DE SU UTILIZACION

Las primeras noticias que se tienen de la utilización de vapor en la generación de energía eléctrica, provienen de Italia. En este país, las fuentes termales de

Larderello en la Toscana, a 50 km al sur de Pisa, que se venían utilizando desde tiempo ancestral como baños termales, fueron utilizadas por Francisco de Larderello para obtener agua boricada concentrada, con el propósito de producir ácido bórico.

Sin embargo, no fue sino hasta el año 1904 que el príncipe Piero Ginori Conti encendió los cinco primeros focos alimentados con energía eléctrica generada con una pequeña planta de 3/4 de HP accionada con vapor geotérmico. Un año más tarde, se instaló la primera planta de 20 Kw, a lo que siguió un rápido desarrollo. En 1913 se aumentó la capacidad a 250 Kw, en 1914 a 2.750 y 12.000 en 1916, y a 126.800 en 1940.

Durante la retirada de las tropas alemanas, al final de la Segunda Guerra Mundial, fueron destruidas todas las turbinas, doce en conjunto, instaladas en la central de Castelnuovo Valdi Cecina, en la central 2 de Larderello y en la central 1 de Serrazzano.

Inmediatamente después de la guerra se empezó la obra de reconstrucción de la maquinaria destruida y, a mediados de 1948, todas las turbinas ya estaban funcionando nuevamente.

La capacidad actual instalada en las centrales de Larderello y Monte Amiata es de aproximadamente 390 Mw, habiéndose abandonado la extracción de sales.

Sobre el descubrimiento del área geotérmica de «The Geysers» en los Estados Unidos, la historia de la energía geotérmica relata que cuando el explorador William Bell Elliot andaba a la caza de osos en la región del condado de Sonoma, en California, a 120 km al norte de San Francisco, un día de 1847 quedó petrificado al observar las numerosas emanaciones de vapor del subsuelo, lo que hizo llamar a aquella región «Las puertas del infierno».

El primer pozo exploratorio se perforó en 1921 y en 1922 el segundo. En 1924 y 1925 se perforaron cinco pozos más, habiéndose instalado dos pequeños generadores movidos por sendas máquinas de vapor que proporcionaban energía eléctrica a lo que llegó a constituirse en un centro turístico.

Fue hasta los años de 1955 y 1956, cuando la Magma and Thermal Power Company inició la perforación de nuevos pozos y la Pacific Gas and Electric Co. instaló una turbina convencional de 12,5 Mw en vías de prueba, que se puso en servicio en junio de 1960 y que vino a ser la primera de una serie de unidades turbogeneradoras del campo geotérmico que a la fecha tiene la mayor capacidad instalada en el mundo, con 602 Mw.

El primer proyecto que fue capaz de generar energía eléctrica de un campo de vapor húmedo fue el de Wairakei, Nueva Zelanda. Teniendo presente el éxito obtenido en Italia en la utilización de recursos geotérmicos, en 1950 el Gobierno de ese país inició las investigaciones para determinar el origen de la energía geotérmica de ese lugar. Se perforaron varios pozos y se probaron numerosos materiales exponiéndolos al vapor, para encontrar los más adecuados en el caso de que el vapor fuera utilizado. En octubre de 1954, los ingenieros consultores propusieron la instalación de 26 Mw para ser aumentados a 53 Mw si podía obtenerse sufi-

ciente vapor. Casi al mismo tiempo la United Kingdom Atomic Energy Authority, se interesó en el uso del calor geotérmico para la producción de agua pesada por destilación, por lo que se tomó la determinación de elaborar un proyecto conjunto para la producción de agua pesada y la generación de energía. En 1955 se formularon los planos y especificaciones para una planta de destilación y una planta generadora de 47 Mw, colocándose varios contratos. El aumento de 26 Mw originalmente planeados a 47 Mw, demuestra la creciente confianza del Gobierno de Nueva Zelanda en poder obtener mayores cantidades de vapor. Sin embargo, en enero de 1956, la U.K.A.E.A. indicó no estar ya más interesada en la producción de agua pesada, por lo que se retiró del proyecto, el que se dedicó exclusivamente a la generación de energía. Desafortunadamente era ya demasiado tarde para rediseñar todo el proyecto, así que para sustituir la planta de destilación, se ordenaron turbo-alternadores adicionales elevándose la capacidad de 47 a 69 MW.

El 15 de noviembre de 1958 se puso en servicio el primer turbo-alternador de contrapresión de 6½ Mw, para marzo de 1960 los 69 Mw que constituían la etapa I, habían sido puestos en servicio.

A principios de 1963 se puso en servicio la etapa II, aumentando la capacidad instalada a 192 Mw.

En la fábrica de papel de Kawerau, también se utiliza el vapor para generar energía eléctrica, haciendo un total instalado de 202 Mw geotermoeléctricos en Nueva Zelanda.

En el Japón, como en muchos otros países, se vienen utilizando los campos geotérmicos para propósitos terapéuticos y de recreo desde hace varios siglos.

Las investigaciones en este país para el desarrollo de la utilización de la energía geotérmica, se iniciaron en 1948. La primera planta geotérmica se puso en servicio en 1966 en el área de Matsukawa con capacidad de 22 Mw, siguiendo a continuación en 1967 la instalación de la planta de Otake con 13 Mw.

5. LA GEOTERMIA EN EL MUNDO ACTUAL

5.1. La geotermoelectricidad

La conversión de la energía geotérmica en energía eléctrica en un mundo en donde las fuentes tradicionales de energía se han ido agotando o se han venido utilizando casi hasta el límite de su disponibilidad, reviste capital interés. Más aún si se acepta que es un recurso renovable y por lo mismo, con una vida prácticamente infinita.

Siendo la electricidad la forma más práctica y versátil de transmitir, manejar y utilizar la energía, todos los países que han encontrado un potencial hidrogeotérmico en su subsuelo, están tratando de convertirlo en fluido eléctrico. Este esfuerzo se ha intensificado con el aumento del precio de los hidrocarburos en el mercado mundial.

Sin embargo, el aprovechamiento del calor terrestre, se ha limitado, como ya se dijo antes, a la utilización de aquél que traen consigo los fluidos hidrogeotermales, cuyo afloramiento el hombre se concreta a propiciar. Recientemente se ha iniciado el desarrollo de técnicas para utilizar los enormes recursos energéticos del magma terrestre, extrayendo su calor, lo que, seguramente, contribuirá en forma substancial a satisfacer los requerimientos de energía del mundo del futuro.

A continuación se enumeran los países que han logrado generar comercialmente energía eléctrica a partir de la energía hidrogeotérmica, en orden de magnitud de su capacidad de generación.

ESTADOS UNIDOS DE NORTEAMERICA

Este país tiene en la actualidad en operación en «The Geysers», al norte de San Francisco, California, 12 unidades con una capacidad total de 602 Mw, lo cual lo coloca en el primer lugar mundial en la generación geotermoeléctrica.

Los planes originales de desarrollo de tener para 1980 una capacidad total instalada de 1.200 Mw, se han visto seriamente retrasados por restricciones gubernamentales, principalmente de protección del ambiente. No obstante, a la fecha, están por entrar en operación o en construcción, unidades adicionales y recientemente fueron ordenadas las unidades 16 y 17 con capacidad de 115 Mw cada una.

Existen otras zonas geotérmicas en ese país, con más o menos grado de adelanto en el proceso de su aprovechamiento para la generación de energía eléctrica, principalmente en los estados de California, Nevada y Oregón, y recientemente se han extendido las actividades de exploración a los estados de Idaho, Utah, Nuevo México y Arizona.

ITALIA

En este país, los campos geotérmicos actualmente utilizados para la generación de energía eléctrica, producen vapor seco y son los de Larderello con 365 Mw en 13 plantas; Monte Amiata con 25 Mw producidos en cuatro plantas. A esta capacidad instalada hay que agregar 15 Mw de la planta de Travale (Toscana) que recientemente entró en operación. Lo que hace un total de 405 Mw brutos. De esta capacidad, aproximadamente 43.000 Kw corresponden a turbogeneradores no condensantes. Tomando en cuenta que se requieren alrededor de 20 kg de vapor para generar 1 kwh, en una turbina sin condensador y 10 kg por Kwh en una turbina con condensador, se prevé que puede aumentarse la capacidad disponible en 40 Mw sin necesidad de aumentar la producción de vapor.

Muchos geólogos consideran que la producción máxima del campo de Larderello ya ha sido alcanzada, lo que en cierta forma demuestra que la energía de los campos geotérmicos es renovable.

NUEVA ZELANDA

Como se mencionó previamente, en el campo geotérmico de Wairakei, de este país, fue donde por primera vez pudo generarse electricidad a partir de un campo de agua saturada con vapor producido mediante la evaporación instantánea de agua caliente almacenada en acuíferos.

La explotación del campo geotérmico de Wairakei se llevó prácticamente hasta su capacidad máxima con 190 Mw, punto en donde empezaron a notarse signos de abatimiento. Para compensar esta reducción, hubo necesidad de optimizar la utilización del fluido geotérmico, mediante la producción de vapor del agua separada que anteriormente se desechaba.

El descubrimiento de gas natural en las proximidades de la Isla Norte de Nueva Zelanda detuvo el desarrollo de la geotermia durante algunos años, pero de nuevo los trabajos se han reiniciado y en el campo de Broadlands, se tiene planeado instalar una planta de 120 Mw.

También en Kawerau se utiliza el vapor para la generación de energía eléctrica en una planta de 10.000 Kw.

MEXICO

México, con su planta geotermoeléctrica de Cerro Prieto de 75 Mw, ocupa el cuarto lugar en el panorama mundial del aprovechamiento de la energía geotérmica para la producción de electricidad.

A la fecha, los trabajos de ampliación de la planta se han iniciado, con miras a duplicar la capacidad instalada para 1979 y poner además en servicio, para 1980, una quinta unidad de 30 Mw alimentada con vapor obtenido de la evaporación instantánea del agua caliente separada, que actualmente se desecha.

Para fines de 1976 se tiene planeada la iniciación de un programa de perforación de pozos en la zona central del país, conocida como Eje Neovolcánico, que se considera que es la de mayor potencial, dada su gran extensión. Este programa hubo de posponerse debido a las dificultades para conseguir tuberías de ademe y accesorios para los pozos. Los campos en donde se tiene programado ejecutar las primeras perforaciones exploratorias, son el de «Los Negritos» en el estado de Michoacán y posteriormente en «La Primavera», «El Colorado» y «San Marcos», en el estado de Jalisco.

JAPON

Japón tiene, a la fecha, una capacidad instalada de 67 Mw distribuidos como sigue: Matsukawa, 22 Mw; Otake, 10 Mw; Onuma, 10 Mw y Onikobe, 25 Mw. En un futuro cercano entrarán en operación las plantas de Hatchobaru con una unidad de 50 Mw y la de Kakonda también con una unidad de 50 Mw.

EL SALVADOR

En mayo de 1975 se inició la operación de una primera unidad de 30 MW en el campo geotérmico de Ahuachapán. En julio de 1976 se puso en servicio la segunda, también de 30 Mw.

Anteriormente a estas unidades se instaló una unidad geotermoeléctrica de 3,5 Mw con descarga atmosférica para suministrar energía eléctrica durante la instalación de la planta.

UNION SOVIETICA

En 1967 se puso en servicio en la Unión Soviética, una unidad geotermoeléctrica en Puzhetzk con capacidad de 5 Mw y posteriormente en 1970, se puso en servicio la planta experimental de ciclo binario de Paratunka, con capacidad de 750 Kw. Se tiene planeado tener una capacidad instalada entre 22 y 25 Mw para 1980.

ISLANDIA

Desde 1969 se tiene instalada en este país, una planta de 3 Mw en Namafjall. En otras áreas se han perforado pozos que producen agua caliente sobrepresionada, entre ellas está el campo geotérmico de Hveragerdi, en donde se tiene planeado instalar entre 13 y 22 Mw. Se tiene noticia de que recientemente este país ha ordenado dos unidades de 30 Mw para la planta de Krafla.

OTROS PAISES

En otros países se tienen planes más o menos adelantados para la utilización de la energía geotérmica en la generación de electricidad. Algunos de ellos con plantas en construcción próximas a entrar en operación. Entre los más adelantados pueden mencionarse: Las Filipinas que ya tiene ordenadas seis unidades de 55 Mw cada una para hacer un total de 450 MW para el campo geotérmico de Tiwi. Chile con su campo geotérmico de El Tatio, donde se tiene planeada la instalación de una unidad de 20 a 30 Mw. Nicaragua, que ya tiene varios pozos productores y está en vías de adquirir una o dos unidades de 30 Mw.

Con menos adelanto en sus planes geotérmicos, se encuentran Kenya, Etiopía, Indonesia, Taiwan, Turquía, Francia (Guadalupe) y algunos más.

5.2. Otras aplicaciones

La energía geotérmica tiene muchas aplicaciones distintas a la generación de energía eléctrica. Una de éstas, quizá la más importante, es la utilización directa de los fluidos hidrotermales como fuente de calor. En términos de inversión de capital, esta utilización resulta mucho más económica y más eficiente que su conversión en electricidad y la reconversión de ésta en calor. Esta energía calorífica puede utilizarse principalmente para la calefacción, ya sea de hogares o de invernaderos en los climas fríos, para procesos industriales, desalación, etc.

Se ha dicho que si el costo de la energía llega a elevarse exageradamente con el tiempo, nuevas poblaciones se establecerían en las cercanías de las fuentes termales, de la misma forma como muchas ciudades se fundaron a la orilla de las corrientes de agua para aprovechar las caídas de agua en las ruedas de los molinos.

Islandia es el país que mayor uso hace de la energía geotérmica para propósitos de calefacción. Aproximadamente el 50 por 100 de su población de 200.000 habitantes, recibe los beneficios de la energía geotérmica. El 90 por 100 de las casas en Reykjavick, tienen calefacción con agua termal. Además se utiliza ampliamente para la calefacción de invernaderos para el cultivo de verduras frescas, baños y albercas termales y en aplicaciones industriales.

En Nueva Zelanda también se usa extensamente la energía hidrogeotérmica en forma directa como fuente de calor. Ciudades como Taupo y Rotorúa la utilizan para la calefacción de hogares, oficinas públicas y hospitales. El calor total consumido por las aplicaciones directas de los fluidos geotérmicos en este país, es probablemente mayor que el que se usa para generar electricidad.

Hungría ha encontrado extensos acuíferos de agua caliente en su subsuelo, en la parte suroeste. No obstante, que la temperatura de ésta no es lo suficientemente alta para generar electricidad con la tecnología actualmente en uso, se ha desarrollado ampliamente su utilización para la calefacción. Las temperaturas varían entre 85° y 110° C. Se utiliza también para secar cosechas y se estima que en total se ahorran unas 80.000 toneladas anuales de combustible con este recurso.

En la cuenca de París, en Melun, se han encontrado acuíferos artesianos con agua a temperaturas de aproximadamente 70° C, la que se usa para la calefacción. Se calcula que para lograr esto con energía eléctrica, se requerirían alrededor de 40.000 kilovatios.

También en los Estados Unidos, en Utah y Nevada se utiliza el calor geotérmico en hogares e invernaderos.

Los usos actuales y potenciales de la energía hidrogeotérmica dependen básicamente de la temperatura del fluido. Como se ha venido mencionando, los fluidos geotérmicos de alta temperatura, se utilizan para producir vapor para el accionamiento de turbogeneradores para la generación de energía eléctrica.

También se utiliza el vapor geotérmico como vapor de proceso, ya sea directamente o utilizándolo como medio de calentamiento en evaporadores para producir

vapor «limpio», menos corrosivo. Tal es el caso de la fábrica de papel de La Tasman Pulp and Paper Co., de Kawerau, Nueva Zelanda. Se puede usar el vapor geotérmico para la evaporación de soluciones, la refrigeración por el proceso de absorción de amoníaco, la producción de agua pesada por el proceso del ácido sulfhídrico, para el secado de la tierra diatomácea, secado de alimentos; secado de madera, obtención de alúmina por el proceso de Bayer, secado de productos agrícolas, enlatados de alimentos, en el proceso de refinación del azúcar, extracción de sales por evaporación, obtención de agua potable por destilación, secado y curado de tabique ligero, secado de pastos, algas, verduras, etc. El agua geotérmica de menor temperatura se ha usado desde tiempo inmemorial en los baños termales y aún se sigue usando.

Otra aplicación que merece mención especial por su importancia, es la obtención de productos químicos de los fluidos geotérmicos.

Por ejemplo, del agua que habrá de separarse del vapor en Cerro Prieto, cuando se tenga una capacidad instalada de 400 Mw, podrán obtenerse por año, en números redondos: un millón de toneladas de cloruro de sodio, aunque con poco mercado de exportación por la gran producción de Guerrero Negro; 120.000 toneladas de cloruro de potasio con valor de 120 millones de pesos y 5.000 toneladas de carbonato de litio con valor de 60 millones de pesos. De los gases no condensables que se separan del vapor, podrán recuperarse con la misma capacidad instalada de 400 Mw, 50.000 toneladas de azufre, con valor de 50 millones de pesos.

El cloruro de sodio, como se sabe, tiene numerosas aplicaciones, ya sea empleado directamente para propósitos culinarios en la industria alimenticia para la preservación de alimentos, para la refrigeración, para el tratamiento de agua, etc., como en la industria química, para la producción de ceniza de sosa (soda ash), producción de cloro y sosa mediante la electrolisis, etc.

El cloruro de potasio, cuya recuperación tiene especial interés en nuestro país por no producirse actualmente en el mismo, es usado en gran escala como fertilizante, ya que es indispensable para la vida de las plantas.

El carbonato de litio, aunque actualmente se utiliza en reducida escala para la fabricación de grasas, lubricantes y cerámica que resisten altas temperaturas y en la fabricación del acumulador de Edison de hierro-níquel, se prevé que en el futuro tendrá gran demanda al desarrollarse los reactores nucleares de fusión.

El azufre se puede utilizar directamente como pesticida o para la obtención de ácido sulfúrico y a partir de éste, todos sus derivados, incluyendo superfosfatos para la fertilización de las tierras.

Como puede apreciarse, la recuperación de los productos químicos de los fluidos geotérmicos constituye una importante fuente de ingresos, que son un beneficio colateral a la producción de energía eléctrica mediante la energía geotérmica.

6. LA GEOTERMIA EN MEXICO

6.1. Pathé

En México, los estudios para la explotación de la energía geotérmica se iniciaron en el año 1951, independientemente por el geólogo José Isita Septién y por el ingeniero Luis F. de Anda. Este último presentó en el III Congreso Nacional de Ingenieros Mecánicos Electricistas, celebrado en México en 1953, una conferencia bajo el título «Desarrollo geotermoeléctrico en Italia y posibilidades de utilización en México». A instancias del ingeniero De Anda, se formó el 2 de mayo de 1955, un fideicomiso con la participación del Banco de México, la Nacional Financiera y la Comisión Federal de Electricidad, constituyéndose un comité que se denominó «Comisión de Energía Geotérmica».

Bajo los auspicios de este comité, se perforó el primer pozo en Pathé en el municipio de Tecozautla, en el estado de Hidalgo, el que comenzó a producir el sábado 14 de enero de 1956.

Con otro pozo productor que se perforó, se decidió la instalación de un turbogenerador de 3.500 Kw, el que entró en operación el 20 de noviembre de 1959, constituyéndose el primer turbogenerador geotérmico del hemisferio occidental.

Desafortunadamente nunca se contó con suficiente vapor para operar este turbogenerador a plena capacidad, ya que no se logró tener suficientes pozos productores para ello y los conectados a la planta apenas daban suficiente vapor para una carga de alrededor de 500 Kw.

Los primeros pozos de Pathé, produjeron mezcla agua-vapor; pero cuando se pusieron a producir otros pozos perforados en zonas más bajas del terreno, se drenó el agua del yacimiento obteniéndose vapor seco de los pozos productores, haciendo innecesaria la utilización de separadores.

Al decaer la producción de vapor de los pozos productores, posiblemente por incrustación y considerar la perforación de nuevos pozos, se llegó a la conclusión de que en vista de las pocas probabilidades de localizar un pozo productor, de la relativa poca potencia que de él podría obtenerse y de la erogación que esto representaba, se decidió destinar estas inversiones a Cerro Prieto, donde las posibilidades de tener éxito con una perforación eran mayores y el potencial mucho más alto. Por este motivo, esta planta dejó de operar a principios de 1972.

En Ixtlán de los Hervores, Mich., se inició en 1956 la perforación de los pozos 1 y 2, los que alumbraron mezcla de agua-vapor. El pozo 2 explotó el 18 de enero de 1958 y desde entonces ha estado en producción, conociéndose en el área como «El Geiser». La entalpia del flujo de este pozo es demasiado baja para poderse aprovechar para la generación directa de energía eléctrica.

Otro pozo perforado en este área, el I-3, se llevó hasta 1.000 m de profundidad y produjo lo suficiente como para demostrar la conveniencia de proseguir con las perforaciones exploratorias, no obstante, que en poco tiempo se incrustó y se colapsó quedando inutilizado, posiblemente por una terminación deficiente.

En «Los Negritos», Mich., se perforó un pozo exploratorio de 243 mm de diámetro, pero sólo se llevó hasta la profundidad de 783 m, habiéndose obtenido del mismo la producción de agua caliente aunque incapaz de mantenerse por sí misma. Se considera que la profundidad no fue suficiente.

Estos esfuerzos por dominar las técnicas para la explotación de la energía geotérmica, deben de considerarse los preliminares que culminaron en el éxito con la explotación, instalación y operación del campo y planta geotermoeléctrica de Cerro Prieto.

6.2. Cerro Prieto

En 1961 se iniciaron las perforaciones en la zona geotérmica de Cerro Prieto, Mexicali, B.C., habiéndose obtenido vapor en el pozo 1-A el 13 de julio de 1961, no obstante, ser poco profundo, 523 m, con tendencia a incrustarse rápidamente. A continuación se perforaron los pozos 2 y 2-A, hasta una profundidad de 763 y 403 m, los que aunque calientes, no llegaron a ser productores.

Después de efectuar una serie de trabajos aerofotográficos, geológicos y geoquímicos, así como estudios geofísicos de gravimetría y sismología, se decidió la perforación de 4 pozos profundos, programa que se inició el día 3 de marzo de 1964, con la perforación del pozo M-3, el cual se llevó hasta la profundidad de 2.524 m, en donde se tocó el basamento granítico y todavía se penetró en él 100 m.

Este pozo se hizo producir a una profundidad comprendida entre los 700 y los 900 m, lo cual ocurrió el día 7 de mayo de 1964.

De los otros tres pozos profundos que se perforaron en esta etapa, el M-4 localizado en una zona llamada Tulicheck, a aproximadamente 18 km al noroeste del M-3, hasta una profundidad de 2.006 m, no resultó productor y la temperatura más alta que se detectó fue de 45° C con 8 horas de reposo. El M-5, que se constituyó en el centro del área de explotación actual, resultó un pozo excelente. El M-6 perforado hasta 2.040 m de profundidad a 2 km al oeste del campo, directamente sobre la zona de manifestaciones, no llegó a producir lo suficiente para ser tomado en cuenta, sirviendo actualmente como pozo de observación para registrar las variaciones del nivel del acuífero.

Con dos pozos productores: el M-3 y el M-5, y tomando en cuenta el éxito tenido en Nueva Zelanda con el aprovechamiento, por primera vez en el mundo, de un campo con predominio de agua caliente para la generación de energía eléctrica, se decidió enviar tres técnicos mexicanos; un ingeniero geólogo, un ingeniero mecánico y un ingeniero químico, habiendo sido designados los ingenieros: Héctor Alonso Espinosa, Guillermo Fernández de la Garza y Jorge Guiza Lámbarrí, respectivamente, para que recabaran información detallada sobre este aprovechamiento, lo que ocurrió el 4 de julio de 1965, habiendo durado esta comisión algo más de dos meses y medio. Esta información fue, la que adaptada a las condiciones específicas de los fluidos geotérmicos de Cerro Prieto, sirvió de base

para desarrollar la tecnología de la obtención del vapor para los turbogeneradores.

A continuación se perforaron otra serie de pozos productores, todo lo cual permitió a la Comisión Federal de Electricidad tomar la decisión de instalar una planta de 75.000 Kw. Al mismo tiempo, se llevaron a cabo numerosas pruebas de materiales para seleccionar aquellos más apropiados para resistir la corrosividad del vapor y hubieron de desarrollarse las técnicas adecuadas para la perforación de pozos geotérmicos, cementaciones, registros, desarrollos, terminaciones, etc.

Justo es mencionar, que una vez adoptado el sistema, el desarrollo de esta tecnología fue hecha por trabajadores y técnicos mexicanos, y que Cerro Prieto ha servido de escuela para otros países en donde también se está desarrollando la utilización de este recurso. En efecto, la información que se les ha proporcionado, o las técnicas que han experimentado las compañías que han ejecutado algún trabajo relacionado con la geotérmica de Cerro Prieto, las han utilizado en trabajos semejantes en otros países, como El Salvador, Nicaragua y los Estados Unidos. Este último país ha solicitado y obtenido el asesoramiento de ingenieros, petroleros y geólogos mexicanos para sus trabajos de geotermia en el Valle Imperial, California.

Finalmente, a principios de 1973, se concluyó la construcción de la planta geotermoeléctrica de Cerro Prieto, con dos unidades de 37.500 Kw cada una.

La primera unidad entró en operación comercial el 4 de abril de 1973 y la segunda el 10 de septiembre del mismo año. Desde entonces, ambas unidades han estado en operación continua a excepción del tiempo destinado a los mantenimientos programados, que se llevan a cabo durante 20 días de cada año.

Los registros de presión y temperatura de fondo que se han venido realizando periódicamente en los pozos geotérmicos desde el inicio de la explotación regular del campo geotérmico de Cerro Prieto, indican que no ha habido decremento de su potencialidad.

Por otra parte, la perforación de pozos exploratorios alejados del área actual de explotación, ha duplicado las reservas comprobadas del potencial geotérmico. En uno de estos pozos, el M-53, es en el que se ha registrado la mayor temperatura de un pozo geotérmico en el mundo, que son 344° C, con un potencial estimado de más de 15 Mw.

En base a estas evidencias, la Comisión Federal de Electricidad ya ha iniciado la ampliación de la planta geotermo-eléctrica de Cerro Prieto, con dos unidades más de 37,5 Mw y otra quinta unidad de baja presión de 30 Mw; esta última aprovechará el vapor obtenido del agua caliente separada que actualmente se desecha. El programa que se tiene planeado cumplir para el mes de mayo de 1979, continuará con la instalación de una unidad de 55 Mw adicional por año, hasta completar una capacidad instalada de 400 Mw en 1983. Este programa ha sido elaborado para satisfacer la demanda del sistema Tijuana-Mexicali y por ningún motivo está limitado por la potencialidad estimada del campo, la cual se

calcula conservadoramente que tiene un potencial de alrededor de 1.500 Mw.

A la fecha, se han perforado en Cerro Prieto, un total de 32 pozos geotérmicos profundos, de los que sólo dos (M-4 y M-6) no detectaron fluido termal de alta temperatura. Diecinueve de estos pozos están conectados a la planta y de los otros, los que estén más próximos a la planta, se conectarán para producir vapor para las unidades 3 y 4.

6.3. Otras zonas termales

Paralelamente con los trabajos de ampliación de la planta y de la perforación de los pozos correspondientes, la Comisión Federal de Electricidad está desarrollando la explotación de otros campos geotérmicos y a fines de 1976 se iniciará el programa de perforación de seis pozos exploratorios, repartidos en las zonas que ofrecen mayores posibilidades, localizadas en el eje neo-volcánico; una de estas zonas, además de las citadas de Ixtlán, Los Hervores y de Los Negritos en el estado de Michoacán, es la de «Los Azufres», en el mismo estado.

La zona geotérmica de «Los Azufres», es la que parece ofrecer las más grandes posibilidades tanto por su extensión (alrededor de 80 km²), como por sus características, ya que varias de sus manifestaciones son fumarolas, que dejan escapar a la atmósfera vapor seco, y aún sobrecalentado, lo que hace suponer que se trate de un campo con predominio de vapor como el de «The Geysers» de los Estados Unidos.

Con los datos aportados por la geo-resistividad mediante sondeos por el método de Schlumberger, levantamientos geológicos regionales y de detalle y mediante estudios geoquímicos, se localizó en «Los Azufres» el primer pozo, cuya perforación está por iniciarse.

Del resultado que se tenga de las primeras perforaciones, se determinará si se continúa perforando en esa zona o en las otras que se tienen en estudio.

6.4. Potencial Geotermoeléctrico estimado de México

Para poder juzgar la importancia que puede tener para México este recurso energético, es indispensable tener un conocimiento, cuando menos aproximado, de su potencial.

Hay varios métodos como se puede evaluar este potencial. Uno de ellos es el que aparece publicado en la Circular 726 del «U.S. Geological Survey».

Este método considera el área ocupada por el reservorio, la que aparece proyectada en la superficie y delimitada su extensión por las manifestaciones hidrotermales. El espesor del reservorio se estima desde una profundidad de 1,5 km, si no se dispone de otra información, hasta una profundidad máxima de 3 km. El otro parámetro es la temperatura del agua almacenada, la cual, si no se

conoce por medición directa, se estima en base al análisis químico de las fuentes termales («geotermómetros», sodio, potasio, calcio o sílice que son relaciones empíricas entre las concentraciones de estos elementos y la temperatura).

Tomando en cuenta el calor específico volumétrico de la roca almacenadora del reservorio y la eficiencia en la conversión del calor en energía eléctrica y utilizando el factor de conversión correspondiente, se llega a una cifra que normalmente se expresa en Megavatios Siglo (Megavatios. Siglo), es decir, la potencia capaz de desarrollarse en términos de Megavatios durante un período de 100 años. Si se desea expresar en términos de Megavatios que pueden desarrollarse durante 30 años, que es la duración normal de una planta convencional, se multiplica este valor por 3,33.

Si bien es cierto, que no se conocen con precisión estos parámetros en todas y cada una de las áreas termales conocidas de México, se puede calcular un potencial de 85 Mw como promedio de las áreas termales de los estados de Jalisco y Michoacán, que son las que han sido más extensamente estudiadas (Mercado, 1976) y si se considera que existen alrededor de 176 áreas termales en el país (Alvarez, 1976), se obtiene un potencial de 15.000 Mw, que unido a 2.700 Mw que por este método se estiman para Baja California, más el potencial calculado de las áreas ya analizadas, se obtiene un potencial del orden de los 20.000 Mw eléctricos explotables durante 30 años.

A este potencial habría que agregar el calculado de 4.000 Mw. Siglo (13.000 Mw 30 años) del agua geopresurizada que se estimaron anteriormente.

6.5. Posibilidades de Explotación al año 2000

Del potencial geotérmico estimado en México, en realidad del único que se conoce la tecnología de su explotación es el de los sistemas hidrogeotermales de convección, ya que los de agua geopresurizada aún están en etapa de estudio, y no es probable que para el año 2000 se tenga desarrollada la tecnología de su aprovechamiento.

Considerando únicamente el potencial estimado de los primeros, o sea 20.000 Mw, su aprovechamiento íntegro para dentro de 23 años requeriría un promedio de 870 Mw por año, lo que significaría aproximadamente 174 pozos geotérmicos perforados en el mismo lapso de un año. Si como promedio un solo equipo puede perforar 8 pozos por año, se requerirían 22 equipos de perforación trabajando simultáneamente en diferentes zonas geotérmicas, para cubrir este programa.

8. METODOS DE EXPLORACION

8.1. Analogía con la historia del desarrollo de la explotación del petróleo

Se relata que al principio provenía éste de afloramientos naturales o «chapoteras», de donde se extraía para ser utilizado para fines medicinales y en las lámparas de alumbrado.

A medida que el estudio del petróleo descubría la nobleza de sus derivados, sus aplicaciones se multiplicaron muchas veces y su consumo aumentó, hubo entonces necesidad de perforar pozos para disponer de él en cantidades suficientes, perforaciones que naturalmente se localizaron en las cercanías de las «chapopoterías» y por supuesto, un alto porcentaje de esas perforaciones fueron exitosas.

Pero las «chapopoterías» se acabaron y fue necesario inventar y desarrollar otras técnicas que no dependieran de manifestaciones superficiales para descubrir mantos subterráneos.

Así se desarrollaron los métodos geofísicos modernos entre los cuales se cuentan: la sísmica, la gravimetría, la magnetometría, la resistividad y otros que actualmente son las herramientas indispensables que han permitido a la Geología, localizar los mantos hoy en día en explotación, que son muchas veces mayores que los originalmente evidenciados por las primeras «chapopoterías».

Análogamente, el descubrimiento de campos geotérmicos en la actualidad está fuertemente influenciado por el hallazgo de manifestaciones superficiales, ya sea fuentes termales, fumarolas, lagunas de agua hirviendo, hervideros o volcanes de lodo.

En los Estados Unidos, en el Valle Imperial, en el área conocida como Mesa 6, a poca distancia de la frontera con México y posiblemente inspirados por el éxito de las perforaciones en Cerro Prieto, se efectuaron numerosos estudios geofísicos para seleccionar el sitio óptimo para localizar pozos para la producción de vapor.

Hasta la fecha, ninguna de las perforaciones ha resultado productora, lo que demuestra que no existen aún métodos adecuados de prospección geofísica para la geotermia. Recientemente se vienen aplicando métodos magneto-telúricos, que parecen prometedores, pero falta aún mucho por experimentar y comprobar.

Por otra parte, aunque las manifestaciones superficiales son la mejor evidencia de la existencia de un yacimiento termal, ha quedado plenamente demostrado que estos pueden hallarse en áreas alejadas de toda manifestación termal en la superficie, tal y como sucede en «The Geysers», en donde actualmente se perforan pozos productores de vapor sin que exista en muchos kilómetros a la redonda ninguna fuente termal o fumarola.

Todo esto significa, que en materia de exploración geotérmica, estamos en la época de las «chapopoterías» por la que atravesó la exploración petrolera y si bien esto implica primitivismo, lo que no deja de ser verdad, tiene por otro lado la ventaja de que las inversiones necesarias para hacer pozos, tienen grandes probabilidades de éxito.

Esto se deriva no solamente de la analogía con los primeros pozos petroleros, sino que ha quedado comprobado cuando menos en terrenos sedimentarios como el de Cerro Prieto, en donde de 32 pozos profundos perforados, 30 resultaron productores. En terrenos rocosos, la situación es menos ventajosa.

8.2. Exploración y cuantificación

La contribución que la energía geotérmica puede hacer para satisfacer las necesidades energéticas de la humanidad, no ha sido a la fecha debidamente estimada. Tal vez por el desconocimiento que todavía existe de la tecnología para su aprovechamiento eficiente, o quizá por la falta de suficiente experiencia para poder juzgar su confiabilidad y por las fuertes erogaciones de capital que se requieren para iniciar el desarrollo de su utilización, las cuales empiezan desde el momento mismo en que se pretende averiguar el potencial de un área determinada que justifique la inversión y que disminuya las posibilidades de perderla.

El uso más eficiente de la energía geotérmica es, como ya se dijo antes, la generación de energía eléctrica, ya que la calefacción y usos industriales que aunque de valor potencial, están limitados a utilizarse dentro de un área a poca distancia del campo geotérmico.

La mayor parte de los recursos hidrogeotérmicos diseminados por el mundo entero, corresponden al tipo de sistemas de agua caliente, con temperatura de alrededor de 70° C, por lo que se logrará una contribución muy importante de la geotermia, si llega a desarrollarse la tecnología adecuada para aprovechar los fluidos geotérmicos a esta temperatura para generar electricidad, posiblemente con turbinas trabajando en ciclo binario, es decir, con vapor producido mediante la evaporación, con agua caliente, de líquidos de bajo punto de ebullición. Bajo esta base, todo mundo parece estar de acuerdo que el recurso geotérmico puede ser, de igual magnitud que el hidráulico, con el que tiene mucha similitud.

Pocos países tienen, como México, la ventaja de contar en forma tan abundante con este recurso y no sólo del tipo de agua caliente, sino que también del de agua de alta temperatura y aún de vapor.

El conocimiento del origen geológico de la geotermia, está en tal estado, que lo recomendable no es explorar para cuantificar reservas, porque esto sería demasiado caro, sino que se debe perforar directamente para explotar. La bondad del recurso ha quedado plenamente demostrado en México, con la operación de la planta geotermoeléctrica de Cerro Prieto.

A la geotermia se le ha considerado erróneamente como un recurso exótico y se le compara con la energía solar, con la eólica, la maremotriz y la realidad es que hoy por hoy, en México es mucho más tangible y confiable que la energía nuclear.

8.3. Explotación

México, con la planta geotermoeléctrica de Cerro Prieto, ha iniciado la explotación comercial de la energía geotérmica. Los resultados no podrían ser más halagadores. La información que se ha venido recolectando del campo durante el tiempo que lleva en explotación, o sea, algo más de tres años, básicamente la

relativa a la presión y temperatura de fondos de los pozos, indica que no se ha llegado al punto en que estos parámetros empiecen a disminuir, indicando con ello el no haber llegado al punto crítico de su explotación.

Debe reconocerse, que la eficiencia de la explotación de la energía geotérmica, es aún muy baja y que mucho podría hacerse para mejorarla; pero para esto se requiere mucho estudio y dedicación, por lo que deberían capacitarse mayor número de técnicos y científicos en México, en este campo: geólogos, geohidrólogos, geofísicos, petroleros, químicos, geoquímicos, mecánicos, etc., ya que todas estas disciplinas entran en juego en el desarrollo de la explotación geotérmica.

9. COMPARACION CON OTROS ENERGO-ELECTRICOS

Como se mencionó anteriormente la tecnología del aprovechamiento de la energía geotérmica apenas está iniciando su desarrollo, por tal motivo es posible que los costos del kilovatio instalado, o del kilovatio-hora generado en las plantas existentes, no sean representativos de lo que habrá de costar dentro de 23 años por la baja eficiencia de su actual utilización. Activamente se está trabajando para optimizar su uso y bastante se ha logrado en este aspecto.

Por ejemplo, la obtención de vapor de diferentes presiones, haciendo que el agua separada del vapor en un sistema de agua a alta temperatura, se sujete a una segunda y aún a una tercera evaporación instantánea, para ser aprovechado en turbinas de baja presión o en una turbina de presión mixta introduciéndolo en las etapas intermedias y de baja presión de la misma.

Se está experimentando con equipos que admiten el flujo total de la mezcla, es decir, sin separar el agua del vapor, habiéndose tenido buenos resultados con plantas piloto.

No obstante, esta baja eficiencia de su utilización, el precio de la energía geotérmica compite favorablemente con otros sistemas comerciales de generación de energía eléctrica.

Por ejemplo, el costo en la planta geotermoeléctrica de Cerro Prieto fue de 538 dólares americanos por kilovatio instalado. Cifra que es más baja que la reportada para reactores nucleares y muy parecida a la reportada para las plantas hidroeléctricas, con lo que se confirma su similitud.

Aunque el costo del kilovatio instalado de geotermia, es más elevado que el de una termoeléctrica que quema hidrocarburos, el costo del kilovatio-hora generado es más bajo a los precios actuales y siempre crecientes del petróleo. En Cerro Prieto 1 y 2 este costo se calcula en 16 mils (o sean milésimos de dolar), pero debe de tomarse en cuenta que se está produciendo en unidades turbogeneradoras de 37,5 Mw, por lo que indudablemente se abatirá bastante el costo de generación al aumentar el tamaño de las unidades.

En comparación con las plantas nucleoeeléctricas, la geotermoelectricidad no

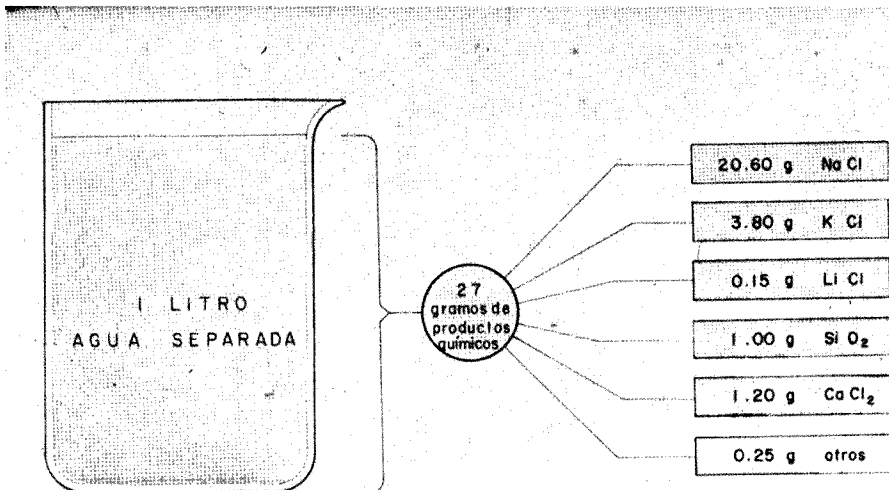
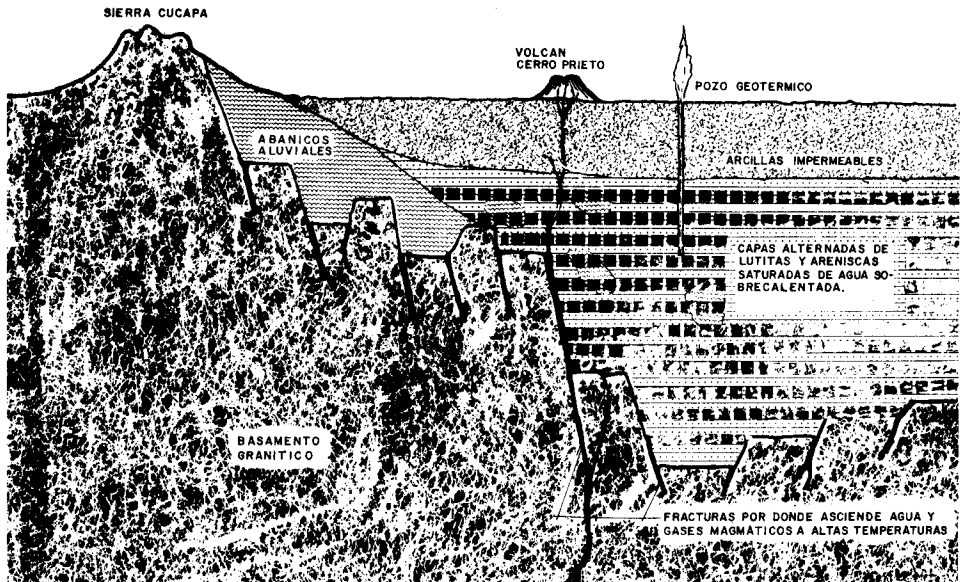
establece ninguna dependencia tecnológica política o económica con los países productores del combustible nuclear.

9.1. Inversión requerida y rentabilidad

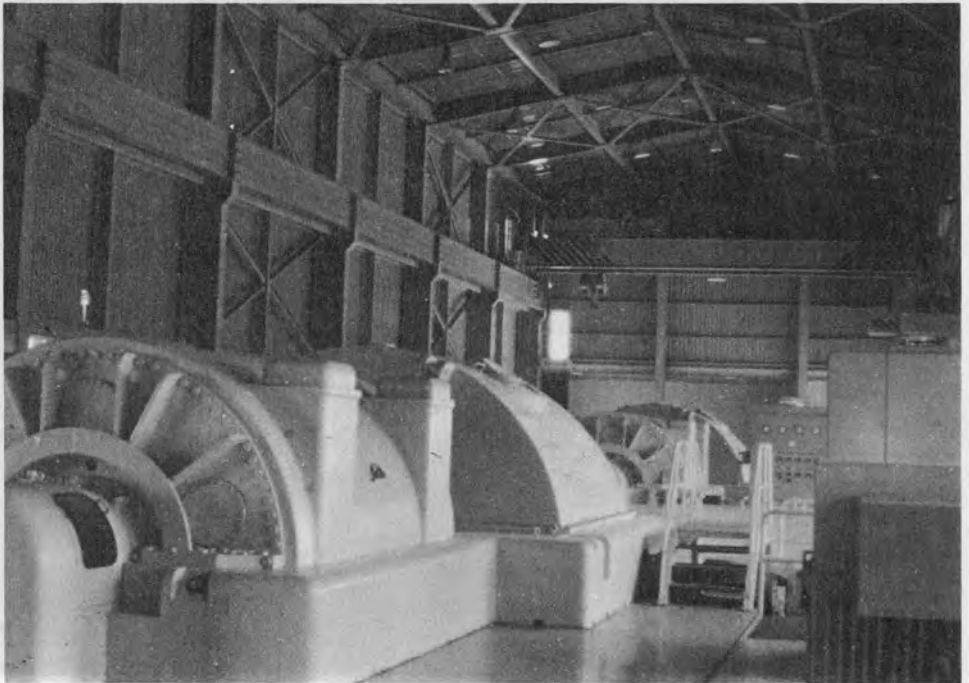
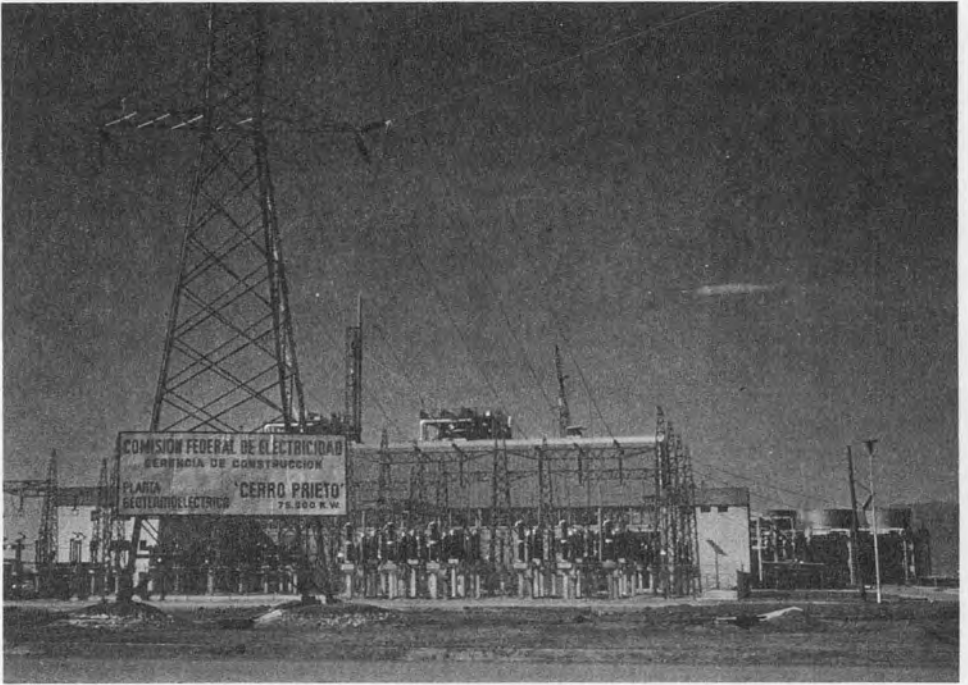
Un plan geotermoeléctrico de 23 años como el que se menciona de 20.000 Mw a razón de 870 Mw a un costo actual estimado de 667 dólares americanos por kilovatio instalado en unidades de 108 Mw incluyendo pozos, requiere una inversión de 580 millones de dólares americanos.

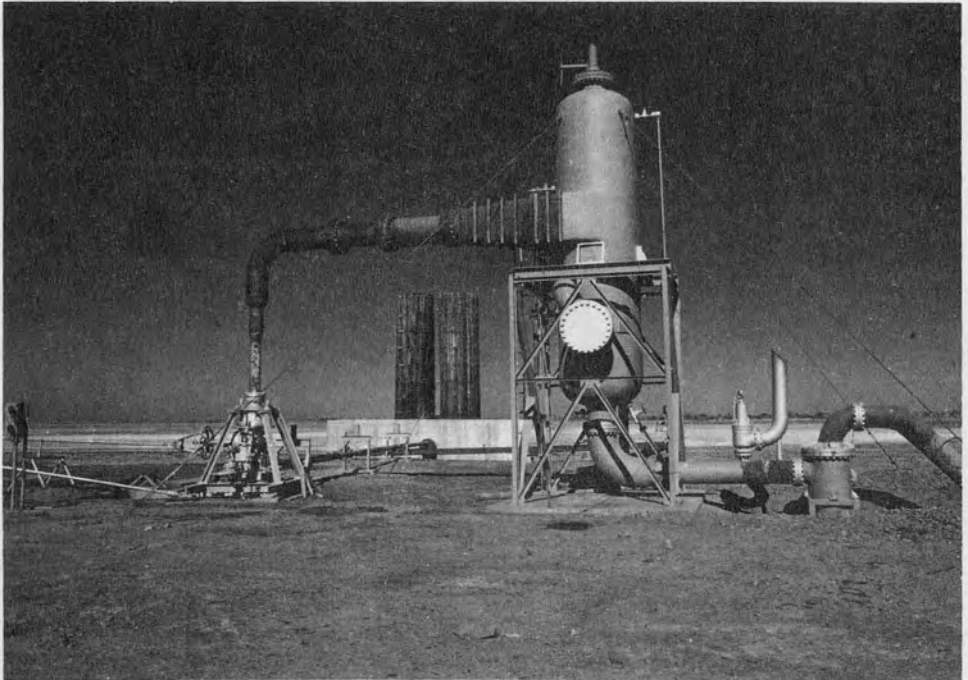
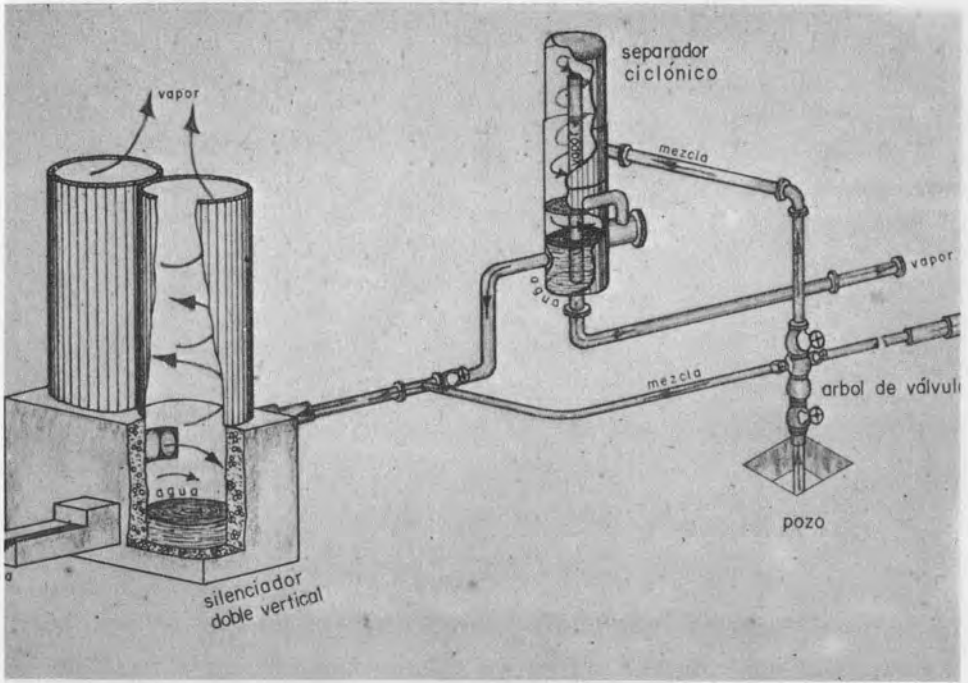
El costo del kilovatio-hora generado que se puede tomar de base para estas comparaciones, según los datos recabados por la Gerencia de Planeación y Programa de la Comisión Federal de Electricidad son los siguientes: kilovatio-hora generado en unidades geotermoeléctricas de 55 Mw: 21,32 mils kilovatios-hora generado en unidades termoeléctricas de 300 Mw utilizando combustible residual de 9,80 dólares/barril: 22,81 mils.

Como se ve, el precio del kilovatio-hora geotérmico es más económico y como se dijo antes, bajará aún más el costo de su generación a medida que se incremente el tamaño de las unidades y se optimice la tecnología de su aprovechamiento.



COMPOSICION QUIMICA DEL AGUA SEPARADA DE ORIGEN GEOTERMICO (CERRO PRIETO, B.C.)





Panorama de la energía geotérmica en las islas Canarias a través de las investigaciones del Instituto Geológico y Minero de España

JERONIMO ABAD FERNANDEZ

...«El 18 un nuevo cono se levantó entre los que se elevaban ya sobre las ruinas de Mato, Santa Catalina y Timanfaya. Un cráter abierto sobre el flanco de este cono, lanzaba cenizas y relámpagos y de otra montaña situada encima de Mazo se dependía un vapor blanco que no se había observado hasta entonces...».

Del relato del cura de Yaiza (Lanzarote), don Andrés Lorenzo Curbelo, testigo de las erupciones de los años (1730-1736), en Lanzarote.

La magistral descripción de una de las más poderosas erupciones volcánicas de la historia de las Islas Canarias, ya presenta indicios utilizables en las investigaciones geotérmicas.

Quizá no se pueda precisar bien, cuándo comenzaron las inquietudes científicas en nuestro país, referentes a lo que actualmente se denomina «energía geotérmica», pero lo que sí puedo asegurar es que el párrafo anterior está transcrito en el «Estudio de la Montaña de Fuego de Lanzarote» realizado en 1948 por el Ingeniero Delegado del Instituto Geológico y Minero de España, en Las Palmas de Gran Canaria, don Tomás Córdón y López de Ocariz.

Otros informes fueron realizados en fechas posteriores (8 de marzo de 1949) por los ingenieros del IGME, Benito y Comba, y recomiendan el aprovechamiento de los fenómenos térmicos de Lanzarote para la producción de energía termoeléctrica.

Quisiera hacer notar, para valorar de una forma histórica estos estudios, que hacía muy pocos años que había comenzado en Hiroshima una nueva era energética: la atómica, que naturalmente no figuraba en las estadísticas mundiales.

De las investigaciones posteriores realizadas en el archipiélago canario por muy diversos organismos, cabe destacar las ejecutadas por el C.S.I.C. y la Universidad Complutense de Madrid, que han llegado a definir las características del posible campo geotérmico de Lanzarote. En base a estos estudios, el IGME redactó un proyecto (en 1975) que completara las investigaciones antes realizadas y que aclarara las hipótesis que se barajaban en las investigaciones precedentes.

Al mismo tiempo, el Instituto Geológico, tenía en marcha un proyecto denominado «Inventario Nacional de Manifestaciones Geotérmicas» uno de cuyos capítulos más importantes estaba dedicado a las Islas Canarias.

En esta reseña, necesariamente breve, nos ceñiremos, pues, a las conclusiones que puedan obtenerse de las investigaciones que hasta la fecha se han realizado por el IGME, tanto para la evaluación del potencial geotérmico de la isla de Lanzarote, como de los resultados que se han obtenido del «inventario nacional» (referido al capítulo de las Islas Canarias).

Las Islas Canarias constituyen un archipiélago volcánico, típico de las zonas límites entre la plataforma continental y el basamento oceánico; estas regiones se presentan como fundamentalmente eruptivas e inestables.

Se piensa en la actualidad que los materiales que constituyen las Islas Canarias (al menos las más occidentales) se apoyan en un basamento de tipo plutónico, constituido fundamentalmente por sienitas, dioritas, gabros y peridotitas. Este basamento parece aflorar únicamente en las islas de La Palma, Gomera y Fuerteventura.

Sobre dicho basamento se encuentran los llamados basaltos antiguos, que ocupan grandes extensiones, principalmente en las islas de Tenerife, Gomera y Gran Canaria. Estos basaltos son producto de unas emisiones de tipo lineal. Posteriormente se han ido sucediendo períodos eruptivos y de erosión que han configurado el relieve actual. El primero de los períodos eruptivos de carácter ácido, coincidió en su comienzo con el período de transgresión marina de la parte occidental de África. Tras un nuevo período de calma eruptiva, tienen lugar unas emisiones de tipo traquítico que son seguidas de un corto período de calma en los que aparecen fenómenos de erosión. A continuación un nuevo período eruptivo de carácter básico con emisión de una serie basáltica de poco volumen de materiales. Esta fase se ve continuada con emisiones nuevamente ácidas que viene a coincidir con un nuevo hundimiento del archipiélago. Las Islas Canarias adquieren su forma actual. En el levantamiento consiguiente tiene lugar el último período eruptivo de carácter básico y que actualmente parece que continúa. Las últimas erupciones tienen lugar fundamentalmente en las islas de Tenerife, La Palma y Lanzarote.

Conscientemente se renuncia aquí a realizar una síntesis geológica, aunque sea muy breve, de las islas Canarias. Se quiere exponer cuáles han sido los resultados prácticos de los proyectos que el IGME ha efectuado o está ejecutando en el campo de la energía geotérmica en el archipiélago, y cuál puede ser el futuro de esta energía en función de sus aplicaciones prácticas.

Nuestra descripción se realizará siguiendo un criterio geográfico, pues quizá sea el más inteligible y, por consiguiente, el análisis se realizará isla a isla.

Prescindiendo de Lanzarote, que merecerá un apartado especial por sus particulares características, en el «inventario nacional de manifestaciones geotérmicas», se ha puesto de manifiesto la presencia de puntos con agua caliente en varias islas. No se ha tenido conocimiento por los realizadores del inventario de puntos de agua «anómalos» en las islas de Hierro, Gomera y Fuerteventura; ofreciéndose a continuación datos referentes a 64 galerías con temperaturas anómalas en la isla de Tenerife, 4 en la isla de La Palma y 30 pozos en la isla de Gran Canaria.

Hidrogeotermismo. Descripción de las fuentes termales

En los terrenos volcánicos el agua, en general, puede estar contenida y circula bien a través de la fracturación de coladas o bien mantos de naturaleza piroclástica o escoriácea, o bien, rara vez, en capas aluviales. Estos medios permeables se hallan compartimentados y limitados por otros impermeables, tales como diques y algamas.

El agua de lluvia encuentra generalmente en superficie materiales de carácter muy permeable, lo que facilita su rápida infiltración. Adquiere así un movimiento, prácticamente vertical hasta encontrar alguna barrera horizontal o inclinada que cambie su movimiento.

A medida que estos elementos impermeables aumentan, la componente del movimiento se hace fundamentalmente horizontal, hasta alcanzar el nivel de equilibrio de las aguas basales; con lo que el movimiento se hace casi exclusivamente horizontal. Así la explotación de las aguas subterráneas en estos terrenos volcánicos ofrece dos posibilidades fundamentales: captación de aguas colgadas, embalsadas por diques, o captación de aguas basales mediante pozos (en general).

La mayoría de las veces, las aguas, en su movimiento de infiltración discurren por terrenos muy aireados por la fracturación de las rocas o la poca compactación de los aglomerados y

escorias, por lo que la temperatura de dichas aguas es baja. Incluso anormalmente baja desde el punto de vista geotérmico. Ahora bien, también sucede que muestras de agua obtenidas en galerías a 35° C o más grados, tienen una montera o carga de 800-900 m hasta la superficie libre; por aplicación del gradiente geotérmico «normal» resultan estos 35° C, y no pueden considerarse como indicio de una anomalía térmica significativa.

Naturalmente otras veces hay que pensar que el origen de una temperatura anormal, es la presencia en el subsuelo de materiales a temperatura elevada debida a erupciones recientes.

Por último, en algunos casos es posible suponer que la fuente de temperaturas elevadas sean reacciones químicas.

Identificación de facies hidroquímicas y determinación de temperaturas

Se han analizado 86 muestras de agua procedentes de 51 captaciones de la isla de Tenerife, 30 en Gran Canaria y 4 en la isla de La Palma.

En la isla de Gran Canaria las aguas analizadas se distribuyen según las siguientes facies hidroquímicas.

- Bicarbonatadas sódicas 25%
- Bicarbonatadas magnésicas 10%
- Clorudadas sódicas 46%
- Clorudadas magnésicas 11%

La disposición espacial de las muestras analizadas (puede observarse en la figura) sugiere fenómenos de evolución química que harían pasar aguas de tipo bicarbonatado a clorurado o viceversa. Sin embargo, si consideramos el tipo de almacenes y el sistema de circulación, se puede llegar a la conclusión de que este fenómeno de evolución no es probable y que la posición de las muestras obedecerá, en su mayor parte, a características químicas adquiridas en circulación por terrenos de características litológicas a veces muy diferentes, distintos tiempos de recorridos; probable mezcla con agua del mar, etc. La última causa (mezcla con agua del mar) parece apreciarse al observar el contenido en Cl^- y Na^+ en algunos puntos de agua costera.

La clasificación química de las aguas analizadas según Piper, se indica en el cuadro correspondiente.

Analizado el contenido de sílice y refiriéndonos a la isla de Gran Canaria; las concentraciones de las muestras obtenidas están comprendidas entre 36 y 129 p.p.m. Las temperaturas calculadas en función de dicho contenido en sílice, sobrepasan los 80° C; alcanzando en ocasiones G.C-2 y G.C-4 los 130° C.

En el cuadro correspondiente se especifican las temperaturas de equilibrio deducidas para cada una de las surgencias termales.

Mediante el geotermómetro «equilibrio albita-anortita» se han calculado las temperaturas iniciales del almacén y se especifican en el correspondiente cuadro. Los valores máximos se sitúan próximos a los 120° C superando la media los 90° C.

El predominio casi exclusivo de los materiales basálticos, ha hecho que haya sido considerado este método como el geotermómetro más idóneo. El equilibrio dinámico del proceso de albitización de la anortita, depende de las condiciones termodinámicas iniciales del sistema. La dependencia funcional existente entre la constante de equilibrio y la temperatura nos permitirá en cada caso hallar ésta.

También se ha utilizado para determinar las temperaturas de equilibrio en profundidad las expresiones de Fournier y Truesdell (1971) que relacionan las concentraciones iónicas del Na^+ , K^+ y Ca^{2+} . La utilización de este geotermómetro ha conducido a estimar en la isla de Gran Canaria, temperaturas que se sitúan entre 171° y 255° C, superándose en la mayor parte de los casos los 200° C. También se expone en el cuadro correspondiente los resultados de la aplicación de este geotermómetro en las muestras analizadas.

Isla de Tenerife

Representando los datos analíticos en el diagrama triangular de Piper, se ha observado que el 90 por 100 de las muestras pertenecen a aguas de tipo bicarbonatado sódico; siendo el 10 por 100 restante de carácter bicarbonatado cálcico o magnésico y sulfatado sódico.

Es posible que el carácter eminentemente bicarbonatado sódico de las aguas analizadas debe estar condicionado por la abundancia de CO_2 disuelto y la presencia de hidróxido de sodio producido en la descomposición de materiales basálticos.

La dispersión de las muestras en el diafragma triangular, expresa cierta variación espacial en el quimismo producida por la heterogeneidad de los materiales que constituyen los almacenes, además de un mayor o menor tiempo de circulación.

Analizado el contenido en sílice de las 51 muestras obtenidas, se han encontrado unos valores que oscilan entre 10 y 128 p.p.m.; superando en el 30 por 100 de los casos las 50 p.p.m. Las temperaturas calculadas utilizando este geotermómetro oscilan entre 50 y 130° C, estando su promedio próximo a los 80° C.

Utilizando como geotermómetro el equilibrio albita-anortita, y a partir de los datos consignados en el cuadro 6, se han estimado las temperaturas de equilibrio, que oscilan entre límites muy amplios (entre 30° y 115° C siendo su promedio próximo a los 68° C).

Mediante el empleo de la expresión de Fournier y Trüesdell, se han obtenido temperaturas de equilibrio comprendidas entre 160° y 330° C.

Las temperaturas obtenidas en cada una de las muestras y por los diversos métodos empleados se han especificado en el cuadro 2.

Isla de La Palma

Los datos químicos obtenidos a partir de las muestras analizadas indican la existencia de aguas de tipo bicarbonatado y clorurado sódico.

El predominio de los iones CO_3H^- y Cl^- sobre el ión SO_4^{2-} se observa fácilmente en el diagrama de Piper.

Por utilización del geotermómetro contenido en sílice, se observa que las temperaturas iniciales estimadas en la isla de La Palma se sitúan entre 68 y 87° C (oscilando el contenido en sílice entre 22 y 58 p.p.m.).

Las temperaturas estimadas mediante el equilibrio albita-anortita se sitúan entre 60 y 122° C, siendo el promedio próximo a los 80° C.

Las temperaturas calculadas en función de las concentraciones de sodio, potasio y calcio, se especifican en el cuadro 3, situándose los límites entre 138 y 196° C, con su promedio próximo a los 176° C.

Los resultados que se pueden obtener, pueden ser de varios tipos; desde el punto de vista puramente investigativo, se destaca que el método geotérmico basado en el equilibrio albita-anortita ha dado excelentes resultados en todos los casos. Los valores deducidos son ligeramente inferiores a los obtenidos en función de la sílice, excepto en puntos con aguas desequilibradas en donde esta diferencia sobrepasa los 20° C. La concordancia casi absoluta de resultados parece confirmarnos una vez más la idoneidad para zonas graníticas del equilibrio albita-anortita como geotermómetro.

Desde un punto de vista técnico, hay que destacar que las temperaturas que se han calculado, si corresponden a una realidad física, son de aplicación industrial inmediata. (Haciendo también la salvedad de que las aguas captadas son relativamente superficiales o poco profundas, dada la impermeabilidad general de las series volcánicas); en este caso la variación lateral de temperaturas según la sílice puede sugerir variaciones horizontales del gradiente (zonas del terreno con mayor o menor flujo de calor).

Como conclusión, puede admitirse que si en aguas relativamente superficiales en terrenos semi-permeables, cuentan con temperaturas anormalmente elevadas, cabe pensar en la existencia de un magma activo y no se puede descartar «a priori» la posibilidad de alta entalpía en profundidad, caso de existir una roca almacén adecuada bajo las series volcánicas.

Pero refiriéndonos sólo a la baja entalpía, se puede indicar que las temperaturas existentes son plenamente utilizables en procesos de desalinización del agua. Según autores, la economía

que representa la utilización para la desalinización de aguas a una temperatura de 90° C pueden cifrarse en un 30-40 por 100 del precio final del m³ de agua desalinizada.

Después de observar los mapas que se adjuntan pueden observarse tres zonas definidas en la isla de Gran Canaria, en la que se detectan zonas con gradientes anómalos. Similar razonamiento puede hacerse para la isla de Tenerife y La Palma. La aplicación inmediata en los procesos de desalinización, es una solución válida para todas ellas, agobiadas por la escasez del agua.

Isla de Lanzarote

Como antes se indicaba, Lanzarote es un caso muy especial. Desde hace ya mucho tiempo son conocidas sus manifestaciones geotérmicas, y varios son los organismos o entidades e incluso particulares que han estudiado la zona y se han interesado por su aprovechamiento.

Ya se comentó, que en 1948, el ingeniero delegado del IGME en Las Palmas, redactó un informe en el que se incluían las termométricas realizadas. En 1949 Benito y Comba, en su estudio, analizan hasta una posible máquina térmica, que en teoría era capaz de aprovechar el calor de la Montaña de Fuego.

Sería interminable el escribir aquí los estudios que se han realizado, y me voy a ceñir a los que actualmente desarrolla la Empresa Nacional Adaro de Investigaciones Mineras como contratista del IGME en el proyecto denominado «Evaluación del potencial geotérmico de la isla de Lanzarote».

En base a los estudios realizados por la Universidad Complutense de Madrid y el C.S.I.C., el IGME redactó un proyecto que fue definitivamente aprobado en junio de 1975.

El proyecto constaba de dos partes o fases bien definidas, de un lado se realizarían unas prospecciones sísmicas en el mar; ya que gran parte de los métodos geofísicos ensayados en tierra no habían dado los resultados apetecidos, debido de forma fundamental a las dificultades que presentan los países volcánicos para este tipo de estudios.

De otro lado, se realizarían una serie de labores mecánicas, en especial un sondeo profundo que despejara las incógnitas del posible campo geotérmico.

En publicaciones de V. Araña et al (1973), se deducían el modelo del campo geotérmico de Lanzarote. Parece ser que en Lanzarote existían las condiciones necesarias para la existencia de un campo geotérmico de alta entalpía y a título personal diré que yo estoy convencido de su presencia.

Es necesario, en esquema, la comprobación de la existencia de una roca almacén con un fluido sobrecalentado, y aislada por una capa impermeable.

Nuestras investigaciones sísmicas iban encaminadas a comprobar si existía una serie sedimentaria debajo de las coladas volcánicas de la isla. Este tipo de geofísica fue realizado por una compañía extranjera, y además de sísmica, se realizó un estudio gravimétrico y magnético. Interpretada la geofísica (realizada en mar como antes se indicaba) parece ser que no existen dudas sobre la existencia de una potente serie sedimentaria, que parece elevarse, precisamente en las proximidades de Lanzarote.

Estos materiales sedimentarios son los que se supone que realizan la función de la roca almacén que se busca. (Otros participantes de este simposio ampliarán los datos que se han obtenido en esta investigación.)

Hasta aquí las investigaciones realizadas. Solamente mediante un sondeo profundo, pueden ya despejarse las incógnitas que persisten; pues solamente así puede precisarse si la roca almacén presenta permeabilidad y transmisividad suficiente y demás parámetros que puedan hacer aprovechable este posible campo geotérmico.

Fuerteventura es una incógnita a despejar. ¿Puede ser un campo geotérmico cerrado?

He pretendido en esta comunicación ser lo más ecuanime posible; he analizado hechos y realizado algunas reflexiones. También quisiera disculparme por no ser un especialista en geotermia. En público me califico de advenedizo a estas especialidades, como casi todos los que en nuestro país nos dedicamos a las investigaciones geotérmicas, a las que nunca se les ha prestado ni ayuda ni consideración. Han faltado y faltan proyectos bien dotados económicamente que pongan de manifiesto el potencial geotérmico español.

En general, los razonamientos contrarios son siempre fáciles: las investigaciones geotérmicas son caras. Ahora bien, la energía en la actualidad no puede decirse que sea barata, y menos en nuestro país; que tiene casi agotadas sus posibilidades hidráulicas y es deficitario en carbón, gas y petróleo, con pocos recursos nucleares y con un 90 por 100 de dependencia extranjera en este campo.

Nunca he oído decir que la energía geotérmica sea la panacea que resuelva nuestra crisis (o al menos yo no lo he dicho); pero de lo que no cabe duda es que esta energía es nuestra, sin estar sometida a los vaivenes del comercio exterior. Considerando que en algunas regiones como las Islas Canarias, este tipo de energía, sí puede suponer un tanto por ciento notable de su contexto energético.

En esta panorámica general, que será ampliada en varias intervenciones de este simposio, he querido poner de manifiesto, de un lado las investigaciones del IGME en este campo energético y de otro ofrecer una serie de posibilidades viables en el archipiélago canario.

Lamentablemente, las inversiones no han sido suficientes para poder pasar de este estadio inicial de conocimientos, a otro más avanzado de aprovechamiento inmediato; yo confío que en un próximo futuro, o la Administración o la iniciativa privada, puedan ofrecer realizaciones prácticas, porque pienso que en nuestro país estamos jugando con el futuro de forma temeraria.

RESUMEN DE LAS AGUAS TERMALES EN LA ISLA DE GRAN CANARIA - Cuadro Nº 1-a

PROVINCIA	Nº	TIPO M - Manantial M _c - Manantial captado P - Pozo S - Sondaje	CAUDAL l/seg.	TEMPERATURA DE EMERGENCIA °C	pH	CLASIFICACION DEL AGUA	P.F.M.					TEMPERATURA TEORICA EN EL ALMACEN, EN FUNCION DE		
							TSD	Cl ⁻	F ⁻	B ³⁺	SiO ₂	SiO ₂	ALBITA ANORTITA	Mo. K. Ca β - 1/3
GRAN CANARIAS	1	P	8	37	6,65	(CO ₃ H) ₂ Mg	2.029,30	588,08	≤ 0,1	1,22	116,64	126	95	211
"	2	P	28	35	6,10	(CO ₃ H) ₂ Mg		134,55	0,3	0,51	129,6	131,24	104	221
"	3	P	19	32	6,25	(CO ₃ H) ₂ Mg		119,20	≤ 0,1	0,23	108,0	122	95	220
"	4	P	9	36	6,45	CO ₃ H Na	2.050,95	445,88	0,51	4,20	125,28	129	117	222
"	5	P	20	29	7,15	CO ₃ H Na	918,85	223,0	≤ 0,1	0,76	86,4	112	102	187
"	6	P	22,5	29	6,3	Cl ₂ Mg	4.268,95	2.016,4	≤ 0,1	1,31	92,88	115	100	176
"	7	P	9	27	8,65	Cl Na	2.046,0	837,0	≤ 0,1	1,22	32,40	78	85	167
"	8	P	15	29	6,7	Cl Na	1.677,55	471,44	≤ 0,1	0,93	99,36	118	115	176
"	9	P	70	30	7,55	Cl ₂ Mg	3.630,6	2.009,4	≤ 0,1	0,39	56,16	96	82	183
"	10	P	20	32	8,58	Cl Na	512,90	123,19	≤ 0,1	0,28	62,64	99	88	199
"	11	P	20	27	8,90	CO ₃ H Na	387,95	62,48	≤ 0,1	0,24	51,84	92	85	201
"	12	P	10	30	8,1	Cl Na	525,40	130,68	≤ 0,1	0,29	51,84	92	80	176
"	13	P	10	33	6,77	CO ₃ H Na	1.469,10	93,72	1,3	0,60	79,92	109	75	207
"	14	P	15	29	7,65	Cl ₂ Mg	3.958,7	2.229,4	≤ 0,1	0,77	60,48	98	92	168
"	15	P	10	27	8,32	Cl ₂ Mg	5.175,10	2.854,2	≤ 0,1	0,29	41,04	85	75	226
"	16	P	10	30	7,7	Cl Na		1.633,0	≤ 0,1	0,69	58,32	97	92	173
"	17	P	46	36	7,57	CO ₃ H Na	814,50	177,6	1,5	0,58	101,52	119	110	197
"	18	P	11	34	8,35	Cl Na	892,3	360,68	0,3	0,41	47,52	90	90	192
"	19	P	25	35	8,35	Cl Na	1.013,9	417,84	0,51	0,29	47,52	90	95	177

RESUMEN DE LAS AGUAS TERMALES EN LA ISLA DE GRAN CANARIA - Cuadro Nº 1-b

PROVINCIA	Nº	TIPO H - Manantial M - Manantial captado P - Pozo S - Sondeo	CAUDAL l/seg.	TEMPERATURA DE EMERGENCIA °C	pH	CLASIFICACION DEL AGUA	P.P.M.					TEMPERATURA TEORICA EN EL ALMACEN, EN FUNCION DE		
							TSD	Cl ⁻	F ⁻	B ³⁺	SiO ₂	SiO ₂	ALBITA ARGENTITA	Na K Ca B - 1/3
GRAN CANARIAS	20	P	60	31	8,32	Cl Na	924	372,04	0,22	0,24	47,52	90	90	190
"	21	P	15	32	8,65	Cl Na	1.047,8	674,5	0,19	0,81	34,56	79	86	173
"	22	P	15	32	7,72	Cl Na	1.631,3	674,5	0,21	0,70	36,72	81	85	171
"	23	P	22	25	7,22	Cl Na	2.472,2	1.029,5	≤ 0,1	0,89	36,72	81	85	168
"	24	P	3	29	7,12	CO ₃ H Na	1.282,5	121,77	3,60	1,21	71,28	104	112	197
"	25	P	10	30	6,05	Cl Na	2.778,8	306,8	2,95	1,35	66,96	102	121	211
"	26	P	12	24	7,1	CO ₃ H Na	452,70	65,32	0,76	0,24	73,44	106	85	255
"	27	P	1	21	5,35	(CO ₃ H) ₂ Ca	402,95	29,11	≤ 0,1	0,06	108,0	122	88	242
"	28	P	10	27	6,07	(CO ₃ H) ₂ Ca	816,80	48,99	≤ 0,1	0,13	101,52	119	88	245
"	29	P	3	20	6,05	(CO ₃ H) ₂ Ca	465,90	24,85	≤ 0,1	0,09	77,76	108	70	226
"	30	P	14	20	6,41	Cl Na	976,40	204,4	≤ 0,1	0,08	75,60	107	105	192

RESUMEN DE LAS AGUAS TERMALES EN LA ISLA DE TENERIFE - Cuadro Nº 2-a

PROVINCIA	Nº	TIPO M - Manantial Mc - Manantial P - Pozo S - Sonda	CAUDAL l/seg.	TEMPERATURA DE EMERGENCIA °C	pH	CLASIFICACION DEL AGUA	P.P.M.					TEMPERATURA TEORICA EN EL ALMACEN, EN FUNCION DE		
							TSD	Cl ⁻	F ⁻	B ³⁺	SiO ₂	SiO ₂	ALBITA ANORTITA	Na K Ca B = 1/3
TENERIFE	1	Mc		37										
"	2	Mc		37	9,0	CO ₃ H Na	644	22,37	3,9	0,12	53,0	94	95	287
"	3	Mc		21 - 26	8,9	CO ₃ H Na	711,90	37,99	3,2	0,18	50,0	92	95	276
"	4 (2.400 m)	Mc		26 - 30		CO ₃ H Na	672,00	21,30			43,0	87	90	305
"	4 (3.060 m)	Mc		26 - 30		CO ₃ H Na	584	26,62			41,5	86	90	285
"	5	Mc		23 - 30	8,7	CO ₃ H Na	719,5	18,11	0,7	0,135	59,0	97	95	247
"	6	Mc		21,5 - 29		CO ₃ H Na	1.010	24,82			27,50	74	60	254
"	7	Mc		27,5 - 35,5		CO ₃ H Na	1.210	30,141			25,00	71	78	216
"	8	Mc		31,5	8,7	CO ₃ H Na	872	18,82	0,56	0,10	70,0	104	105	224
"	9	Mc		33		CO ₃ H Na	790	44,96			36,4	82	78	286
"	10	Mc		28 - 32	8,7	CO ₃ H Na	487	17,75	0,26	0,105	39,0	83	70	295
"	11	Mc		29		CO ₃ H Na	200	35,50			12,50	55	30	285
"	12	Mc		27		CO ₃ H Na	1.096	51,15			53,5	94	60	238
"	13													
"	14	Mc		33 - 39		CO ₃ H Na	656	36,31			16,80	61	70	171
"	15 (3.450 m)	Mc		32	8,65	CO ₃ H Na	2.380	120,70			85	112	108	498
"	16	Mc												
"	17	Mc		34										
"	18	Mc		40		SO ₄ Na ₂	1.240	24,85			10	51	40	160

RESUMEN DE LAS AGUAS TERMALES EN LA ISLA DE TENERIFE - Cuadro Nº 2-c

PROVINCIA	Nº	TIPO M - Manantial Mc - Manantial P - Pozo S - Sonda	CAUDAL l/seg.	TEMPERATURA DE EMERGENCIA °C	pH	CLASIFICACION DEL AGUA	P.-P.-M.					TEMPERATURA TEORICA EN EL ALMACEN, EN FUNCION DE		
							TSD	Cl ⁻	F ⁻	B ³⁺	SiO ₂	SiO ₂	ALBITA ANORTITA	Na, K, Ca, R = 1/3
TENERIFE	35	Mc		30 - 36										
"	36	Mc		35 - 38										
"	37	Mc		36										
"	38	Mc		37		CO ₃ H Na	332	19,70			23	69	55	297
"	39 (2,950 m)	Mc		27		(CO ₃ H) ₂ Mg	690	12,47			21	66	48	308
"	39 (4,070 m)	Mc		27		CO ₃ H Na	670	10,64			10	50	42	284
"	40 (2,230 m)	Mc		29		CO ₃ H Na		56,80			24	70	75	234
"	40 (3,950 m)	Mc		29		CO ₃ H Na	440	21,30			20,5	66	85	265
"	41	Mc		28 - 30,5		(CO ₃ H) ₂ Mg	2,360	31,91			35	81	70	260
"	42	Mc												
"	43	Mc		36		CO ₃ H Na		13,19			21,30	67	78	287
"	44	Mc		33										
"	45	Mc		26		CO ₃ H Na	970	10,63			20,30	66	50	286
"	46	Mc		37		CO ₃ H Na	340	19,52			16,75	61	55	252
"	47 (0 m)	Mc		31		CO ₃ H Na	880	17,304			33,60	79	70	263
"	47 (3,332 m)	Mc		31		CO ₃ H Na	968	13,82			15,20	59	87	246
"	48 (4,371 m)	Mc				CO ₃ H Na	132	8,86			22,50	68	35	323
"	48 (8,421 m)	Mc				CO ₃ H Na	134	8,86			26,70	73	40	328
"	49	Mc												

PROVINCIA	M	FUERZA TÓRICA	Wp. $\frac{1}{M}$	2 Wp. $\frac{1}{M}$	Wp. $\frac{1}{M}$	Wp. $\frac{1}{M}$	Wp. $\frac{1}{M}$	Wp. $\frac{1}{M}$	Wp. $\frac{1}{M}$	CANTONES (en %)						MUNICIPIOS (en %)					
										Ca**	W**	M*	K*	Q*	Ca**	W**	M*	K*	Q*	Ca**	W**
•	1	0,0582A	- 2,2163	- 4,4326	- 2,2163	0,0394A	- 10,845	0,2031	55	0,0079	0,0493	0,0049	0,0202	-	0,0049	0,0071	0,017A	0,017A			
•	2	0,0737Z	- 2,2814E	- 4,5628Z	- 2,2814E	0,0070B	- 10,422	7,9118	104	0,0037	0,0032	0,0049	0,000A	-	0,0036	0,0033	0,0333	0,0333			
•	3	0,0148E	- 2,4485	- 4,8970E	- 2,4485	0,0080C	- 10,973	7,9594	95	0,0050	0,0039	0,0045	0,0025	-	0,0045	0,0038	0,033E	0,033E			
•	4	0,0473Z	- 1,8789A	- 3,7578Z	- 1,8789A	0,0030E	- 10,721	0,0485	117	0,0032	0,0031	0,016	0,000E	-	0,0025	0,0033	0,0157	0,0157			
•	5	0,0185A	- 2,1127B	- 4,2254E	- 2,1127B	0,0014D	- 11,237	9,2415	102	0,0025	0,000E	0,0078	0,0009	-	0,0045	0,007	0,029	0,029			
•	6	0,0707Z	- 1,864A	- 3,728Z	- 1,864A	0,00154	- 11,249	8,9097	100	0,0113	0,0175	0,0174	0,0005	-	0,0136	0,0172	0,011E	0,011E			
•	7	0,0433E	- 1,685E	- 3,373E	- 1,685E	0,0054	- 13,074	10,4919	85	0,0087	0,0032	0,015E	0,000E	-	0,002	0,0021	0,023	0,023			
•	8	0,0203Z	- 1,644D	- 3,288D	- 1,644D	0,0045E	- 11,1237	8,70013	115	0,0032	0,0049	0,0114	0,000E	-	0,0036	0,003E	0,0139	0,0139			
•	9	0,0171E	- 1,9953	- 3,9907	- 1,9953	0,003E	- 12,114	9,7285	82	0,0031	0,0122	0,0147	0,0064	-	0,0036	0,0042	0,0157	0,0157			
•	10	0,0107E	- 2,347E	- 4,694E	- 2,347E	0,0014A	- 11,921	8,5670	69	0,0065	0,0087	0,008E	0,0007	-	0,0015	0,003E	0,0087	0,0087			
•	11	0,0071E	- 2,4971	- 4,9942	- 2,4971	0,0008E	- 12,2539	8,80461	85	0,0068	0,0070	0,0054	0,0015	-	0,0075	0,0077	0,017E	0,017E			
•	12	0,0134A	- 2,4071	- 4,8142	- 2,4071	0,0008E	- 12,2539	9,1087	90	0,000E	0,0011	0,004E	0,0003	-	0,003E	0,0045	0,025	0,025			
•	13	0,0213Z	- 2,4041	- 4,8083	- 2,4041	0,0013Z	- 11,5019	8,423E	75	0,0042	0,0073	0,00809	0,0007	-	0,000E	0,0011	0,004A	0,004A			
•	14	0,0080E	- 1,681A	- 3,362	- 1,681A	0,0016	- 11,861	9,5117	92	0,0088	0,011A	0,000E	0,000E	-	0,000E	0,003E	0,0087	0,0087			
•	15	0,17994D	- 1,792E	- 3,584E	- 1,792E	0,0004A	- 12,637	10,4307	75	0,0060	0,008A	0,010A	0,0016	-	0,0070	0,003	0,0049	0,0049			
•	16	0,0145Z	- 1,7877	- 3,5755	- 1,7877	0,0009Z	- 12,043	9,556	92	0,0089	0,0035	0,004A	0,000E	-	0,000E	0,0002	0,0045	0,0045			
•	17	0,0199E	- 2,107E	- 4,214E	- 2,107E	0,0019Z	- 11,683	8,719	110	0,0068	0,003E	0,007E	0,0003	-	0,000E	0,0002	0,004	0,004			
•	18	0,0197Z	- 2,6423	- 5,2846	- 2,6423	0,0019Z	- 12,450	9,006E	90	0,0003	0,002E	0,002E	0,000A	-	0,000E	0,0007	0,0117	0,0117			
•	19	0,0182Z	- 1,5416	- 3,0832	- 1,5416	0,0019Z	- 12,450	9,0579	95	0,000E	0,0009	0,000E	0,0003	-	0,000E	0,0002	0,0117	0,0117			
•	20	0,0140D	- 2,0429	- 4,0858	- 2,0429	0,0019Z	- 12,450	9,130	90	0,000E	0,000E	0,000E	0,0003	-	0,000E	0,0002	0,0119	0,0119			
•	21	0,024A	- 1,7680	- 3,5360	- 1,7680	0,0001E	- 12,843	9,721	86	0,0012	0,000E	0,0003	0,0007	-	0,000E	0,000E	0,0087	0,0087			
•	22	0,0231Z	- 1,7797	- 3,5594	- 1,7797	0,0001Z	- 12,828	9,755	85	0,000E	0,000E	0,0003	0,0003	-	0,000E	0,000E	0,004	0,004			
•	23	0,0002A	- 1,7154	- 3,4308	- 1,7154	0,0001Z	- 12,828	10,043	65	0,0032	0,0036	0,002A	0,000E	-	0,0019	0,0017	0,0087	0,0087			
•	24	0,004E	- 1,8409	- 3,6818	- 1,8409	0,0019E	- 11,627	8,332	112	0,0007	0,0007	0,0113	0,000E	-	0,000E	0,000E	0,004	0,004			

PROVINCIA	P	FICHA INDIC	100 - A ₁₀₀	200 - A ₂₀₀	300 - A ₃₀₀	400 - A ₄₀₀	500 - A ₅₀₀	600 - A ₆₀₀	700 - A ₇₀₀	800 - A ₈₀₀	900 - A ₉₀₀	1000 - A ₁₀₀₀	CANTIDADES (ml./l.)				VALORES (ml./l.)			
													Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺	K ⁺	Cl ₂ ⁻	SO ₄ ⁻	CO ₃ ⁻	Si ⁺
SAN CARLOS	25	0,0547	- 1,433	- 2,3745	- 3,2648	0,00116	11,5633	8,544	121	0,0015	0,0078	0,0361	0,0014	-	0,0085	0,0012	0,0055	0,0015		
	26	0,0581	- 2,356	- 5,0723	- 3,258	0,00124	11,568	8,589	85	0,0065	0,0032	0,0022	0,0034	-	0,0055	0,0017	0,0056	0,0065		
	27	0,0791	- 2,7586	- 5,5172	- 3,123	0,00180	10,5789	7,845	88	0,0005	0,0022	0,0019	0,0009	-	0,0075	0,0025	0,0037	0,0005		
•	28	0,0033	- 2,511	- 5,0322	- 2,750	0,00132	11,5863	8,312	83	0,0082	0,0059	0,0036	0,0037	-	0,0130	0,0011	0,0038	0,0082		
	29	0,01043	- 2,748	- 5,4916	- 2,822	0,00196	11,5458	8,782	70	0,0015	0,0032	0,0018	0,0015	-	0,0085	0,0024	0,0077	0,0015		
•	30	0,01863	- 2,685	- 4,0950	- 3,254	0,00180	11,596	8,320	105	0,0038	0,0022	0,0017	0,0024	-	0,0110	0,0044	0,0072	0,0038		

PROVINCIA	P	FUERZA IONOMICA	log. A ₁₀ ⁺ ? log. A ₁₀ ⁺	log. A ₁₀ ⁺ ? log. A ₁₀ ⁺	log. A ₁₀ ⁺ ? log. A ₁₀ ⁺	log. A ₁₀ ⁺ ? log. A ₁₀ ⁺	log. A ₁₀ ⁺ ? log. A ₁₀ ⁺	log. A ₁₀ ⁺ ? log. A ₁₀ ⁺	CATIONES (eq./l.)						ANIONES (eq./l.)					
									Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺	K ⁺	F ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ⁻²	CO ₃ ⁻²	HCO ₃ ⁻	SiO ₃ ⁻²	Cl ⁻	
TERREHE	24 (1.000 a)	0,01480	- 2,06910	- 4,69023	- 4,24918	0,00087	12,0568	7,81270	115	0,0009	0,0073	0,010	0,0002	0	0,0115	0,148	0,1577			
	24 (1.500 a)	0,00913	- 2,13897	- 4,61894	- 3,61981	0,00103	11,9188	8,36013	92	0,0005	0,00673	0,00313	0,0007	0,0005	0,066	0,155	0,155			
	25 (6 a)	0,00387	- 2,10568	- 4,60017	- 3,60644	0,00045	13,2701	9,46959	50	0,0002	0,00024	0,00134	0,0002	0,0002	0,0005	0,1507	0,1505			
	25 (2.250 a)	0,00185	- 2,96753	- 5,89659	- 4,00206	0,00022	15,4671	10,46474	30	0,0002	0,00014	0,00113	0,00019	0	0,0008	0,1505	0,1505			
	26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	27	0,00302	- 2,86733	- 5,85845	- 3,75942	0,00093	12,1510	8,55548	40	0,0027	0,0032	0,00319	0,0003	0	0,023	0,1508	0,1508			
	28	0,00008	- 2,30873	- 4,67746	- 3,99008	0,00025	13,1143	9,72084	68	0,0008	0,0006	0,00097	0,0007	0	0,0073	0,1507	0,1507			
	29	0,00037	- 2,93926	- 5,85813	- 3,65828	0,00045	12,292	9,23236	65	0,0004	0,0004	0,00178	0,0003	0	0,023	0,1507	0,1507			
	30 (1.250 a)	0,00184	- 3,00334	- 6,12065	- 3,87848	0,00013	13,6655	9,78197	40	0,0006	0,0008	0,000913	0,00081	0	0,001	0,1508	0,1508			
	30 (1.800 a)	0,00046	- 2,85529	- 5,71138	- 3,97668	0,00035	12,2038	9,70032	60	0,0003	0,00017	0,00047	0,000604	0	0,0014	0,1508	0,1507			
	31	0,00388	- 2,61388	- 5,22575	- 2,10655	0,00033	12,2107	10,21165	50	0,0018	0,0002	0,00023	0,00034	0,0006	0,0005	0,1507	0,1507			
	32	0,00072	- 1,97622	- 3,989	- 3,45715	0,00090	12,1830	8,72465	100	0,0004	0,00035	0,00026	0,00005	0,0005	0,0005	0,1507	0,1507			
	33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	38	0,00075	- 2,68018	- 5,80075	- 4,07627	0,00038	13,1656	9,64188	55	0,0002	0,00012	0,00077	0,00046	0	0,001	0,1507	0,1507			
	39 (1.500 a)	0,11709	- 2,58843	- 5,71868	- 3,41625	0,00035	12,2737	10,40316	48	0,0009	0,00138	0,001	0,00058	0	0,0004	0,1508	0,1508			
	40 (1.500 a)	0,00079	- 2,31889	- 4,67878	- 3,81034	0,00017	15,1176	11,29068	42	0,0002	0,00025	0,00083	0,00003	0,00012	0,0004	0,1503	0,1503			
	41 (1.750 a)	0,00934	- 1,84508	- 3,68078	- 3,29038	0,00040	13,9117	10,29422	75	0,0002	0,00052	0,00059	0,001002	0	0,00054	0,1503	0,1503			
	42 (1.500 a)	0,00482	- 2,13850	- 4,27650	- 4,27650	0,00042	13,8655	9,14004	85	0,0003	0,00013	0,00017	0,00048	0,00023	0,00054	0,1507	0,1506			
	43	0,000513	- 2,06595	- 4,05995	- 2,70785	0,00053	12,9443	10,21512	70	0,0007	0,00046	0,00075	0,00168	0	0,0070	0,1508	0,1508			
	44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			

PROFUNDIDAD	D	FUECZA DINACA	100. A ₁₀	2 100. A ₂₀	100. A ₃₀	100. A ₄₀	100. A ₅₀	100. A ₆₀	100. A ₇₀	100. A ₈₀	100. A ₉₀	100. A ₁₀₀	T	CANTIDADES (ml./l.)				ANIONES (ml./l.)			
														Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺	K ⁺	CO ₃ ²⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	OT ⁻
TENERIFE -	43	0,00401	- 2,62104	- 5,24206	- 3,81625	0,00385	9,91976	78	0,002	0,0642	0,00373	0,00376	0,0031	0,0638	0,5623	0,00377	-	-	-	-	
"	44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
"	45	0,01333	- 2,94310	- 4,68620	- 3,71920	0,00338	13,8826	50	0,0096	0,0278	0,00543	0,00746	0	0,0112	0,3607	0,0203	-	-	-	-	
"	46	0,01289	- 2,29515	- 4,58231	- 3,74645	0,00279	14,2165	55	0,0018	0,0012	0,00543	0,00349	0,0012	0,02456	0,0023	0,00255	-	-	-	-	
"	47 (1,312 m)	0,01400	- 2,71034	- 4,52749	- 3,25000	0,00563	13,0072	70	0,0088	0,0018	0,009	0,00736	0,00099	0,00913	0,0026	0,00343	-	-	-	-	
"	47 (1,332 m)	0,03864	- 2,02864	- 4,09378	- 4,95887	0,00353	14,2652	87	0,0002	0,0018	0,0187	0,00049	0,0008	0,00943	0,0027	0,0039	-	-	-	-	
"	48 (0,71 m)	0,001961	- 3,20847	- 6,41674	- 3,78178	0,00375	13,7058	35	0,0002	0,0012	0,0065	0,00161	0	0,0059	0,0017	0,0005	-	-	-	-	
"	49 (0,21 m)	0,002183	- 3,29215	- 6,58430	- 3,82333	0,00045	11,4465	40	0,0016	0,0024	0,0065	0,00084	0	0,0015	0,0016	0,0013	-	-	-	-	
"	49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
"	50	0,002367	- 2,80270	- 5,60540	- 4,95089	0,00242	14,4671	70	0,0021	0,0018	0,003	0,00014	0	0,0115	0,0036	0,0022	-	-	-	-	
"	51	0,01989	- 3,26227	- 6,52455	- 3,82370	0,00183	14,9470	25	0,002	0,002	0,0065	0,00076	0	0,0026	0,0012	0,0014	-	-	-	-	
"	51	0,00947	- 2,89628	- 4,79257	- 3,75267	0,00233	10,4837	105	0,0021	0,007	0,004	0,0043	0	0,0075	0	0,0014	-	-	-	-	
"	51 (2,8-3,1)	0,00674	- 2,78231	- 5,56462	- 3,28286	0,00250	13,0386	95	0,0064	0,0053	0,0087	0,00267	0	0,0038	0,0012	0,0005	-	-	-	-	
"	51 (3,4-3,5)	0,00599	- 2,65489	- 5,30978	- 3,28197	0,00190	11,0278	95	0,0059	0,0055	0,004	0,0004	0	0,0045	0	0,0009	-	-	-	-	
"	54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
"	55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
"	56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
"	57	0,00468	- 2,50340	- 5,00680	- 3,22525	0,00103	11,2591	81	0,0073	0,0097	0,0092	0,0027	0	0,0036	0,0014	0,0017	-	-	-	-	
"	58	0,01971	- 2,44443	- 4,88886	- 3,10225	0,00193	11,4640	98	0,0012	0,0012	0,0040	0,00267	0	0,0094	0,0004	0,0018	-	-	-	-	
"	59	0,01740	- 2,82842	- 5,65684	- 4,25842	0,00110	11,3340	88	0,0009	0,0027	0,0064	0,00094	0,001	0,0113	0,0015	0,0024	-	-	-	-	
"	60	0,00286	- 2,65342	- 5,30684	- 3,13064	0,00110	13,4517	38	0,0102	0,0064	0,0065	0,00049	0	0,003	0,0016	0,00163	-	-	-	-	
"	61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
"	62	0,00194	- 4,35686	- 8,71373	- 3,71265	0,00042	12,7727	58	0,0062	0,0072	0,0078	0,00042	0	0,0058	0,0026	0,0005	-	-	-	-	
"	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

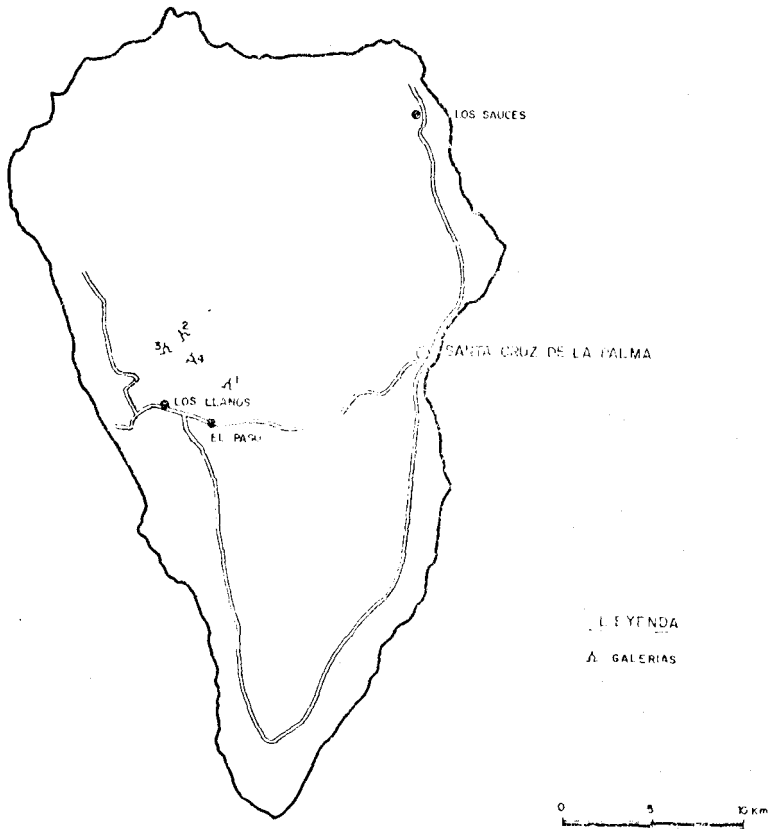


Fig. 58a - SANTA CRUZ DE LA PALMA

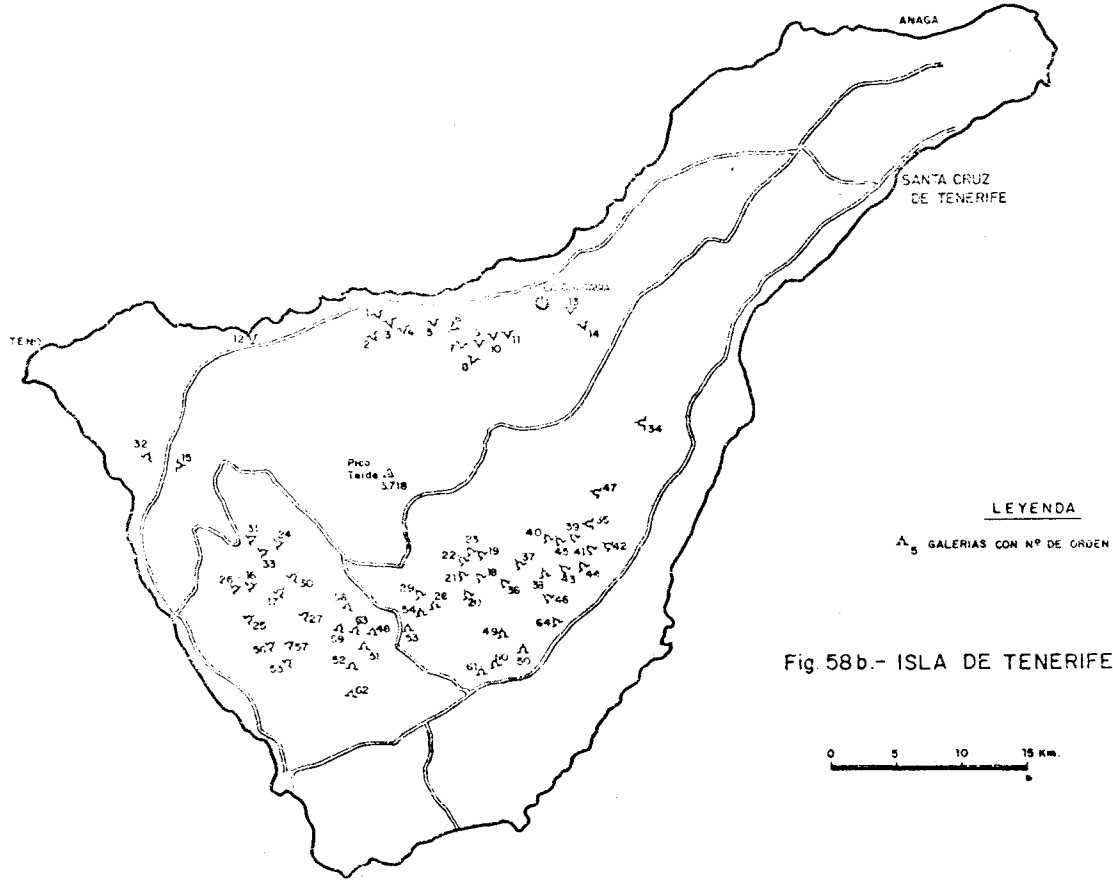


Fig. 58b.- ISLA DE TENERIFE

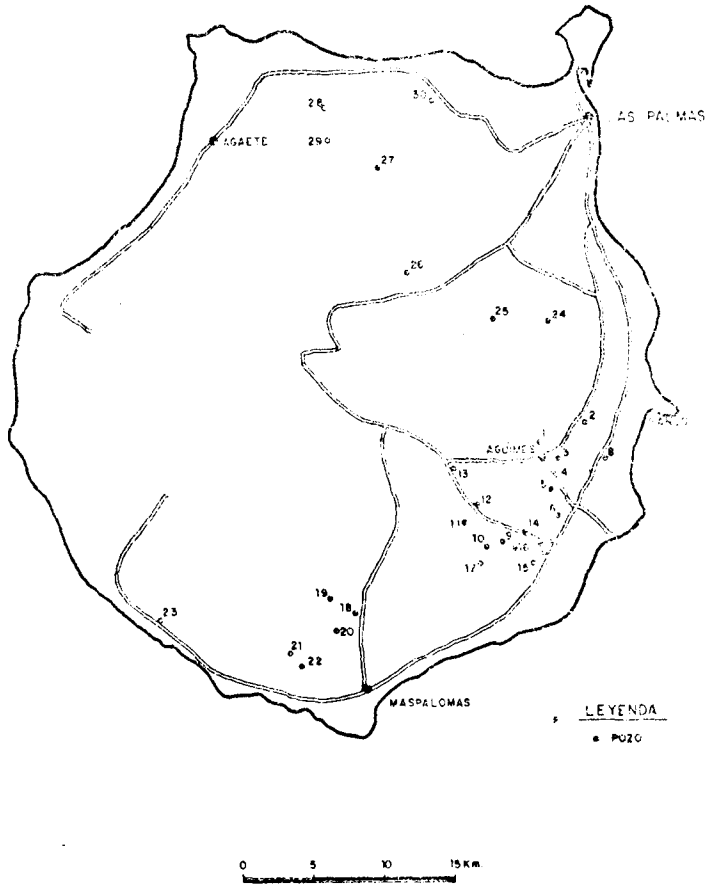


Fig. 58c.-ISLA DE GRAN CANARIA

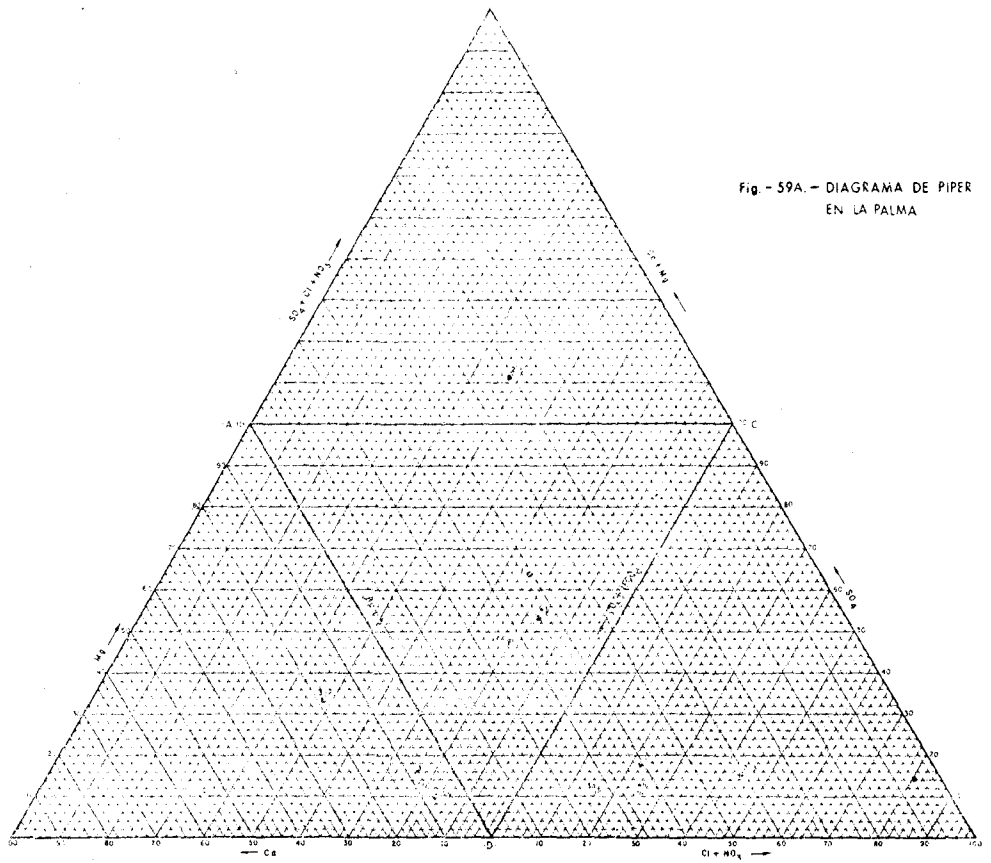
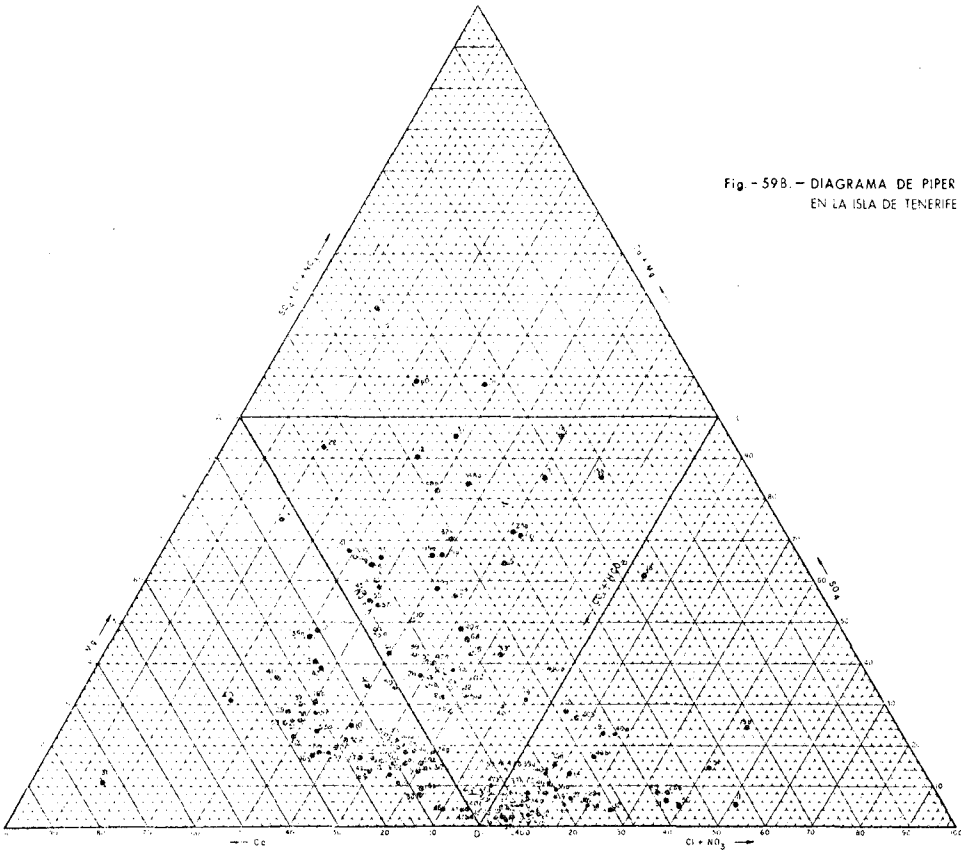


Fig. - 59A. - DIAGRAMA DE PIPER
EN LA PALMA

Fig - 598. - DIAGRAMA DE PIPER
EN LA ISLA DE TENERIFE



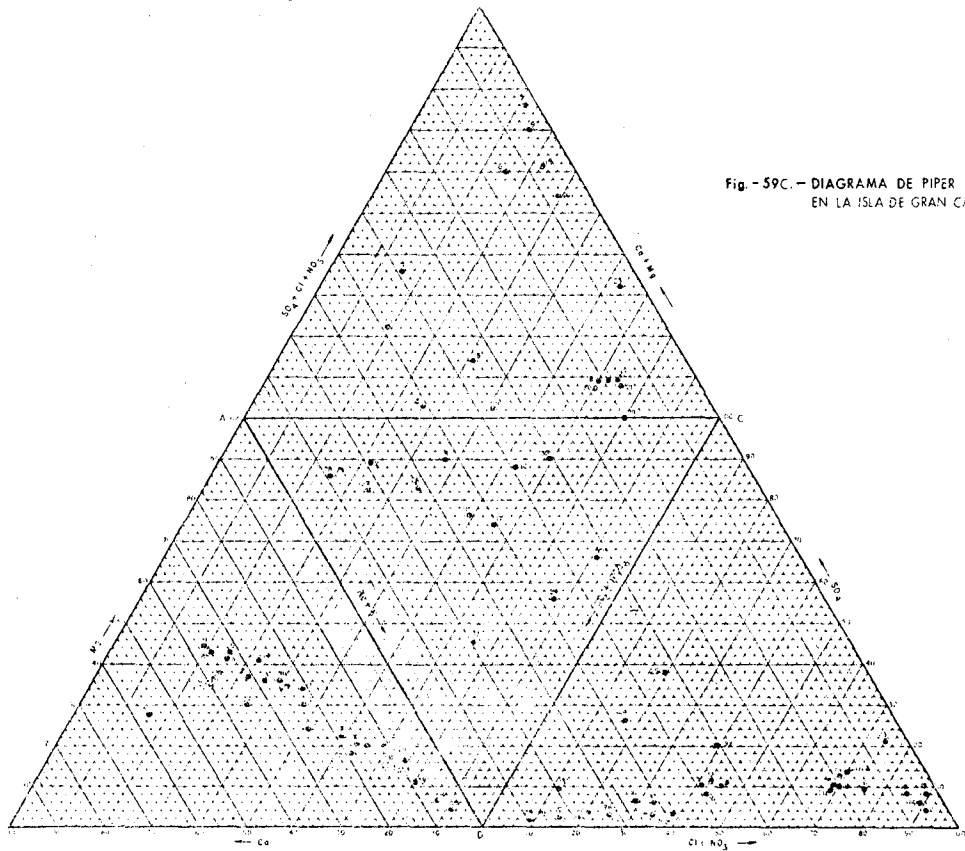
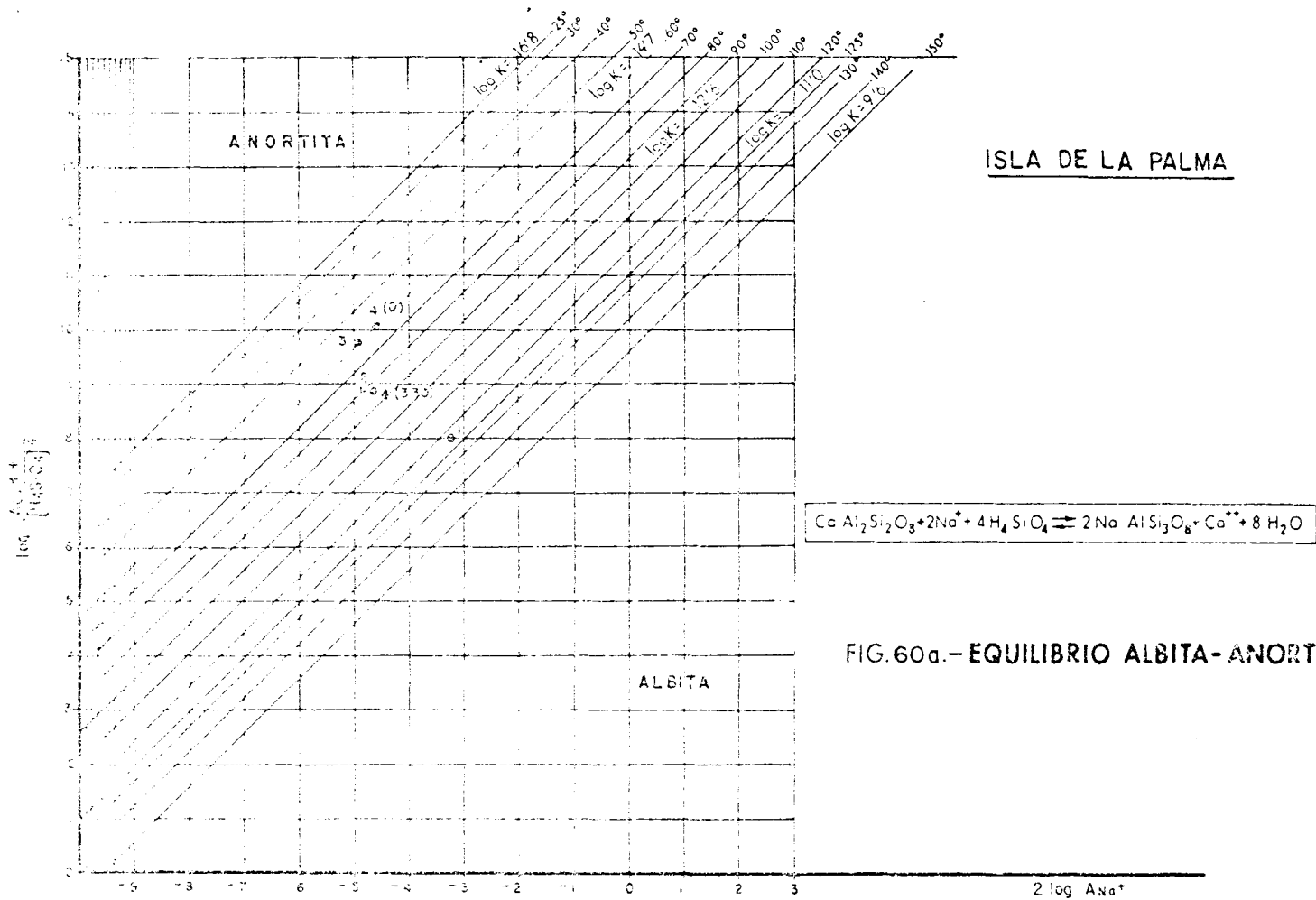
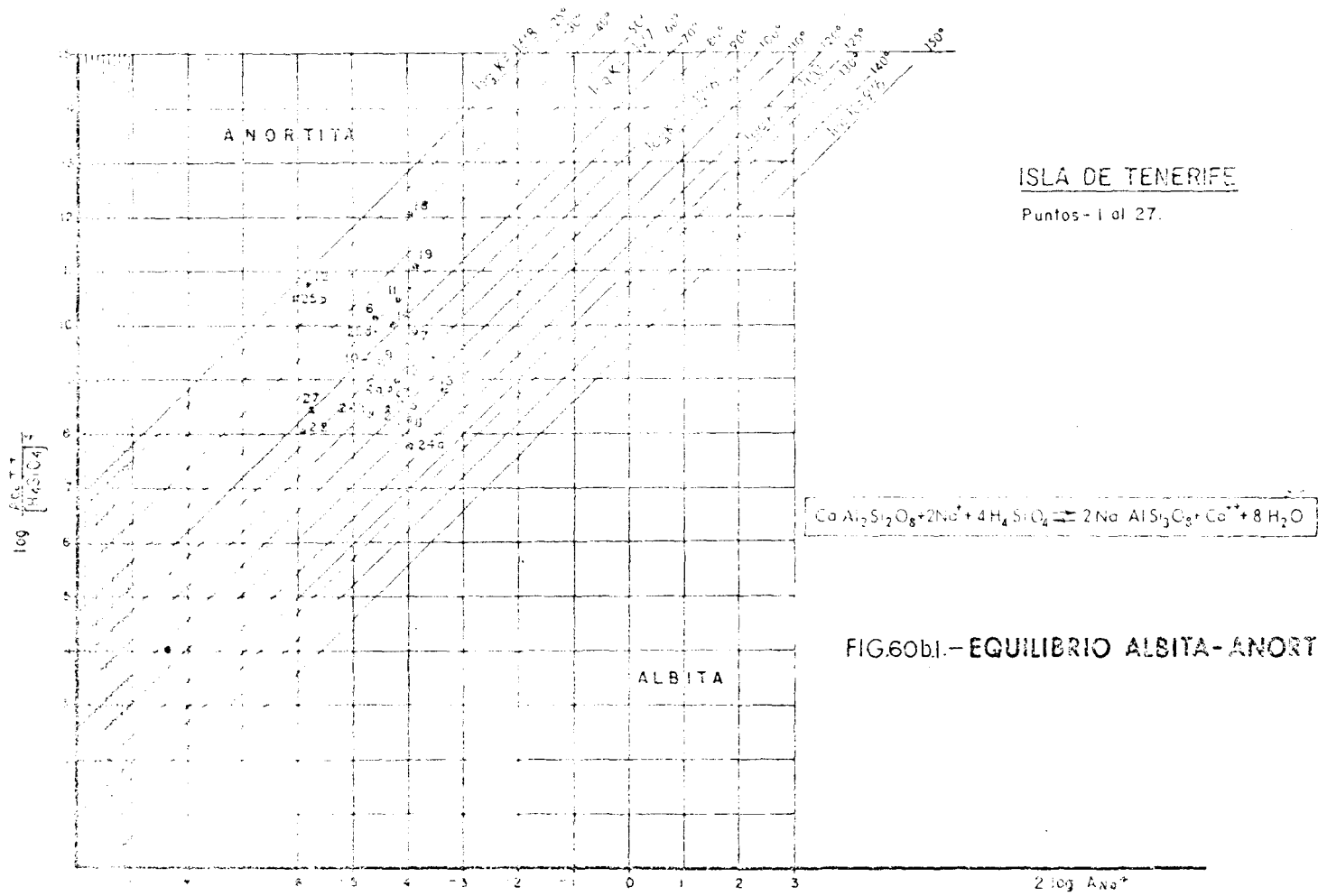
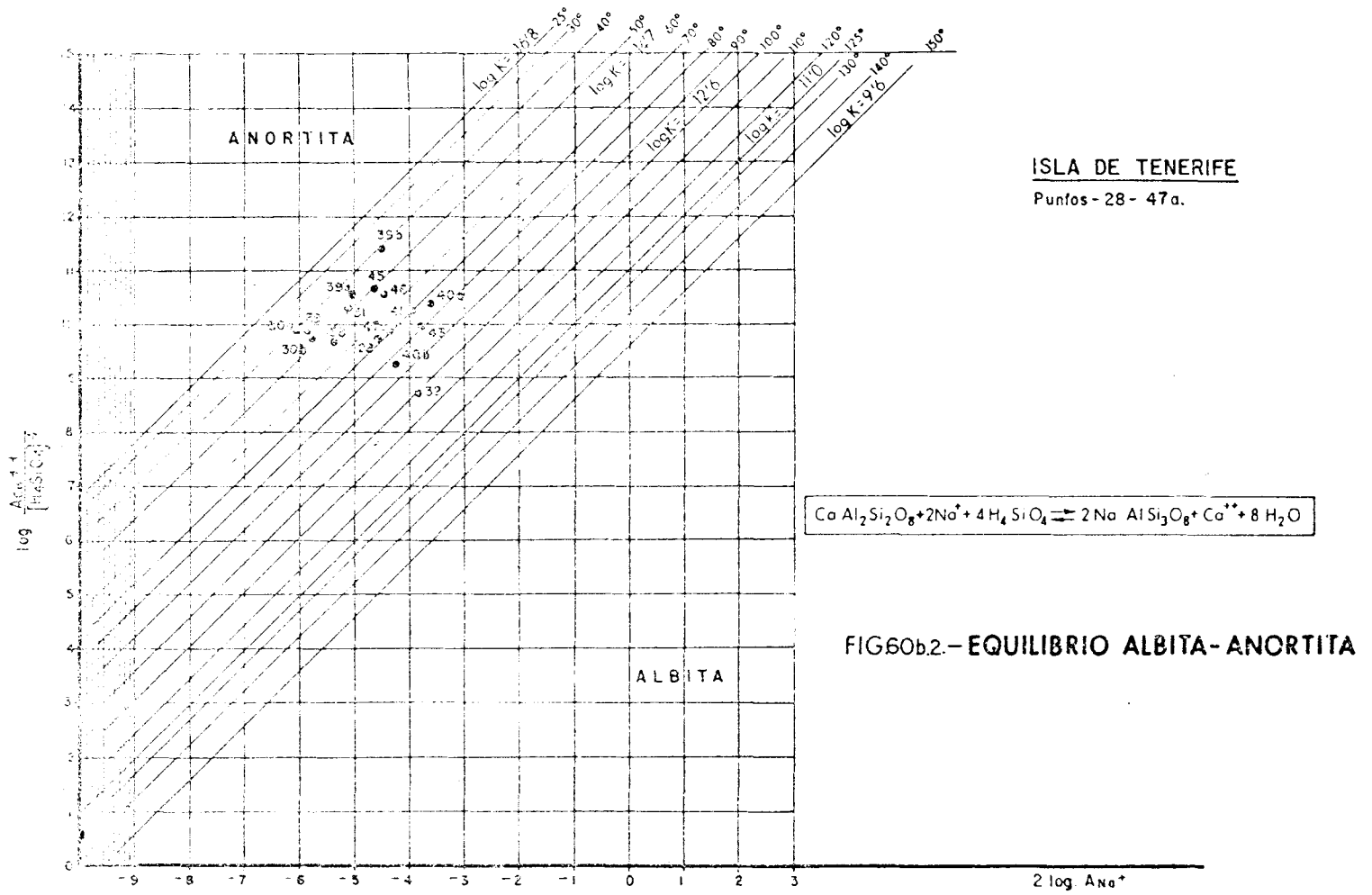
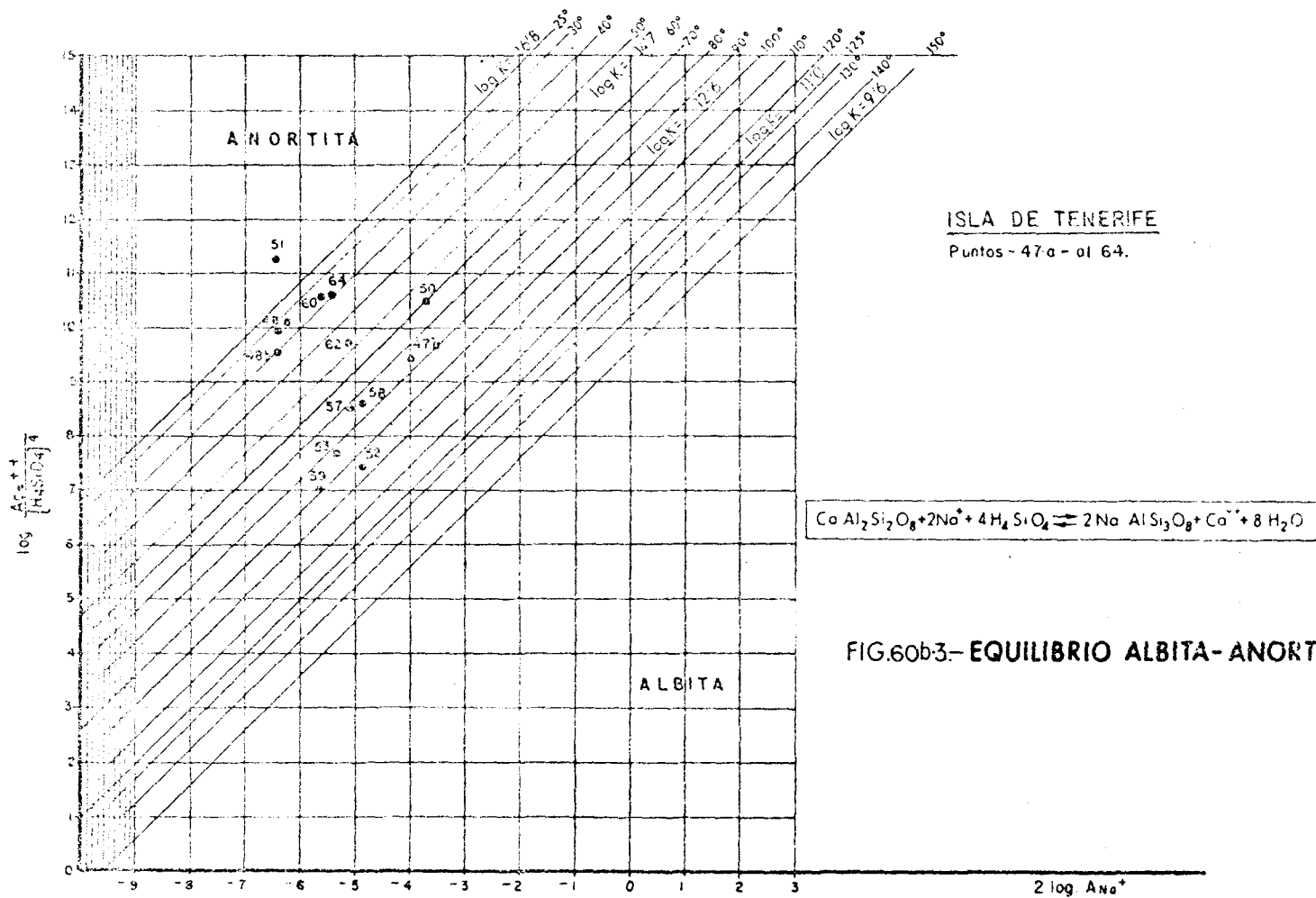


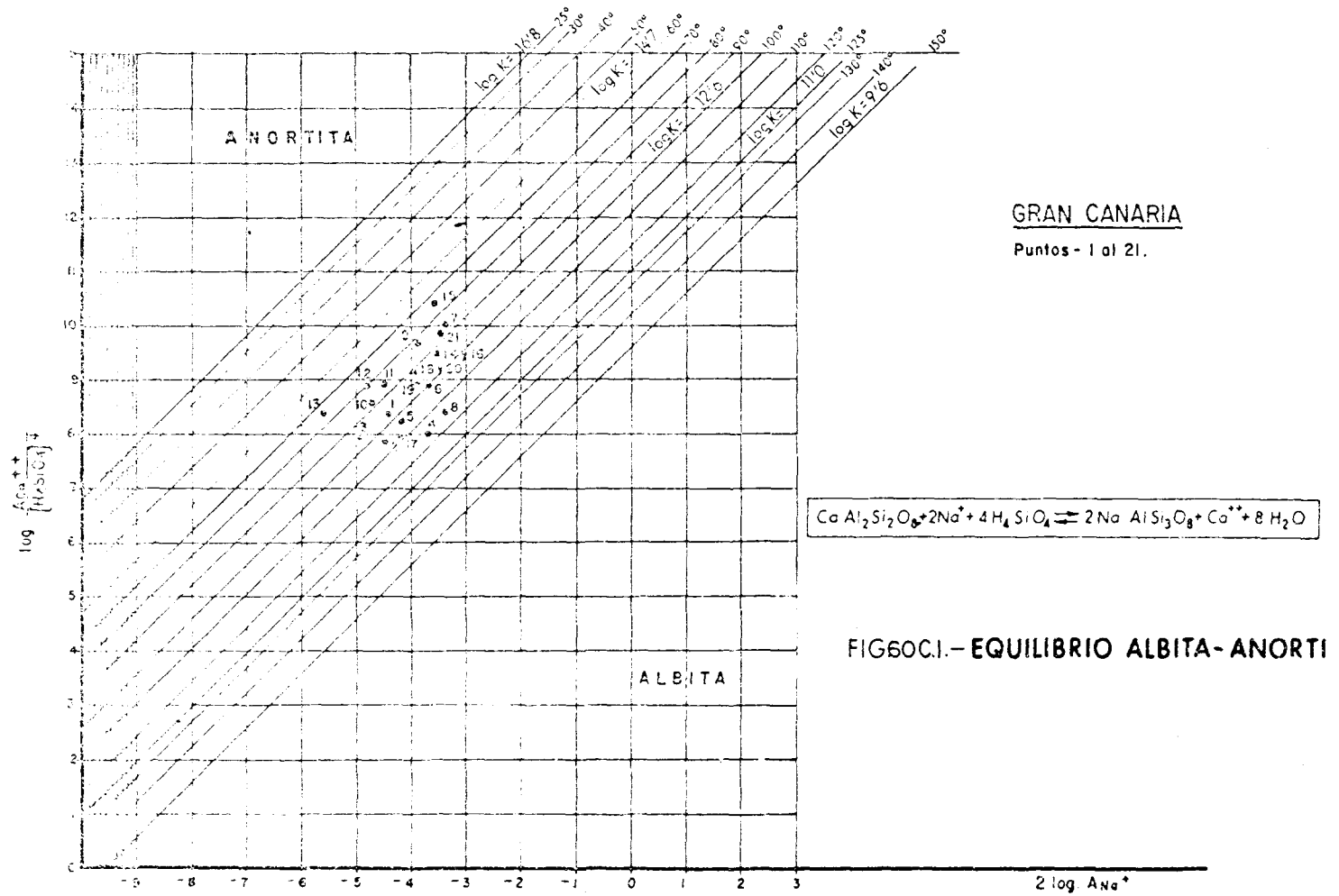
Fig. - 59C. - DIAGRAMA DE PIPER
EN LA ISLA DE GRAN CANARIA











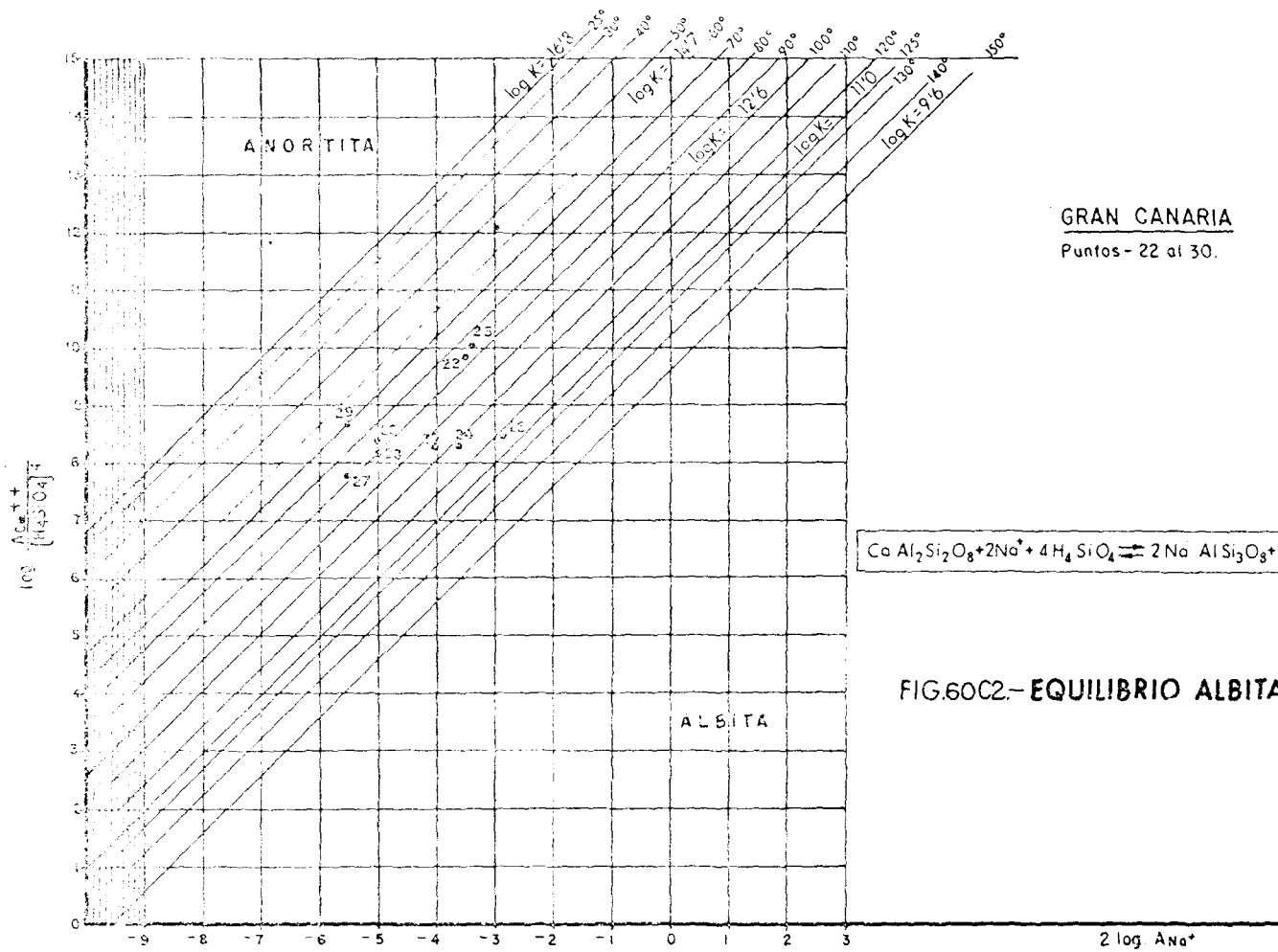


FIG.60C2.- EQUILIBRIO ALBITA-ANORTITA

La energía geotérmica en España

F. PENDAS

CONCLUSION

— La exploración y explotación de los recursos geotérmicos están adquiriendo un rápido desarrollo en todos los países. En España el Inventario Nacional de Manifestaciones Geotérmicas, ha puesto en evidencia la existencia de indicios interesantes, principalmente en las islas Canarias, que deben ser prioritarias en la investigación.

— El reciente decreto sobre aprovechamiento de energías alternativas solar y geotérmica, debe ser completado con un programa de actuación y una provisión de fondos. La infraestructura mínima de exploración para las Islas Canarias se podría llevar a cabo en un período de dos años con una inversión de 980 millones de pesetas.

— Dado el interés del geotermismo para Canarias, el Ministerio de Industria en colaboración con el cabildo y Cajas de Ahorros, debería crear en las islas un centro específico para la utilización de esta energía en las islas.

— Para lograr el «despegue» del aprovechamiento de los recursos geotérmicos, que tienen la ventaja de no ser inflacionarios y no depender del exterior, es preciso el apoyo financiero del Gobierno y la estrecha colaboración de éste con las entidades regionales y locales.

Desde octubre de 1973, una buena parte del mundo occidental se encuentra en un lastimoso estado de crisis económica permanente. Apenas nacido el Plan Energético Nacional, ha quedado superado y anticuado en menos de un año; la sangría de divisas que provoca la importación de hidrocarburos, amenaza ya nuestra manera de vivir y nuestros pequeños lujos cotidianos.

Si la crisis ha sido provocada por el encarecimiento de los energéticos, su solución hay que buscarla en los energéticos; no construyendo autopistas. Esto, que parece tan elemental, no parece haberlo comprendido nuestra Administración, porque pocas son las medidas tomadas para paliar esta situación; hay como un fenómeno de resolencia económica, que impide tomar medidas urgentes de acuerdo con nuestras necesidades perentorias de energía doméstica.

Desde el 73 al 76 se han perdido tres preciosos años en que poco o nada se ha hecho por encontrar en nuestro país, yacimientos del viejo carbón, o buscar nuevas fuentes de energía, como la geotérmica o la solar.

La energía geotérmica, principalmente la de baja temperatura (150° C), es muy abundante en la naturaleza; de ella existen numerosos indicios en nuestra patria y podría contribuir con un modesto (4-5%) del consumo total de energéticos.

Ahora bien, esto no se regala, hay que invertir en consonancia con los objetivos perseguidos.

1. BREVE RESEÑA DE LA ACTIVIDAD GEOTERMICA EN EL MUNDO

En U.S.A. se han realizado en 1975, 46 sondeos de exploración y desarrollo de recursos geotérmicos, de ellos 37 (85%) positivos y un total de más de 100.000 metros perforados.

Francia ha duplicado la inversión estatal en la investigación de las energías solar y geotérmica, alcanzando esta última la cifra de 1.500 MP.

Portugal, en Azores, ha puesto en marcha un proyecto de 4 M\$, que va desde la exploración hasta el ensayo preindustrial en pequeñas plantas de algunos Mw.

Si Francia, que tiene perspectivas geotérmicas bastante inferiores a las nuestras, piensa alcanzar para los años 85-90 una producción geotérmica de varios M. t.e.p., invierte cifras en consonancia con sus objetivos, ¿cuál es el motivo por el que en nuestro país las inversiones no pasen, como decía el otro día un compañero, de lo pintoresco y anecdótico?

2. EL GEOTERMISMO EN ESPAÑA

Sin temor a equivocarnos podemos decir que la inversión estatal realizada, principalmente a través del Instituto Geológico y Minero de España y del INI mediante la Empresa Nacional Adaro, no ha llegado a los 20 MP. No se incluyen aquí las inversiones en curso en Lanzarote.

El Inventario Nacional de Manifestaciones Geotérmicas nos presenta una amplia panorámica del potencial geotérmico de España, y como han visto ustedes, destaca en él las posibilidades de las Islas Canarias. Si, como decíamos antes, la energía geotérmica podría llegar a cubrir un porcentaje del consumo del 4-5 por 100 a escala nacional, en Canarias el porcentaje podría ser una parte muy sustancial de la instalada, con aplicaciones principalmente de producción de energía eléctrica y desalación de agua de mar.

Para emprender el aprovechamiento de los recursos geotérmicos hace falta una evaluación de los mismos: es decir, localizar y definir sistemas acuíferos profundos, y determinar el volumen de agua disponible. El problema de la utilización óptima es posterior.

La energía geotérmica no es tan barata como muchas veces se dice, ni tan desconocida o de poca importancia como algunos pretenden. En cada caso, tiene un precio, que es quien condiciona la viabilidad de la explotación; en la formación de ese precio intervienen una serie de factores del subsuelo, aleatorios, por tanto, que hay que ponderar.

Es imprescindible una buena infraestructura de datos básicos del subsuelo que, en nuestra patria desgraciadamente falta, y es inaplazable conseguir. Por ejemplo, en la cuenca de París, para su evaluación geotérmica se utilizaron más de 1.000 sondeos de 1.000 metros existentes en ella. En U.S.A. se hacen más de 35.000 sondeos de petróleo al año. Frente a esto en nuestra cuenca de Madrid, hay un solo sondeo y en situación muy alejada de la zona de interés; en Canarias, no hay un solo sondeo que alcance los 1000 m. Es decir, aquí hay que partir de cero o casi de cero; y es lógico que en Canarias, donde las posibilidades son mayores que en el territorio peninsular y su insularidad las hace más vulnerables a las crisis energéticas, se trate de desarrollar las propias fuentes de energía, haciendo un esfuerzo de inversión, que estamos seguros, se verá debidamente compensado.

El reciente decreto aprobado en Consejo de Ministros, para el fomento de energías alternativas solar y geotérmica, debe ser complementado con un programa para el desarrollo de las mismas, en el espacio y en el tiempo, así como una previsión de fondos en el tiempo. Respecto a la geotérmica, coordinado por el Centro de Estudios de la Energía, y apoyado en el inventario realizado por el I.G.M.E. se puede desde ahora, plantear un programa de actuación.

3. ALGUNAS IDEAS PARA LA EXPLORACION GEOTERMICA EN CANARIAS

Es preciso, que una vez puesto de manifiesto el interés de las islas por el Inventario Nacional de Manifestaciones Geotérmicas, en una primera etapa, el Estado debe llevar a cabo las operaciones de creación de esa infraestructura imprescindible e incluso los pertinentes trabajos de exploración llegando a la realización de alguna operación piloto de aprovechamiento. Esta etapa podría realizarse en cooperación con la industria privada, tomando el Gobierno los riesgos iniciales y absorbiendo las pérdidas total o parcialmente en caso de resultados negativos.

Puesto que, en general, el desarrollo de los recursos geotérmicos a escala mundial estará muy influenciado por factores regionales y locales, el Gobierno deberá trabajar en estrecha colaboración con organismos e industrias locales y ser el catalizador de iniciativas.

Ahora bien, si se quieren plantear los trabajos de una manera coherente, se requieren inversiones considerables, de acuerdo con los objetivos perseguidos.

Para un sondeo de 2000 m hay que pensar en cifras del orden de 60-70 MP. en la península y 120-140 MP. en las islas, si se ejecuta una sola perforación. Aunque a primera vista estas cifras pudieran parecer exageradas, hay que tener presente no sólo el transporte del tren de sondeo, sino los problemas con las compañías de servicios como cementaciones, instrumentaciones, etc.

Por ello sería más conveniente realizar una campaña de exploración a lo largo de dos años que permitiría un abaratamiento de los costos por contratos de larga duración, y aproximadamente realizar un mínimo de nueve sondeos de unos 1500/2000 m de profundidad (3 en Lanzarote, 3 en Gran Canaria y 3 en Tenerife) que nos darían la infraestructura básica que se mencionó más arriba.

El costo de la campaña de exploración podría desglosarse en:

-- sísmica y geofísica marinas	20 MP.
-- geofísica terrestre (sísmica, magnetotérmica)	60 MP.
-- sondeos 9 (100 MP/sondeo)	900 MP.
TOTAL	980 MP.

Aunque sólo se encontraran 5.000 Kw, equivaldrían a 75.000 barriles de petróleo/año, cuyo precio es el de orden de 70 MP.

4. INVESTIGACION Y DESARROLLO DE APLICACIONES

La contrastación y evaluación experimental de ideas para la aplicación de energía geotérmica o solar, debe ser apoyada con experimentos a pequeña escala. Se pueden incluir aquí plantas mixtas de producción de electricidad-desalación de agua de mar, cultivo de proteínas, refrigeración industrial, etc.

Asimismo, debe cuidarse el intercambio de información o ideas con otros organismos de investigación, así como el del personal científico o técnico.

Debería crearse un centro específico para la utilización en las islas de la energía en general y en particular de la geotérmica.

Indudablemente hay problemas muy específicos en las islas que deben ser tratados por gente que conozca las posibilidades de las condiciones locales.

5. LOS PROBLEMAS LEGALES

Las leyes que rigen los recursos geotérmicos varían enormemente de un país a otro; igual que las características.

En nuestra patria la reciente Ley de Minas no deja claro cual es el lugar que corresponde a los recursos geotérmicos.

Si no se quiere poner en cuestión el desarrollo futuro de la energía geotérmica debe ser considerada como un mineral más, es decir, como sustancia C de la ley, porque en caso contrario nadie arriesga un dinero en investigar una sustancia sobre la que, puesto su calor de manifiesto, tenga preferencia el dueño del terreno. Así, Francia, ha cambiado el pasado año su Código Minero y reciente jurisprudencia en California, no considera los recursos geotérmicos como aguas termales.

6. LOS PROBLEMAS FINANCIEROS

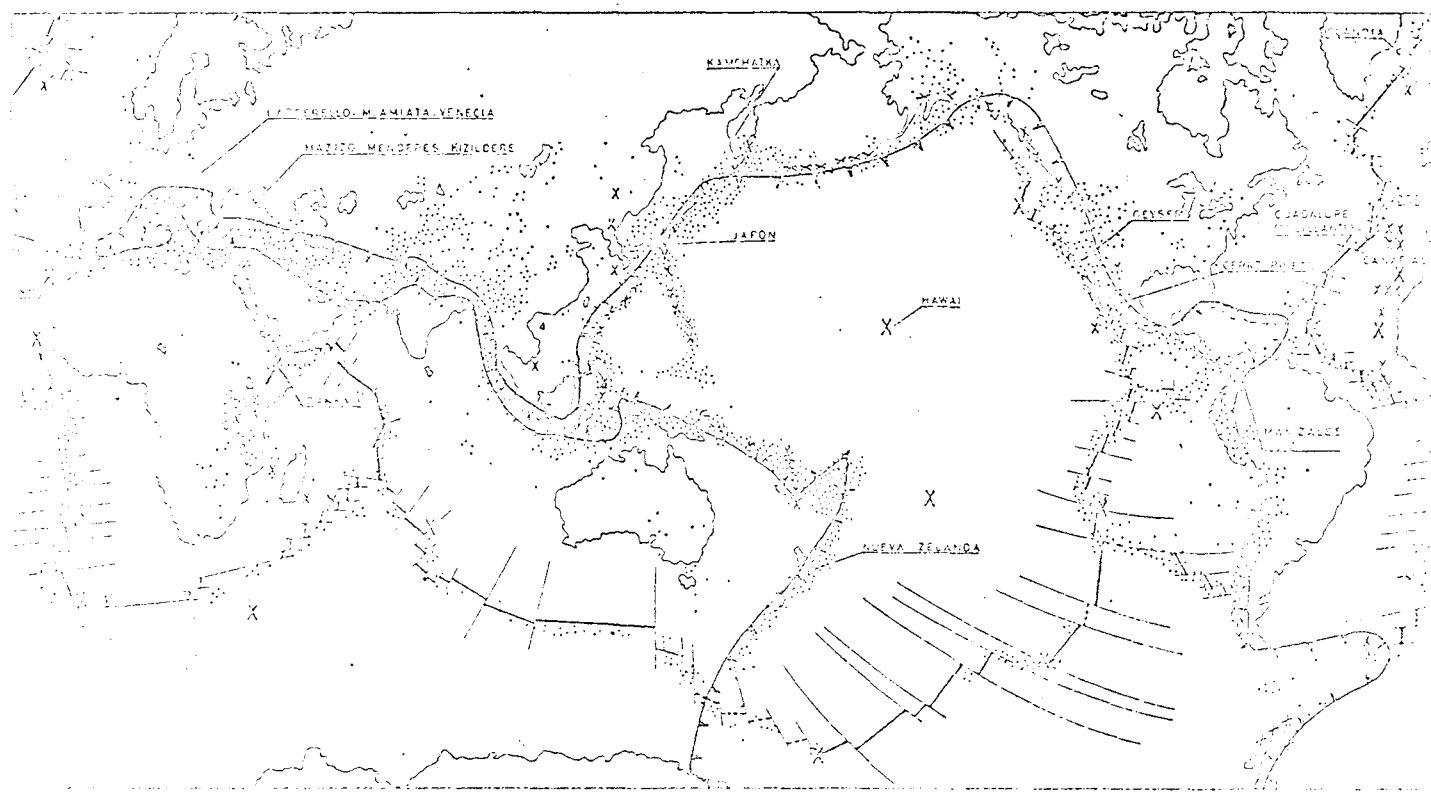
Como la energía hidráulica, la geotérmica requiere altas inversiones iniciales, con el agravante de que estas inversiones son independientes de la futura producción.

Para que la energía geotérmica pueda «despegar», habría que contar con el apoyo financiero del gobierno y de entidades de financiación, para lograr créditos a niveles de interés adecuados por el alto riesgo que implican estas operaciones que, aunque aparentemente simples, deben ser hechas por primera vez. Como ejemplo de eficaz apoyo, citaremos los créditos de incitación que cubren el riesgo geológico y concede el gobierno francés sobre los sondeos que se realizan en la cuenca de París. En caso de resultado negativo al gobierno prácticamente reembolsa los gastos (a pesar de que los riesgos de fracaso son muy limitados).

REPARTICION GEOGRAFICA DE DORSALES ZONAS DE SUBDUCCION

(Fig. 3)

- BORDO ACTUAL DE LAS CADENAS ALPINAS Y MEDITERRANEAS. ZONAS DE SUBDUCCION (COMPRESION)
- DORSAL ACTIVO (ZONA DE EXTENSION)
- - - FALLA TRANSFORMANTE
- X FUENTO CALIENTE
- X VOLCAN ACTIVO
- EPICENTROS



ESQUEMA DE EXPLOTACION DE AGUA CALIENTE
EN UN ACUIFERO SEDIMENTARIO

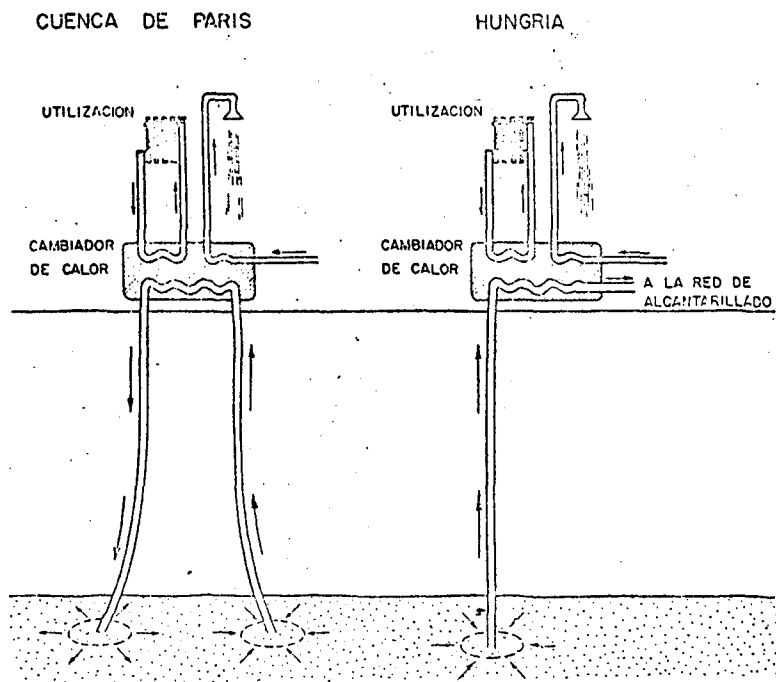


Fig. 4

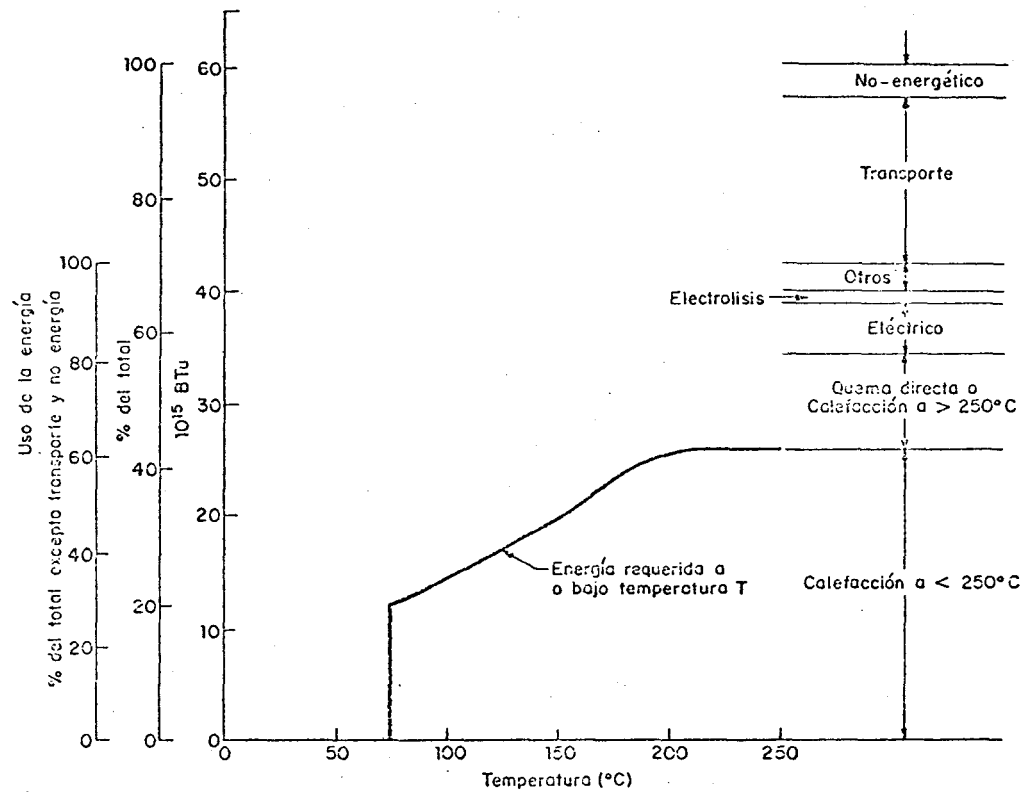


Fig. 5

CURVA ACUMULATIVA DEL USO DE ENERGÍA, EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE CALENTAMIENTO
MOSTRANDO LA RELACION CON LA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA EN U.S. EN 1968

(HOWARD J. 1973)

Aprovechamiento de la energía geotérmica en las islas Canarias

VICENTE ARAÑA SAAVEDRA

Esta ponencia pretende hacer una exposición de todo lo realizado hasta ahora en Canarias para el estudio de sus posibles recursos geotérmicos y la consiguiente utilización de los mismos.

Debo comenzar felicitando a los organizadores y promotores de este simposio, ya que es el primero que no se ampara en el oportunismo de la novedad que representan las fuentes energéticas alternativas, sino en la problemática energética real y acuciante de una región concreta como las Islas Canarias, cuyos condicionamientos sociales, económicos y geopolíticos exigen la realización de un máximo esfuerzo para la inexcusable búsqueda y utilización de sus propios recursos naturales.

En el caso de los **recursos geotérmicos** el problema no reside en su utilización a gran escala (1), (2), (3), ya que la tecnología para su conversión en electricidad y agua potable está perfectamente desarrollada y no presenta ninguna de las dificultades que hoy se plantean con la energía solar, eólica, maremotriz, etc.

Por el contrario, la materia prima, el yacimiento geotérmico, no se encuentra o identifica tan fácilmente como las horas de sol o fuerza del viento. El yacimiento geotérmico hay que buscarlo, exactamente igual que se busca una bolsa de hidrocarburos y casi con los mismos métodos.

Por lo tanto, lo que hemos hecho en Canarias ha sido localizar estos yacimientos, que una vez puestos de manifiesto por la investigación y posteriormente confirmados y evaluados con sondeos exploratorios, nos situarán en condiciones de explotarlos inmediatamente.

El convencimiento de que en Canarias existen yacimientos geotérmicos lo hemos tenido siempre (4). Basta observar las fuertes anomalías térmicas superficiales de las montañas de Fuego en Lanzarote o simplemente las elevadas temperaturas que presentan las aguas subterráneas en otras islas.

Hace más de 25 años ya se planteó la necesidad de confirmar científicamente la existencia y entidad de estos recursos energéticos, pero en aquella época nuestras técnicas y conocimientos eran escasos y, por otra parte, no existía la crisis energética que ahora preocupa a escala mundial, pero conviene recordar que ya en los años cincuenta, el Instituto Geológico y Minero de España inició sus estudios, continuados más tarde por técnicos extranjeros, promovidos por la iniciativa local.

En anteriores comunicaciones se han detallado algunas de las recientes investigaciones realizadas en Canarias por diversos organismos, por lo que me limitaré a enunciar los trabajos y conclusiones elaborados a lo largo de los últimos cuatro años por un grupo de investigadores pertenecientes al Consejo Superior de Investigaciones Científicas, ya que en esta labor se basa todo el posible desarrollo y explotación de los campos geotérmicos canarios.

En este grupo de trabajo han intervenido en una u otra forma una veintena de científicos nacionales y extranjeros, que han aportado los conocimientos y técnicas más modernas en esta línea de investigación. La dirección y promoción de esta tarea se debe al profesor José María Fúster Casas, y debo citar especialmente a los doctores Ortiz y R. Badiola que comparten también conmigo los siguientes datos y conclusiones.

No entraré en detalles puramente científicos, que pueden resultar complejos y que, por otra parte han sido en su mayoría objeto de las publicaciones que se reseñan en la bibliografía. Tampoco se recogen aquí una serie de consideraciones y matices enunciados en la exposición oral de esta ponencia a la que quisimos dar un carácter coloquial siguiendo una serie de diapositivas difícilmente reproducibles en este texto, necesariamente esquemático.

El método seguido en la prospección geotérmica de Canarias, podríamos calificarlo como de aproximaciones sucesivas, que nos han conducido desde unos estudios genéricos al establecimiento de hipótesis que iban siendo confirmadas o cuantificadas con los datos obtenidos al aplicar progresivamente técnicas más perfeccionadas y específicas.

El punto de partida fue la **investigación volcanológica** que realiza en todo el archipiélago, desde hace diez años, el Departamento de Petrología y Geoquímica del Consejo Superior de Investigaciones Científicas. Este conocimiento regional de todo el volcanismo canario y de Lanzarote en particular, ha sido básico para la interpretación de nuestros datos (5).

Una vez planteada la prospección y evaluación del potencial geotérmico de Canarias, diversos miembros del equipo de investigación programaron su previa especialización en aquellos centros y países de reconocida experiencia y prestigio en el tema; así hemos conseguido una formación e información directa en Italia, Francia, Hungría, Grecia Islandia, Nueva Zelanda, Etiopía, Estados Unidos, México, El Salvador, Nicaragua y Chile, países todos en los que la energía geotérmica se utiliza o está en vías de explotación, además de los importantes contactos con especialistas de las Naciones Unidas. Debe aclararse que nuestra investigación

geotérmica se ha desarrollado también en territorio peninsular e incluso fuera de España.

Asimismo y para no insistir en repeticiones más adelante, hay que resaltar nuestra coordinación en diferentes fases de la prospección con distintos organismos nacionales interesados, tales como el Instituto Geológico y Minero, Servicio Geológico de Obras Públicas, Empresa Nacional Adaro, CEPSA, varios departamentos universitarios de la Universidad Complutense y, por supuesto, la extraordinaria colaboración que hemos encontrado siempre entre los lanzaroteños y especialmente en las autoridades y técnicos de su Cabildo.

Gran parte de la prospección se ha llevado a cabo con tecnología propia (6), especialmente desarrollada para Canarias, aunque haya sido posteriormente adoptada para otras regiones. La prospección se ha centrado principalmente en las Montañas de Fuego, de Lanzarote, dada su espectacularidad y porque de confirmarse la rentabilidad de su yacimiento geotérmico, serviría de piloto y acicate para una investigación a fondo en el resto del archipiélago, que «a priori» presenta perspectivas igualmente favorables, pero menos espectaculares en sus manifestaciones superficiales.

El primer paso en la investigación fue el estudio y discusión de algunos trabajos e informes previos que por su premura y superficialidad carecían del rigor que exige una prospección geotérmica. Por desgracia se suele dar la misma credibilidad a los resultados de una visita turística que a los de una investigación sistemática y se confunde también al especialista consciente con el aficionado más o menos osado.

Tras el análisis de la información existente se realizó una campaña de cartografía y petrología detallada en la zona de las Montañas de Fuego, elaborándose unos mapas volcanológicos de base en los que ya se ponía de manifiesto una serie de fracturas tectovolcánicas y diferencias litológicas y estructurales en los productos volcánicos del mayor interés.

Sobre esta cartografía geológica y después del estudio petrográfico se programaron los perfiles y estaciones para sucesivas campañas de geofísica que se iniciaron con una **termometría** en toda la zona. Tras una prospección termométrica superficial se instalaron a profundidades variables (entre 2 y 12 m) unos 200 termómetros de termistores, varios de platino y algunos termopares. Posteriormente se utilizó una sonda de cuarzo, con precisión de milésimas de grado.

Una periódica toma de temperatura a lo largo del año permitió establecer las correcciones estacionales e interpretar cualquier variación que experimentaban las medidas, algunas de las cuales (localización de máximos, aumento de temperaturas tras fuertes lluvias, etc.) fueron muy significativas (7)

Entre otros datos se determinó la temperatura máxima en la zona (312°C a 12 m de profundidad en Hilario); las máximas superficiales (unos 100° C en varios puntos); el gradiente geotérmico regional medido en pozos del S.G.O.P. de 200 m de profundidad (0,2° C/m); etc., pero el resultado más evidente fue la confirmación de que el calor no podía transmitirse por conducción dada la distribución de

anomalías que exigía la existencia de un sistema convectivo, es decir, que el calor alcanzaba la superficie transportado por un fluido.

La termometría se completó con la interpretación de fotos aéreas con infrarrojos (proyecto SPA-15) que aportaron el descubrimiento de fuentes termales submarinas costeras asociadas a las alineaciones estructurales y anomalías térmicas detectadas en tierra firme, en la que también utilizamos película de infrarrojos para la termometría regional.

Cuantificadas las anomalías térmicas e identificado el sistema de transporte de calor, el siguiente paso fue localizar el fluido que hacía de vehículo. Aparentemente este fluido no existía, ya que no hay fumarolas, ni geysers, ni manantiales, ni aparentemente emanaciones de ningún tipo. Pero sí había señales en la zona de que tales fluidos fueron muy abundantes en épocas recientes, pues dejaron unos depósitos de **manifestaciones hidrotermales** que fueron cuidadosamente analizadas, apreciándose entonces la gran similitud de sus sales con las que aparecen en otros campos geotérmicos, además de la posible intervención de agua marina en el sistema hidrotermal.

Sin embargo, lo importante era realizar **análisis químicos** de las manifestaciones actuales imperceptibles a simple vista por su escasa presión y ausencia de color u olor. Para ello se realizaron perforaciones en el terreno, consiguiéndose concentrar en unos tubos el escape de estas emanaciones que una vez extraídas resultaron ser predominantemente vapor de agua sobrecalentado, que al condensarse depositaba sales blancas no identificadas. Con el vapor de agua se mezclaban pequeñas cantidades de CO₂, cloro y derivados gaseoso del azufre (8).

Esta identificación del fluido fue altamente significativa, pero era necesario conocer su origen y las condiciones del agua profunda que producía este vapor. Para ello se acudió a la técnica más resolutive, que es el **análisis isotópico** del vapor condensado. Estos análisis isotópicos fueron realizados en varios laboratorios y todos coincidieron en unos datos realmente espectaculares y extremadamente favorables para la existencia de un yacimiento geotérmico. Efectivamente y según se expresa en el gráfico de la figura 3, el máximo $\delta^{18}\text{O}$ con relación al SMOW, en este caso, puede interpretarse como el resultado de un intercambio isotópico durante un tiempo considerable entre calizas y agua a elevada temperatura. Por otra parte el amplio margen de variación del $\delta^{18}\text{O}$ y la estabilidad del H encaja en un modelo hidrotermal lógico para este campo geotérmico. También puede aventurarse la confirmación de que en el sistema interviene el agua marina además de la meteórica, lo que garantiza una recarga en el acuífero termal (9).

El **origen del calor** nunca planteó problemas, ya que nuestros conocimientos del volcanismo canario permitían asociarlo a un cuerpo magmático en vías de enfriamiento y consolidación a determinada profundidad (10), pero las características litológicas sedimentarias —calizas— del acuífero sí fueron un dato sorprendente, aunque ya se había podido intuir por varias razones, una de las cuales era que habíamos encontrado numerosos fragmentos de calizas arrojadas por las erupciones volcánicas. Algunos de estos fragmentos fueron analizados también, observán-

dose que su composición isotópica era compatible con el intercambio al que hicimos referencia anteriormente.

En esta fase de la prospección puede decirse que ya disponíamos de un **modelo cualitativo** del campo geotérmico; sabíamos que bajo las Montañas de Fuego había una zona rocosa calentada por un foco magmático, sabíamos que alguna capa muy caliente almacenaba agua, y que esta agua, en algún punto favorable, se vaporizaba y que este vapor con más de 300°C de temperatura, escapaba hasta la superficie a favor de fracturas y conductos volcánicos.

Pudimos explicarnos también las débiles emanaciones por su mezcla con aire dentro de los materiales muy porosos emitidos en las erupciones históricas de Lanzarote. Más tarde, en un sondeo realizado por el Servicio Geológico de Obras Públicas, que profundizó unos 200 m bajo el nivel del mar, comprobamos la existencia, ya prevista, de un «sello» o capa permeable formada por hialoclastitas que reducía el escape del fluido a determinadas zonas muy fracturadas. Todas estas observaciones conducían a la adopción de un modelo como el de la figura .

El siguiente paso era ya cuantificar la estructura y geometría del sistema. Primero se **evaluaron las emanaciones** de fluido y su aportación térmica al freático regional obteniéndose unas cifras mínimas de 5 m³/año m² que asociadas a la disipación calorífica equivalen a una cesión espontánea a la atmósfera de 8 Mw. Es curioso resaltar que estos factores que pasan inadvertidos a simple vista condicionan la existencia de un microclima en toda la zona de las Montañas de Fuego.

Las técnicas geofísicas convencionales: Resistividad eléctrica, Gravimetría y Sísmica han sido aplicadas en Lanzarote, con todas sus ventajas e inconvenientes, para obtener datos sobre las características y estructura del subsuelo de las Montañas de Fuego, que sólo conocíamos directamente hasta una profundidad de 200 m bajo el nivel del mar en el sondeo citado.

Previamente un **estudio paleomagnético** (11) en superficie y de los testigos obtenidos en sondeos ya existentes, permitió establecer las necesarias correlaciones estratigráficas entre las formaciones volcánicas de toda la isla. Estos datos, con el paleorrelieve deducido, facilitarían la interpretación de las técnicas geofísicas en los niveles superiores.

Con la **geoeléctrica** pueden establecerse correlaciones entre los perfiles de resistividades y las características geotérmicas del campo, pero en nuestro caso, la presencia de capas superficiales muy conductoras (hasta 40.000 Ω/m) impide su penetración, por lo que los datos obtenidos (capas someras con tendencias a 0 Ω/m) tienen sólo un valor relativo, ya que las anomalías deducidas son muy superficiales y pueden interpretarse como depósitos salinos o pequeñas bolsadas de vapor húmedo (12).

La **gravimetría**, por su gran poder de penetración, permite afrontar el problema estructural de la región y relacionar la posible existencia de un reservorio geotérmico con la interpretación de las anomalías residuales.

Se realizó una campaña detallada en toda la isla con una densa red de estaciones en las Montañas de Fuego. Los resultados revelaron la presencia de

anomalías de Bouguer cuyos máximos están posiblemente asociados a levantamientos tectónicos en dos zonas de la isla. En una de estas —Montañas de Fuego— se ha detectado asimismo una anomalía relativa de 57 mgals que puede relacionarse con la disminución de masa debido a la existencia de fluidos geotérmicos en profundidad (13).

El modelo estructural deducido por gravimetría debe ser ajustado con una prospección sísmica. Esta técnica es ya mucho más costosa y su aplicación se ha desarrollado en varias etapas, utilizándose datos de campañas propias y de otras con objetivos más amplios o realizados en colaboración con diversos organismos nacionales y extranjeros.

Se han interpretado los datos de dos **campañas de sísmica** de reflexión y refracción en varios puntos del área geotérmica, así como los perfiles profundos con siete estaciones en tierra y explosiones en mar, siguiendo una línea de 400 Km. Por último están los datos ya citados en este Simposium de varios perfiles marinos de reflexión próximos a Lanzarote (14).

Los resultados obtenidos pueden resumirse como sigue: Se ha conseguido establecer la estructura en el subsuelo de la isla hasta unos 20 Km. de profundidad, perfilándose la hipótesis de una tectónica insular «en bloques» asociada a una dinámica global atlántica (15).

Las capas que conforman los 6 Km. más superficiales han sido interpretadas con mayor detalle estableciendo las oportunas correlaciones y determinando las características de importantes niveles sedimentarios mesozoicos y terciarios, sobre los que se apoyan los materiales volcánicos insulares.

Estos datos permiten prever una profundidad del acuífero geotérmico no superior a los 2 Km. en determinados puntos, dentro de un modelo compatible con la gravimetría.

Finalmente, se ha realizado una campaña de **Microsísmica**, cuyas modernas técnicas, del mayor interés en la prospección geotérmica, han sido aplicadas con éxito y tecnología propia; obteniéndose unos datos que permiten precisar las zonas de máxima actividad geotérmica, así como la estructura del yacimiento (16).

Los resultados de esta prospección pueden sintetizarse en la expresión cartográfica en profundidad de los niveles de ruido en la frecuencia dominante de 8 Kz, típica de los yacimientos geotérmicos. También se ha podido calcular la profundidad de los focos de ruido que coincide con la prevista para un acuífero profundo deducida con otras técnicas geofísicas. Asimismo, se han registrado microtemblores someros relacionables con procesos de «flashing».

Las diferentes hipótesis y datos hasta ahora expuestos han sido computados con ordenadores y posteriormente introducidos en modelos analógicos que permiten analizar las variables que no acepta un modelo matemático normal (17), (18). Estas técnicas de gran interés en el procesado, selección e interpretación de resultados ha sido escalonada en las siguientes fases: Modelos analógicos de régimen estacionario, modelos analógicos de régimen transitorio y modelos analógicos incluyendo convección.

ESTADO ACTUAL DEL PROGRAMA DE INVESTIGACION Y EXPLOTACION

En función de lo anteriormente expuesto, se deducen favorables posibilidades de explotación, confirmadas por los especialistas que conocen nuestros datos y conclusiones.

Se ha recomendado la iniciación de sondeos profundos exploratorios para la comprobación de tales posibilidades, planificándose las características, localización y profundidad de dichos sondeos.

Se ha recomendado la iniciación de sondeos profundos exploratorios para la comprobación de tales posibilidades, planificándose las características, localización y profundidad de dichos sondeos.

De los datos que se obtengan con estos sondeos podrá deducirse definitivamente la rentabilidad de una explotación en todos o alguna de sus aplicaciones (energía eléctrica, agua potable, productos secundarios, etc.).

Un reciente cálculo permite asegurar que es factible la obtención de 15 Mw como mínimo perforando adecuadamente, es decir, acertando en la localización de los pozos de explotación.

Sin embargo, las circunstancias económicas, políticas y sociales del país y de Canarias en particular, condicionarán el futuro de estos programas que en el momento actual podemos decir que llevan un año estancados por diversas circunstancias.

En este Simposio se ha renovado la promesa de iniciar los sondeos profundos propuestos —¿80 millones de pesetas?—. Programar, presupuestar y contratar un SOLO POZO DE EXPLORACION-EXPLOTACION no es serio, pero parece que es a lo máximo a que se puede aspirar para el próximo año. Esperemos que haya suerte.

RECURSOS GEOTERMICOS EN OTRAS ISLAS DEL ARCHIPIELAGO

El esfuerzo de la investigación se ha centrado en Lanzarote porque aparentemente era la zona óptima y convenía conocer previamente los resultados en dicha isla. No obstante, se han reconocido también las características que «a priori» son favorables o desfavorables en otras Islas Canarias de las que ya se poseen algunos datos y para las que se han previsto programas de prospección geotérmica.

En una valoración inicial se tienen menos posibilidades las islas «oceánicas» —las más occidentales y alejadas del continente— si bien la reciente actividad volcánica en La Palma obliga a considerar prioritarias las investigaciones en esta isla.

En Gran Canaria y Tenerife existen datos sobre temperatura y quimismo de aguas que requieren el complemento de prospecciones geofísicas en determinadas zonas que ya han sido seleccionadas. Algunos estudios parciales presentados en este mismo Simposio son lo suficientemente alentadores para profundizar en la

investigación, máxime cuando se supone que las estructuras sedimentarias y los fenómenos magmáticos presentes en el sustrato de Lanzarote se prolongan hasta las islas centrales del archipiélago. La confirmación y cuantificación de esta circunstancia requiere la realización de perfiles sísmicos marinos, que también han sido programados.

CONSIDERACIONES FINALES

Planificación y rentabilidad de los recursos energéticos de Canarias. Su encuadre en una política científica, social y económica de carácter regional.

Es inútil plantearse este tema si no se tienen en cuenta las características geopolíticas, económicas y sociales que concurren en las Islas Canarias, que necesitan un tratamiento y unas soluciones específicas sin la menor relación con criterios standard aplicados al resto del país.

Si se aspira a que Canarias no caiga en una crisis de previsibles consecuencias es necesario plantearse, entre otros, unos objetivos de clara autonomía, que en la vertiente económica exigen la búsqueda y máximo aprovechamiento de recursos energéticos propios, aunque el costo de tal operación resulte elevado.

No puede esperarse tampoco una comprensión de esta problemática por parte de organismos y personas que tienen sus centros de estudio y decisión muy alejados, no tanto físicamente como psicológicamente de la realidad del archipiélago.

Es, por tanto, necesario que en las islas no sólo se tenga conciencia de los problemas, sino que desde ellas se propongan y afronten soluciones. Soluciones que deben comenzar por crear la necesaria infraestructura para que los resultados no queden en simples medidas coyunturales, que sólo aplazan el problema, agravándolo, y que esterilizan la capacidad local de iniciativa y acción.

Cifándonos a los recursos geotérmicos, el haberse investigado a fondo las características de las Montañas de Fuego y su posible aprovechamiento es un hecho puramente casual, puesto que el comienzo de tales estudios se debió a circunstancias particulares, al margen de una política científica para Canarias. Como esta política científica para Canarias sigue sin establecerse —tampoco existe para el resto del país—, las investigaciones geotérmicas pueden concluir súbitamente, sin dejar rastro, de la misma forma que se iniciaron.

Conviene, por tanto, plantearse ya seriamente la necesidad de programar, fomentar y realizar en las islas una infraestructura científica y tecnológica propia, de indudable trascendencia para el desarrollo cultural, social y económico de la región.

Ciertamente esta infraestructura científica no puede improvisarse, pero tampoco retrasarse más la salida de un círculo vicioso que sólo conduce a hipotecar el

futuro, por complejos de inferioridad o por dejación consciente de las resoluciones a iniciativas ajenas cargadas de buena voluntad, pero ineficaces hasta la fecha.

Como primera medida debe evitarse que se pierda el esfuerzo realizado por la Administración en los últimos años, para ello es necesario promover la creación de organismos radicados en el archipiélago que continúen y promuevan el desarrollo en las islas de los trabajos que esporádicamente vienen realizando grupos de expertos sin residencia ni dirección en las islas.

En ese sentido y no sólo por su implicación en la Geotermia, sino en todos los recursos naturales asociados a una geología tan especial como es un terreno volcánico activo, parece que ya es un hecho la instalación en Canarias de un «Centro de Investigaciones Volcanológicas» del Consejo Superior de Investigaciones Científicas, con personal y medios capacitados para cubrir una amplia gama de aspectos en la infraestructura de que venimos hablando.

Sería una lástima que la creación de este Centro vuelva a ser postergada u olvidada como en otras ocasiones, quizá por el desinterés manifiesto de los propios canarios.

Desinterés, justificado al fin, en sus autoridades por un desconocimiento o por una desconfianza que sólo puede ser rechazada con un auténtico convencimiento de que la investigación del territorio y sus recursos es vital para los habitantes de una región volcánica insular (19).

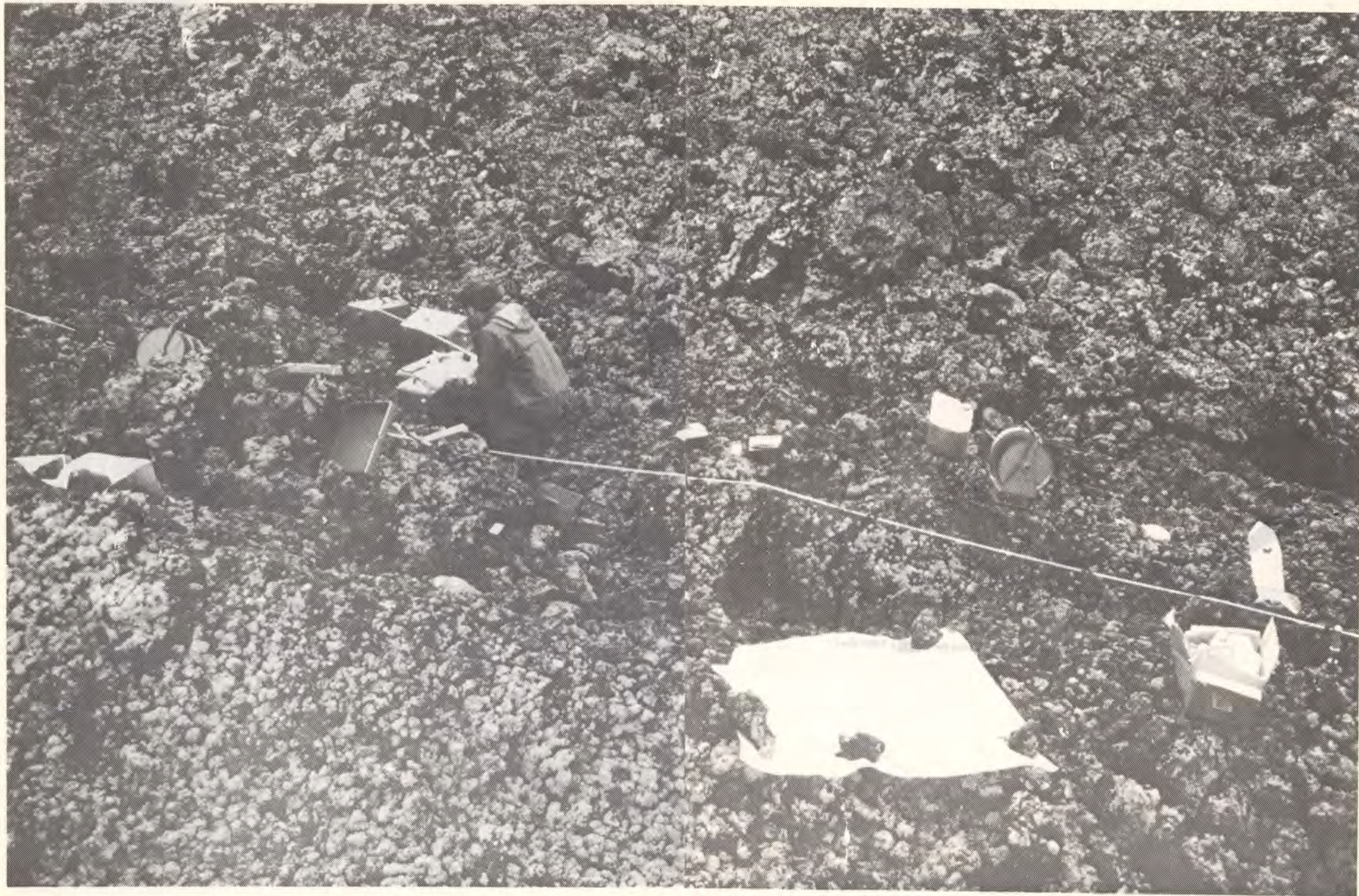
BIBLIOGRAFIA

1. ARAÑA, V. (1973). La energía geotérmica. *Las ciencias*, 38: 83-100.
2. ARAÑA, V. (1975). La energía geotérmica. Su utilización y su futuro. *Arbor*, 351: 59-68.
3. ARAÑA, V. y LOPEZ RUIZ, J. (1975). *Volcanismo, dinámica y petrología de sus productos*. Edit. Istmo. Madrid, 486 págs.
4. ARAÑA, V. y FUSTER, J. M. (1973). Estado de los estudios sobre los recursos geotérmicos en el área de las Montañas de Fuego (Lanzarote). *Estudios geológicos*, 29: 281-286.
5. FUSTER, J. M.; FERNANDEZ SANTIN, S. y SAGREDO, J. (1968). Geología y volcanismo de las Islas Canarias. Lanzarote. *Instituto Lucas Mallada*, C.S.I.C. Madrid.
6. ARAÑA, V.; R. BADIOLA, E.; ORTIZ, R. y YUGUERO, J. (1974). Aplicación de técnicas geofísicas en prospección geotérmica. In: *Comunicaciones de la I Asamblea Nacional de Geodesia y Geofísica*. Madrid.
7. ARAÑA, V.; ORTIZ, R. y YUGUERO, J. (1973). Thermal anomalies in Lanzarote. *Geothermics*, 2: 73-75.
8. ARAÑA, V. y GARCIA LUIS, A. (1974). Características de los fluidos geotérmicos en las Montañas de Fuego (Lanzarote). In: *Comunicaciones de la I Asamblea Nacional de Geodesia y Geofísica*. Madrid.
9. ARAÑA, V. y PANICHI, C. (1975). The isotopic composition of steam samples from Lanzarote. *Geothermics*, 4.
10. RUBIA DE LA, J.; DORIA, J.; OSORIO, A.; CALLEJA, J. M. y ARAÑA, V. (1970). Distribución transitoria de temperaturas en las proximidades de una capa magmática intrusiva en un proceso de enfriamiento. *Estudios geológicos*, 26: 273-280.

11. CARRACEDO, J. C. Testificación y correlación paleomagnética en sondeos de Lanzarote. (Informe interno.)
12. ARAÑA, V.; ORTIZ, R.; BADIOLA, E. y YUGUERO, J. (1974). Geothermal power generation in basaltic provinces. In: *Proceeding of the Volcano Energy Seminar, Hawaii, U.S.A.*
13. SEVILLA, M. J. y PARRA, R. (1975). Levantamientos gravimétricos de Lanzarote. *Rev. Real. Acad. Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 69: 257-284.
14. ARAÑA, V.; R. BADIOLA, E. y ORTIZ, R. (1976). Interpretación de perfiles sísmicos marinos y terrestres en la prospección geotérmica de Canarias. (Informe interno.)
15. ARAÑA, V.; HERNAN, F. y ORTIZ, R. (1976). Deep structure of Timanfaya volcano and its implications on the Canarian Archipelago origin. (Preprint.)
16. ARAÑA, V.; R. BADIOLA, E. y ORTIZ, R. (1976). Estudios del ruido sísmico en el área geotérmica de las Montañas de Fuego (Lanzarote). (Preprint.)
17. YUGUERO, J. (1974). *Estudio analógico de focos magmáticos y posible aprovechamiento de la energía geotérmica*. Tesis doctoral. Facultad de Ciencias. Universidad Complutense de Madrid.
18. ORTIZ, R. y YUGUERO, J. (1974). Desarrollo de un modelo analógico para el estudio de fluidos geotérmicos. *Anales de la Real Sociedad Española de Física y Química*, 70, n.º 4: 381-384.
19. ARAÑA, V. (1976). Estado actual de la Volcanología. *Arbor*, 367: 65-71.



Fig. 1. — Aspecto del área geotérmica de las Montañas de Fuego (Lanzarote).





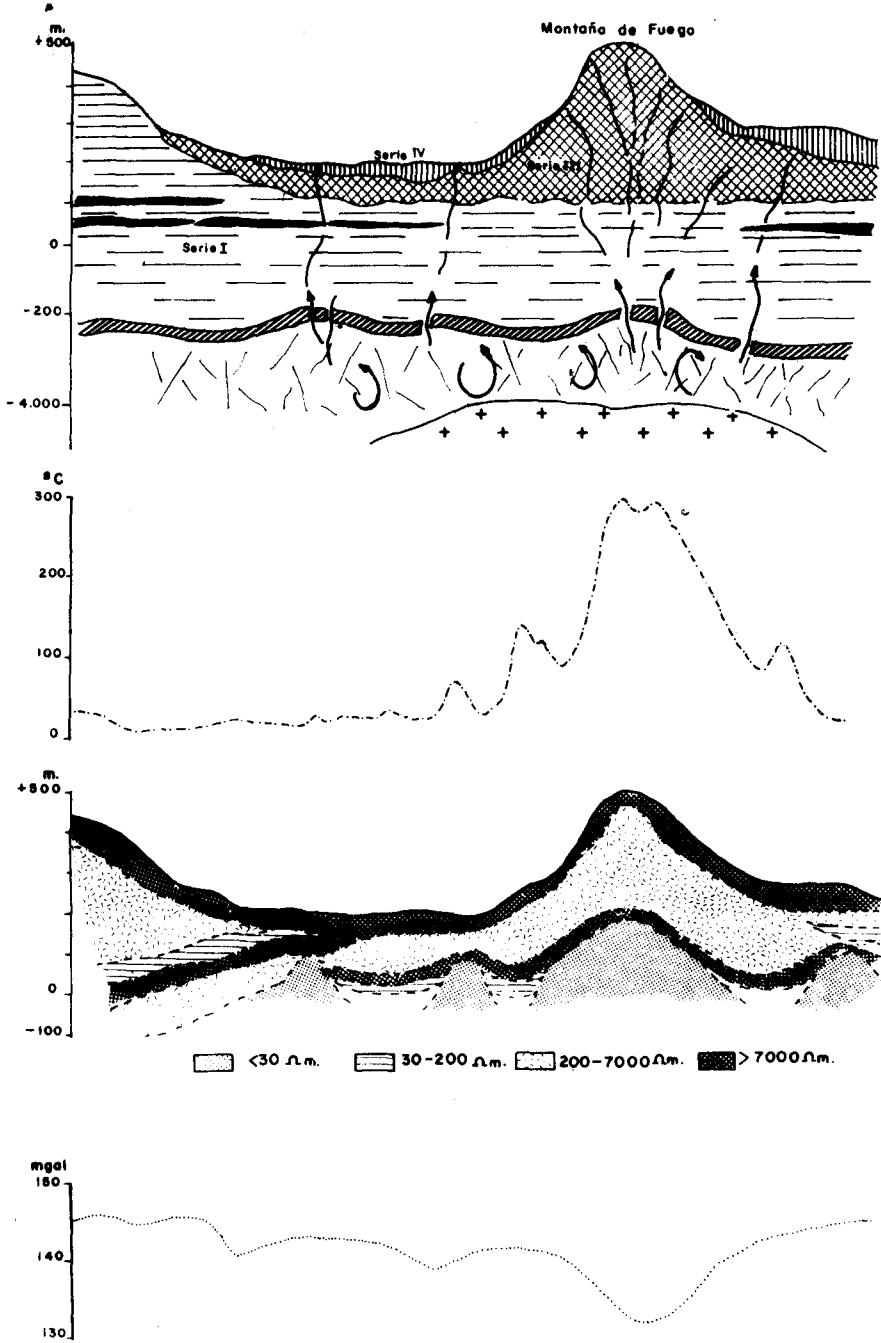


FIG. 4. — Modelo deducido de los datos conjuntos de termometría, resistividad eléctrica y gravimetría.



FIG. 5.—Equipo móvil de prospección geofísica.

Posibilidades de explotación de energía geotérmica en Gran Canaria

JOSE SANCHEZ GUZMAN

INTRODUCCION

Como ya se ha dicho a lo largo de este simposium, la acción árabe sobre el abastecimiento y precios de los hidrocarburos ha llevado a una situación crítica al mundo occidental. Como consecuencia de ello los gobiernos han incrementado todos los esfuerzos encaminados a encontrar nuevas fuentes sustitutivas.

Entre las aplicaciones más importantes de la energía geotérmica destaca, sin duda, la producción de energía eléctrica, que por otra parte va en aumento en los países que cuentan con tal fuente. En Italia que fue el primer país en producir electricidad, actualmente la electricidad producida por medio de recursos geotérmicos representa el 5 por 100 de la total.

Con ser este el uso más espectacular de la energía geotérmica, no es el único. Su empleo en todo tipo de calefacción: urbana, industrial, agrícola, etc., es conocido de todos así como su utilización como fuente de materias primas.

Entre los ejemplos de calefacción urbana más conocidos, están los de Islandia, con más del 40 por 100 de la población viviendo en casas provistas de calefacción geotérmica. En 1970, Hungría con una potencia instalada también en 1970 de 440.000 Kw. En Francia se explota ya la cuenca de París, extrayendo el agua de las calizas del Dogger a profundidades de 1.500 a 1.900 metros con temperaturas de 80-90° C.

En cuanto a la calefacción industrial se tienen plantas de tratamiento de diatomeas en Islandia, fabricación de agua pesada, instalaciones de secado de distintos productos, etc.

La aplicación a la calefacción de invernaderos y a granjas es ya antigua sobre todo en países de clima frío.

Así, Islandia, gracias a la energía geotérmica ha producido especie típicamente tropicales, flores, etc.

Entre la diversidad de productos que se pueden obtener a partir del fluido geotérmico cabe citar ácido bórico, amoníaco, azufre, anhídrido carbónico, litio, sulfato de sodio, sulfato de magnesio, boro, etc. Todos ellos como subproductos contenidos en el agua caliente.

La energía geotérmica en las islas Canarias

Una de las condiciones necesarias para la existencia de un yacimiento geotérmico es la presencia de una fuente de calor activa a una profundidad no demasiado elevada.

Esta condición se cumple en las zonas volcánicas con episodios relativamente recientes. Tal es el caso de las islas Canarias.

La manifestación geotermal más conocida en las Canarias es la que tiene lugar en Lanzarote, en el campo de la Montaña de Fuego. Este campo ha sido ya ampliamente estudiado siendo actualmente todos los indicios positivos en cuanto a la existencia de un yacimiento de vapor de agua utilizable para la producción de energía eléctrica y desalinización de agua de mar. El siguiente paso en su investigación es la ejecución de un sondeo que alcance el almacén y permita evaluar el potencial del campo.

Existen en las islas Canarias otro fenómeno termal que sin alcanzar, por ahora, la espectacularidad del de la Montaña de Fuego, hay que tener en cuenta.

Es conocido por todos los medios relacionados con la explotación de aguas, el hecho de que en muchas de las obras ejecutadas a tal efecto se aprecien elevaciones de la temperatura en el subsuelo. Este fenómeno se ha observado en las islas de La Palma, Tenerife y Gran Canaria. Concretándonos a esta última isla, el Instituto Geológico y Minero de España, basándose en los datos suministrados por el proyecto S.P.A. 15, realizó una selección entre los pozos con agua caliente existente en la isla. En los pozos seleccionados se ha llevado a cabo un toma de muestra de las aguas, procediéndose a su análisis y tratamiento geoquímico, a fin de determinar la temperatura teórica del almacén geotérmico. Esta determinación está basada en la relación existente entre las cantidades absolutas de algunos constituyentes disueltos y las condiciones de equilibrio en el almacén.

Los geotermómetros comúnmente admitidos y que se han utilizado son: el contenido en sílice, equilibrio Na-K-Ca y equilibrio albita-anortita.

Una vez aplicados los tres métodos, se ha llevado a cabo la comparación entre las temperaturas obtenidas por cada uno. Las temperaturas obtenidas en base al equilibrio Na-K-Ca, son muy superiores a las obtenidas por los otros dos métodos que, en general, concuerdan bastante.

Hay que pensar en principio en una mayor aplicabilidad de estos dos métodos que, por otra parte, se ha puesto de manifiesto a lo largo de toda la geografía peninsular cuando se trataba de zonas graníticas y basálticas.

Cifrándonos a estos dos métodos los resultados obtenidos son los siguientes.

El contenido en sílice de las muestras analizadas está comprendido entre los 35 y 130 p.p.m., superando el 73 por 100 de los casos las 50 p.p.m.

Las temperaturas calculadas en función de estos contenidos, sobrepasan para todos los casos los 80° C, alcanzando en ocasiones los 130° C.

Las temperaturas del agua en superficie están comprendidas entre 25 y 37° C, superando la mayor parte los 29° C.

El método basado en el equilibrio albita-anortita ha dado temperaturas ligeramente inferiores, entre 70 y 120° C.

A continuación se resumen en un cuadro los valores obtenidos para las treinta muestras seleccionadas cuya situación puede verse en el plano adjunto.

En este plano se han rayado las dos zonas más interesantes, para las que las temperaturas obtenidas superan los 100° C.

Hay que hacer notar que existe un fenómeno que puede falsificar los resultados obtenidos y que no se ha tenido en cuenta, es éste la posible presencia de sílice en estado coloidal en las aguas, que entra a formar parte del contenido en SiO_2 , sin estar disuelta y, por lo tanto, no presente en el equilibrio a la temperatura del almacén.

Dado el indudable interés que presenta la posible presencia de almacenes de agua a temperaturas de 100° C en la isla de Gran Canaria, el Instituto Nacional de Industria, ha emprendido recientemente un estudio más detenido de tales aguas, en el que se analicen no sólo las 30 muestras seleccionadas, sino todas.

Se emplearán además de las técnicas clásicas de geotermismo: gradientes, geoquimismo, geofísica, etc., los análisis isotópicos de CO_2 y O_2 de He, así como, microsísmica. En el tratamiento geoquímico se tendrá en cuenta el posible contenido en sílice coloidal, a fin de evitar la posible falsificación de la temperatura de almacén, antes mencionada.

Tras la selección del área de mayor interés se procederá a la implantación de un sondeo exploratorio profundo. Al mismo tiempo se llevará a cabo un estudio de alternativas y posibles aplicaciones del agua caliente.

**PUNTOS DE AGUA CON ANOMALIA GEOTERMICA EN
LA ISLA DE GRAN CANARIA**

N.º	Caudal 1/sg	Temperatura de emergencia	Temperatura teórica en el almacén en función de	
			SiO ₂	Albita-anoetita
1	8	37	126	95
2	28	35	131	104
3	19	32	122	95
4	9	36	129	117
5	20	29	112	107
6	22,5	29	115	100
7	9	27	79	85
8	15	29	118	115
9	70	30	96	82
10	20	32	99	88
11	20	27	92	85
12	10	30	92	80
13	10	33	109	75
14	15	29	98	92
15	10	27	85	75
16	10	30	97	92
17	46	36	119	110
18	11	34	90	90
19	25	35	90	95
20	60	31	90	90
21	15	32	79	86
22	15	32	81	85
23	22	25	81	85
24	3	29	104	112
25	10	30	102	121
26	12	24	106	85
27	1	21	122	88
28	10	27	119	88
29	3	20	108	70
30	14	20	107	105

Desde el punto de vista de las aplicaciones de esta energía, existen en Gran Canaria algunas aplicaciones verdaderamente interesantes de cumplirse las expectativas en cuanto a la existencia de aguas a las temperaturas antes mencionadas.

Entre estas aplicaciones cabe citar: Calefacción de invernaderos y granjas en la que para el rango de temperaturas que se espera obtener, supondría unos costes de la energía empleada que alcanza solamente el 30 por 100 de los costes obtenidos empleando combustibles convencionales.

Desalinización de agua de mar; a este respecto hay que resaltar que actualmente se ponen en práctica, sistemas multistage utilizando agua a 70° C.

Por último, en el campo de su utilización en hoteles y apartamentos existen dos aplicaciones interesantes: abastecimiento de agua caliente sanitaria a habitaciones, así como para piscinas y demás servicios. Por otro lado, existe la posibilidad de su aplicación como fuente energética para la aclimatización de habitaciones ya sea calefacción como refrigeración. A este respecto cabe citar que ya en 1970, Reynolds describía la instalación de refrigeración utilizada en un hotel de Nueva Zelanda de 100 habitaciones. El sistema era reversible.

Hay que destacar que modernamente este sistema de acondicionamiento de aire se ha visto impulsado por el desarrollo de la bomba de calor.

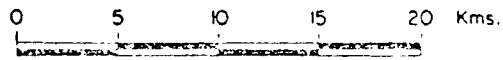
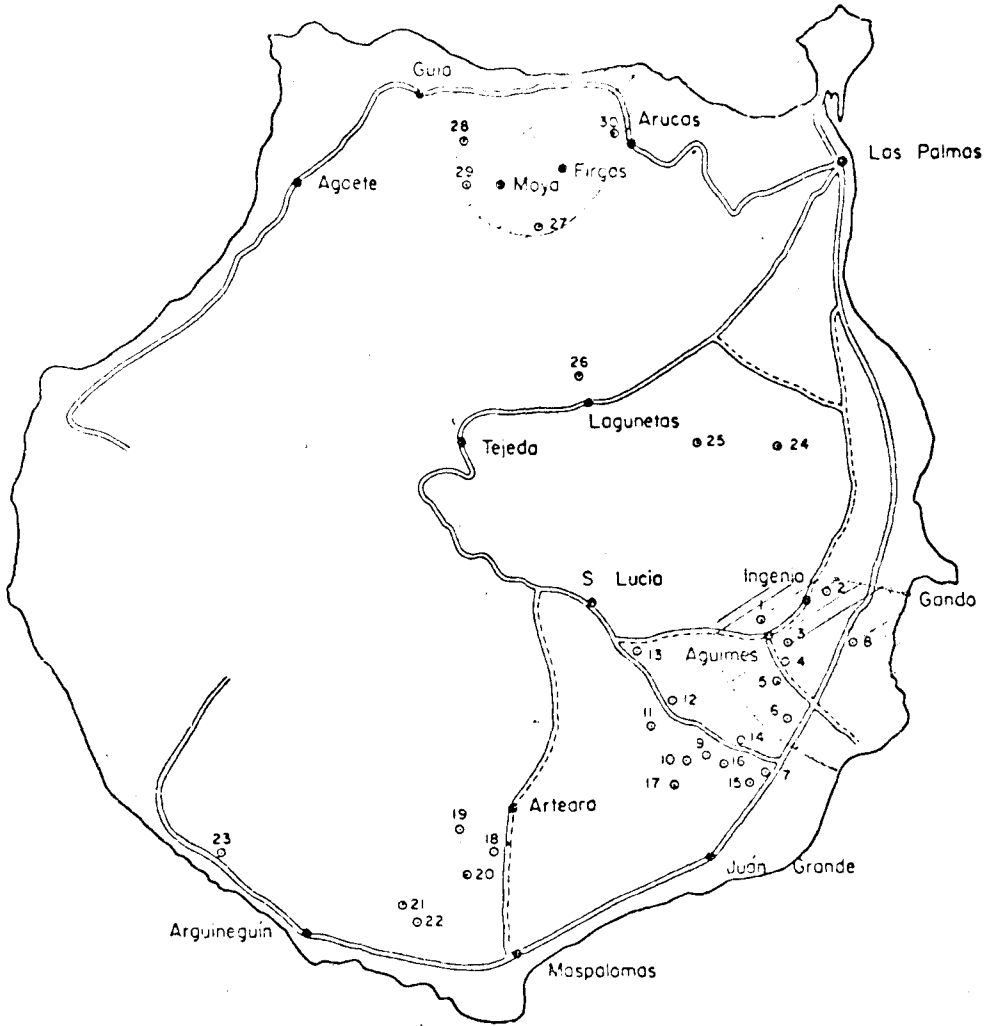
BIBLIOGRAFIA

I.G.M.E. Inventario general de manifestaciones geotermales en el territorio nacional. 1976.

I. DIAZ DE BERRICANO y F. PENDAS FERNANDEZ: Los recursos geotérmicos. Madrid, 1974.

S. S. EINARSSON: Utilización del agua a baja entalpía para la calefacción de locales, empleos industriales, agrícolas y otros. 1970.

INVENTARIO DE PUNTOS DE AGUA CALIENTE.



ISLA DE GRAN CANARIA

Termometría hidroquímica de las aguas termales de Gran Canaria para la selección de zonas de potencial interés geotérmico

JOSE F. ALBERT-BELTRAN

RESUMEN

Tomando como base los análisis químicos e isotópicos efectuados por el Servicio Geológico de Obras Públicas en el proyecto Canarias SPA-15, se han aplicado cinco geotermómetros distintos, basados en cuatro criterios químicos diferentes (SiO_2 , Na/K, Na-K-Ca y equilibrio entre plagioclasas), a las citadas aguas, con el fin de conocer la temperatura del último equilibrio agua-roca.

Se llega a la conclusión de que estas aguas, ligeramente termales en la obra de captación, alcanzan en profundidad su equilibrio con los materiales ígneos a temperaturas comprendidas entre 80 y 110° C, con un carácter muy uniforme en toda la isla.

En conjunto aparece como geotérmicamente más favorable la neocanaria y las zonas en las que, a la luz del presente trabajo, parecen ofrecer mejores posibilidades son el S de la isla y el sector comprendido entre los barrancos de Tirajana y Argüimes.

El autor agradece al Servicio Geológico de Obras Públicas de Gran Canaria la cesión de los análisis químicos e isotópicos de las aguas termales, sin los cuales habría resultado imposible la confección del trabajo.

1. INTRODUCCION

La especial constitución geológica de las islas Canarias, originadas por episodios volcánicos de edad terciaria y cuaternaria asociados al rift atlántico, constituye un atractivo punto de partida para suponerlas una posible potencialidad geotérmica, puesta ya de manifiesto en otros países de similar configuración genética (Islandia, entre otros).

De hecho, la reciente erupción del volcán Teneguía (isla de La Palma), las manifestaciones de la Montaña de Fuego en Lanzarote, e incluso la actividad fumaroliana que se observa con la sola ascensión a pie a la cima del Teide, patentizan una actividad en las islas cuya emisión calorífica puede ser motivo de investigación con vistas a un posterior aprovechamiento energético.

Faltos de información inicial, resulta fundamental incluir en los trabajos de prospección geotérmica técnicas geoquímicas aplicadas a los puntos de agua que presentan anomalías térmicas. El Instituto Geológico y Minero de España lleva a cabo investigaciones en el último sentido, aún no publicadas.

El Servicio Geológico de Obras Públicas de Gran Canaria ha facilitado al autor los datos de base necesarios para la realización del estudio. Esta información consta del inventario de todos los puntos de agua con temperatura superior a 25° C de la isla de Gran Canaria, sus correspondientes análisis químicos completos y unas pocas determinaciones isotópicas de algunos contenidos en O-18, deuterio y tritio. La citada información procede del proyecto Canarias SPA-15.

2. DESCRIPCION DE LAS MUESTRAS

Los puntos de agua con temperatura superior a 25° C son un total de 73, en su mayoría pozos de profundidad comprendida entre 22 y 526 m, aunque el valor medio oscila entre 100 y 250 m.

A pesar de que en Gran Canaria se han perforado pozos en toda su extensión, las captaciones con agua caliente se localizan hacia la periferia de la isla, distribuidas en cuatro núcleos diferenciados (Fig. 2): uno en el sector SW-S (Mogán-Maspalomas), un segundo SE-E (barranco de Tirajana-barranco de Agüimes), el tercero abarca una circunferencia de unos 6 kilómetros de radio con centro en Telde, y por último un cuarto núcleo en el norte de la isla entre los meridianos de Galdar y Tamaraceite.

Las temperaturas varían entre el citado límite inferior fijado por el S.G.O.P. en su inventario y 41° C, con valores medios de 29°-33° C. No se observa ninguna relación entre temperatura y distribución geográfica así como entre temperatura y profundidad en sentido estricto. No obstante, si se comparan en un diagrama ambos parámetros se advierte un lógico ascenso de la recta, aunque con gran dispersión de la nube de puntos (Fig. 3). No obstante, poco significa la temperatura del agua en estas captaciones someras respecto a la temperatura original, ya que en último extremo es la composición química la que cuantifica de algún modo la temperatura máxima a la que ha estado sometida el agua en profundidad.

Bajo el punto de vista geológico, las captaciones presentan una notable variedad. Mientras en el núcleo SW-S-SE se emplazan en los materiales más antiguos (serie basáltica I y complejo traqui-sienético de FUSTER *et al*, 1968), la mayor parte de los restantes pozos (zona E y N) están construidos sobre la serie basáltica II de estos mismos autores.

Es de hacer notar que la mayor densidad de pozos con agua termal corresponde a la zona del barranco de Tirajana, por donde se sitúa la discutida falla de desplazamiento vertical que atravesaría la isla en dirección NE-SW, a lo largo del mencionado barranco y el de Agaete (BOUCART, 1935; BOUCART *et al* JEREMINE, 1937; MACAU, 1957; HAUSEN, 1962; BRAVO, 1964; FUSTER *et al*, 1968, etc.).

Lo que sí resulta evidente es la menor profusión de puntos de agua termal en la mitad SW (isla Antigua o Tamarán: hipotético bloque levantado) que en la Neocanaria (supuesto bloque hundido) donde se sitúan las erupciones más recientes.

3. ANALISIS ISOTOPICOS

Las determinaciones isotópicas disponibles de las citadas aguas ofrecen los siguientes resultados:

N.º S.G.O.P.	H ³ .(U.T)	δ.D (%)	δ.O ¹⁸ (‰)
2074	—	—	-5,31
3002	4,1 ± 1,0	—	—
3014	1,7 ± 0,2	-24,5	-5,12
4001	0,3 ± 0,2	-19,3	-3,67
4005	4,1 ± 0,3	-19,0	-3,78
8009	5,5 ± 0,3	-12,5	-2,70
8018	—	-15,1	-2,96
8023	1,0 ± 0,2	-18,0	-3,54

El número de análisis es demasiado reducido para poder llegar a conclusiones generalizables, ya que ha de tenerse en cuenta que los datos proceden de un estudio general aplicado al territorio insular y de ellos pretende obtenerse un trabajo de índole mucho más particular. No obstante, si permiten establecer una cuantificación muy general del orden de magnitud del problema, que ayuda a fijar las bases de ciertos supuestos previos importantes para la interpretación geoquímica que se comentarán posteriormente.

A falta de conocer la composición D/O-18 de las aguas meteóricas locales, se ha tomado como patrón la relación media calculada por CRAIG (1961) de valor:

$$D = 8 \cdot 10^{-8} + 10$$

Puede observarse en la figura 4 que las seis muestras quedan junto a la línea de las aguas meteóricas, por lo que puede concluirse que se trata de aguas de infiltración, cuya composición no se halla prácticamente alterada por intercambios isotópicos ni con la roca ni con posible CO_2 . De ellas sólo la muestra 3014 presenta un cierto intercambio isotópico con CO_2 (agua ligeramente carbónica con 1115 ppm. de CO_2).

Por otra parte, las bajas concentraciones de tritio indican que las citadas aguas no corresponden a los aportes de los últimos 20 años, fenómeno muy común en las aguas termales que, por lo general, gozan de un tiempo de residencia elevado.

Este mismo bajo contenido indica una escasa o nula mezcla con aguas superficiales o de circulación somera recientes.

Los presentes resultados del contenido en tritio son comparables a los obtenidos por el autor en las aguas termales de Cataluña (ALBERT, 1975 y 1976) y a los publicados para otras zonas geotérmicas del mundo (PIANICHI et al, 1974; GUPTA et al, 1974, etc.).

4. TERMOMETRIAS HIDROQUIMICAS

Las técnicas de termometría hidroquímica permiten calcular la temperatura a la que ha tenido lugar en profundidad el último equilibrio entre el agua y la roca, si éste se ha producido.

El empleo de cualquier método de termometría hidroquímica implica una serie de supuestos previos que es necesario precisar (FOURNIER, WHITE, TRUESDELL, 1974):

- a) Las reacciones entre el agua y la roca han de ser función de la temperatura.
- b) Todos los elementos reaccionantes han de ser lo suficientemente abundantes, de manera que no exista limitación cuantitativa.
- c) Se ha de alcanzar un equilibrio entre el agua y la litofacies, considerado a la temperatura interna en cuestión que es la que se pretende averiguar.
- d) No ha de existir mezcla del agua termal con aguas meteóricas frías de circulación superficial o somera.

Se han efectuado los cálculos a partir de los análisis químicos, aplicando cinco geotermómetros diferentes basados en cuatro criterios químicos distintos:

— **Geotermómetro SiO** : Basado en que la solubilidad de la sílice es prácticamente función de la temperatura en el intervalo del pH de las aguas naturales. Se han aplicado dos gráficas termométricas de solubilidad diferentes:

a) Gráfica de FOURNIER y TRUESDELL (1970). En realidad es una doble curva de solubilidad de la sílice según la solución se enfríe por conducción o por expansión adiabática a entalpía constante, que se convierte en una única para concentraciones de SiO inferiores a los 100 ppm.

b) Ecuación de SIEVER (1962). Esta relación experimental de la solubilidad de la sílice en función de la temperatura, ha dado excelentes resultados en Cataluña (ALBERT, 1975 y 1976) por debajo de los 100° C. Para valores superiores es muy semejante a la propuesta por FOURNIER y TRUESDELL (1970).

— **Geotermómetro Na/K**: Basado en la dependencia de la relación Na/K de un fluido termal respecto a la temperatura, puesta de manifiesto por ELLIS y MAHON (1964 y 1967).

Se ha empleado la curva media propuesta por ELLIS (1970) a partir de datos experimentales y extrapolada por el mismo de 40° C a 350° C, aunque la verdadera curva experimental es válida sólo por encima de los 175°-200° C.

Constituye un método peligroso de aplicar que no ofrece tanta fiabilidad como el de la sílice para temperaturas inferiores a este límite, como es nuestro caso, ya que el equilibrio resulta dudoso y en estos casos se origina una inversión de los resultados obteniéndose temperaturas excepcionalmente elevadas cuando en realidad son muy bajas.

Geotermómetro Na-K-Ca: Método empírico publicado por FOURNIER y TRUESDELL (1973) válido desde 4° a 340° C y consistente en aplicar una corrección de interacción del calcio en el equilibrio Na/K respecto al agua termal.

— **Geotermómetro Albita-Anortita:** La reacción de albitización es empleada por LOPOUKHINE (1973) como geotermómetro a la zona volcánica del lago Assal (Somalia francesa) y desarrollada para materiales graníticos por el autor de este trabajo (ALBERT, 1975 y 1976) para las aguas termales de Cataluña, con total coincidencia respecto a los restantes métodos expuestos. Resulta aplicable cuando el agua termal ha circulado por rocas ricas en plagioclasas.

Los supuestos previos mencionados anteriormente, necesarios para el empleo de los geotermómetros, quedan en parte justificados ya que:

a) todos los métodos se basan en equilibrios químicos exclusivamente dependientes de la temperatura.

b) el tránsito de las aguas se realiza por materiales volcánicos, por lo que puede suponerse que no existe limitación cuantitativa de minerales que puedan aportar SiO_2 , Na^+ y Ca^{++} .

c) los pocos análisis isotópicos disponibles demuestran un tiempo de tránsito superior a 20 años, por lo que con un tiempo de residencia tan elevado puede considerarse establecido el equilibrio agua-roca.

d) del mismo modo, los isótopos demuestran que se trata de aguas meteóricas infiltradas y calentadas que se han captado sin experimentar mezclas importantes con aguas recientes de infiltración.

Debe quedar constancia de que las premisas c y d sólo son demostrables para las aguas de las que se disponen análisis isotópicos, es decir, que sólo las termometrías aplicadas a estas muestras poseen rigor operativo.

La mayor parte de las aguas termales estudiadas en otras zonas del mundo se caracterizan también por bajos contenidos de tritio, por lo que no es aventurado suponer que muchas de estas aguas de Gran Canaria, como indican los escasos análisis isotópicos disponibles, poseerán también estas características.

Debe considerarse, por tanto, este riesgo en la interpretación de las termometrías químicas.

Muestra SGOP	Temp. (°C) captación.	TERMOMETRIAS					
		SiO ₂ FOURNIER	SiO SIEVER	Na/K	Na-K-Ca	Alb-Anort.	T. ^a media
1038	25,3	105°	94°	(322°)	105°	83°	97°
1050	25,0	100°	88°	(336°)	(156°)	100°	96°
1067	26,0	115°	106°	(305°)	136°	(30°)	119°
1079	26,0	—	48°	(151°)	(135°)	(95°)	119°
1079	26,0	—	48°	(151°)	(135°)	(95°)	—
1125	25,0	120°	113°	(154°)	(416°)	108°	113°
1127	25,1	121°	114°	(222°)	(203°)	110°	115°
2010	26,0	105°	94°	(224°)	90°	75°	91°
2058	25,2	—	50°	(105°)	(143°)	65°	57°
2062	26,4	75°	65°	(103°)	(140°)	85°	75°
2069	25,0	—	37°	(130°)	(181°)	60°	48°
2074	27,6	99°	86°	(145°)	(181°)	105°	96°
2081	25,0	122°	115°	119°	93°	120°	114°
2084	31,4	—	55°	(154°)	(179°)	85°	70°
2085	25,8	—	48°	(151°)	(88°)	50°	49°
2086	25,4	105°	94°	107°	(171°)	105°	103°
2094	25,1	88°	75°	(171°)	97°	70°	82°
3001	27,8	—	43°	86°	(135°)	70°	66°
3002	28,0	117°	110°	(142°)	89°	90°	101°
3005	28,1	128°	122°	(239°)	63°	80°	98°

Muestra SGOP	Temp. (°C) captación	TERMOMETRIAS					
		SiO FOURNIER	SiO SIEVER	Na/K	Na-K-Ca	Alb-Anort.	T. ^a media
3006	31,8	134°	129°	(237°)	69°	95°	106°
3007	28,0	137°	135°	(185°)	(187°)	90°	119°
3008	27,0	128°	122°	87°	100°	100°	107°
3009	33,0	136°	131°	(201°)	72°	98°	109°
3011	29,0	137°	135°	(232°)	77°	68°	104°
3014	34,6	117°	110°	(208°)	72°	90°	97°
3018	33,0	120°	111°	113°	77°	78°	100°
3020	27,0	90°	122°	147°	71°	56°	97°
3024	28,0	128°	122°	138°	67°	80°	107°
3027	31,0	99°	86°	(161°)	(194°)	99°	94°
3029	30,0	82°	70°	(158°)	(183°)	68°	73°
3034	25,0	—	48°	(212°)	(217°)	30°	39°
3036	25,0	105°	94°	(219°)	84°	65°	87°
3037	28,6	98°	83°	(177°)	92°	66°	85°
3042	28,0	—	29°	(133°)	(92°)	30°	29°
4001	28,2	103°	92°	138°	80°	70°	96°
4002	33,3	128°	122°	(175°)	87°	81°	104°
4005	27,0	113°	103°	(147°)	96°	78°	97°
4007	25,0	105°	94°	(196°)	104°	88°	98°
4024	29,5	102°	90°	(143°)	97°	(65°)	96°
4025	29,8	—	36°	(167°)	(92°)	35°	35°
4027	27,2	92°	79°	—	—	—	82°
4030	26,1	88°	75°	(179°)	89°	(40°)	84°
4031	29,6	—	—	(160°)	(90°)	41°	—
4034	27	—	—	(186°)	(92°)	—	—
4045	32,6	102°	90°	(160°)	95°	68°	89°
5001	28,0	105°	94°	(267°)	65°	50°	78°
7001	28,1	—	56°	(128°)	(154°)	60°	58°
7002	25,0	83°	70°	78°	97°	70°	79°
7004	27,2	—	56°	(125°)	(101°)	45°	50°
7005	28,2	105°	94°	87°	40°	37°	72°
7013	25,4	98°	85°	92°	107°	77°	92°
7014	25,2	98°	86°	122°	75°	65°	89°
7018	26,5	99°	87°	101°	42°	52°	76°
8001	29,8	91°	77°	143°	110°	69°	98°
8003	28,4	92°	80°	125°	107°	60°	93°
8004	29,8	90°	75°	114°	54°	76°	82°
8005	26,7	105°	94°	100°	(35°)	85°	96°
8006	30,2	92°	79°	(142°)	(179°)	86°	85°
8007	28,2	81°	67°	(122°)	(152°)	60°	69°
8008	26,4	90°	77°	111°	93°	70°	88°
8009	26,0	95°	82°	122°	73°	60°	86°
8010	29,2	93°	80°	(142°)	117°	69°	89°
8011	29,2	91°	77°	(130°)	(110°)	70°	79°
8014	25,2	91°	77°	(127°)	80°	(60°)	83°
8015	29,2	—	56°	(119°)	(120°)	60°	58°
8018	25,8	83°	70°	101°	92°	64°	82°
8021	30,4	98°	86°	124°	88°	68°	93°
8022	27,2	—	54°	(127°)	(89°)	44°	49°
8023	25,8	81°	68°	(114°)	(97°)	60°	69°
8034	30,5	114°	105°	138°	80°	112°	110°
8035	31,0	95°	80°	101°	75°	64°	83°
8036	29,3	95°	80°	(116°)	(123°)	80°	85°
8999	41,0	—	—	(40°)	(111°)	—	—

5. RESULTADOS DE LOS CALCULOS TERMOMETRICOS

A pesar de que ningún método termométrico es exacto, la aplicación comparada de varios geotermómetros, basados en criterios químicos distintos, permite cuantificar el problema a la vez que pueden detectarse valores anómalos.

En nuestro cálculo, y como era de esperar según se ha comentado anteriormente, el método del Na/K falla en muchos casos dando lugar a temperaturas aberrantes excesivamente elevadas. La corrección debida al calcio, resulta también insuficiente en numerosas muestras.

Los valores considerados anómalos se han indicado entre paréntesis.

Como queda reseñado en la tabla precedente y en la figura 5, todas las temperaturas del último equilibrio agua-roca de la isla adoptan temperaturas muy similares (80°-110° C). No obstante, se advierte un ligero incremento de temperatura en la neocanaria frente a la mitad SW.

Al no disponer de medidas de gradientes y desconocer, por tanto, la distribución de las isogeotermas en la isla, no puede darse un orden de magnitud de la profundidad a la que tiene lugar el equilibrio agua-roca a las temperaturas mencionadas.

No obstante, la notable homogeneidad de resultados obtenida parece indicar una circulación de las aguas meteóricas hasta una determinada cota regida por una isogeoterma más o menos constante en toda la isla. Por gradiente geotérmico normal, los 100° C se alcanzarían a unos 2.500 m de profundidad, aunque no resulta descabellado suponer la existencia de anomalías térmicas en la isla.

Otras aguas (2058, 2069, 2085, 3034, etc.) evidencian una circulación mucho más somera con temperaturas de equilibrio cercanas incluso a las de captación, como es el caso concreto de la 3034 y 4025.

A partir, por tanto, del estudio realizado, aparecen inicialmente como zonas más favorables bajo el punto de vista geotérmico la zona meridional y el sector comprendido entre los barrancos de Agüimes y Tirajana, al SE de la isla.

Precisamente es en esta porción de Gran Canaria donde se ubica la mayor corriente turística y donde existe la mayor acumulación de materiales detríticos cuaternarios (llanos de Sardina, llanos de Arinaga, etc.) donde ubicar polígonos industriales que empleasen esta fuente energética.

Temperaturas del mismo orden de magnitud aparecen en la zona septentrional entre los paralelos de Gáldar y Tamaraceite (Firgas, Arucas, etc.) donde se emplazan los últimos episodios volcánicos (serie basáltica IV) de FUSTER et al (Arucas y Agaete principalmente).

La fase operativa posterior ha de constituir en el estudio detallado de estas zonas mediante geología de detalle, mallas de sondeos, termometrías físicas, etc., con el fin de seleccionar el emplazamiento idóneo de los sondeos tendentes a captar la anomalía térmica en el lugar más idóneo.

BIBLIOGRAFIA

ALBERT-BELTRAN, J. F. (1974): Les sources thermales des Pyrénées Catalanes. *Symposium International pour les Eaux Minérales. Studii Tehnice Si Economice*. Institute de Geologie si Geofizica. Serie E. n. 12, pp. 21-26. Bucarest.

— (1975): El equilibrio albita-anortita como termómetro hidrogeotérmico en zonas graníticas. *Acta Geológica Hispánica*. Año X, n. 5, pp. 170-174. Barcelona.

— (1976): Estudio preliminar de los recursos geotérmicos de Cataluña. *Tesis doctoral*, Fac. Geología. Barcelona (inédita).

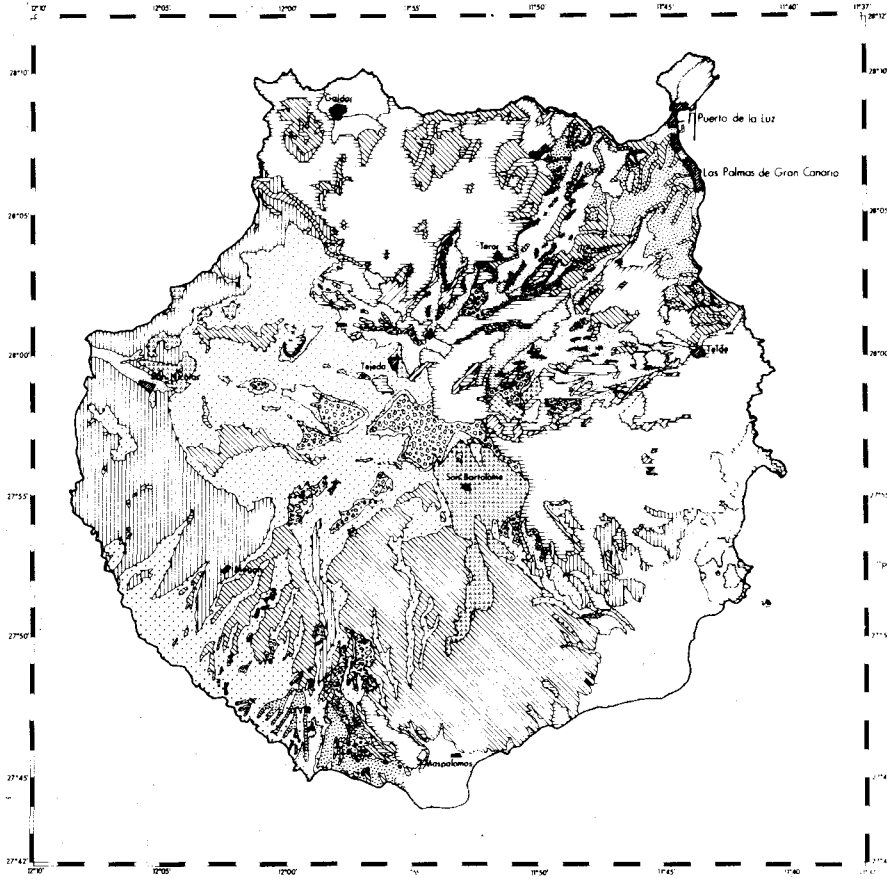
BOUCART, J. (1935): Geologie de la Grande Canarie. *C. R. Somm. Soc. Feol. de France*, n. 9, páginas 124-125.

BOUCART, J.; JEREMINE, E. (1937): La Grande Canarie. Etude géologique et lithologique. *Bull. Volcanol.* S-2, V-2, pp. 3-77.

BRAVO, T. (1964): *Geografía General de las islas Canarias*. T. II, 592 pp. Edic. Goya. Santa Cruz de Tenerife.

GRAIG, H. (1961): Standard for reporting concentrations of deuterium and oxygen-18 in natural waters. *Science* v-133, pp. 1833-1834.

- ELLIS, A. J. (1970): Quantitative interpretation of chemical characteristics of hydrothermal systems. *Geothermics, Special Issue, 2*, pp. 516-528.
- ELLIS, A. J.; MAHON, W. A. I. (1964): Natural hydrothermal systems and experimental hot water interactions. *Geochim. et Cosmochim. Acta* v-28, pp. 1323-1357.
- (1967): Natural hydrothermal systems and experimental hot water interactions (part II). *Geochim. et Cosmochim. Acta*, v-13, pp. 519-538.
- FOURNIER, R. O.; TRUESDELL, A. H. (1970): Chemical indicators of subsurface temperature applied to hot springs waters of Yellowstone National Park, Wyoming, USA. *Geothermics Special Issue, 2*, pp. 529-535.
- (1973): An empirical Na-K-Ca geothermometer for natural waters. *Geochim. et Cosmochim. Acta*, v-37, pp. 1255-1275.
- FOURNIER, R. O.; WHITE, D. E.; TRUESDELL, A. H. (1974): Geochemical indicators of subsurface temperature. Part 1: Basic assumptions. *Jour Research U.S. Geol. Survey*, v-2, n. 3, páginas 259-263.
- FUSTER, J. M. *et al.* (1968): *Geología y volcanología de las islas Canarias: Gran Canaria*. Instituto Lucas Mallada. C.S.I.C., 243 pp. Madrid.
- GUPTA, M. L.; SUKHIJA, B. S. (1974): Preliminary Studies of some geothermal areas in India. *Geothermics*, v-3, n. 3, pp. 105-113.
- HAUSEN, H. (1962): New contributions to the geology of Gran Canaria. *Soc. Sci. Fenn. Comm. Phys. Math.* v-27, n. 1, pp. 1-148.
- LOPOUKHINE, M. (1973): Rôle de la géochimie dans la recherche géothermique. Applications au Territoire Français des Afors et Issas. *Tesis 3.ºr ciclo*, Univ. de Paris, 164 pp.
- MACAU, F. (1957): Los volcanes del Cenozoico en Gran Canaria. Causas y consecuencias de su singular distribución en la isla. *XX Congr. Geol. Intern. México. Sec. I*, pp. 409-424.
- PANICHI, C. *et al.* (1974): Oxygen and hydrogen isotope studies of the Larderello (Italy) geothermal system. *International Atomic Energy Agency, IAEA-SM-182*, 22 pp.
- SIEVER, R. (1962): Silica solubility 0-200° C and the diagenesis of siliceous sediments. *The Journal of Geology*. v-70, n. 2, pp. 127-150.



GRAN CANARIA

MAPA GEOLOGICO

(FUSTER et al. simplificado)

LEYENDA

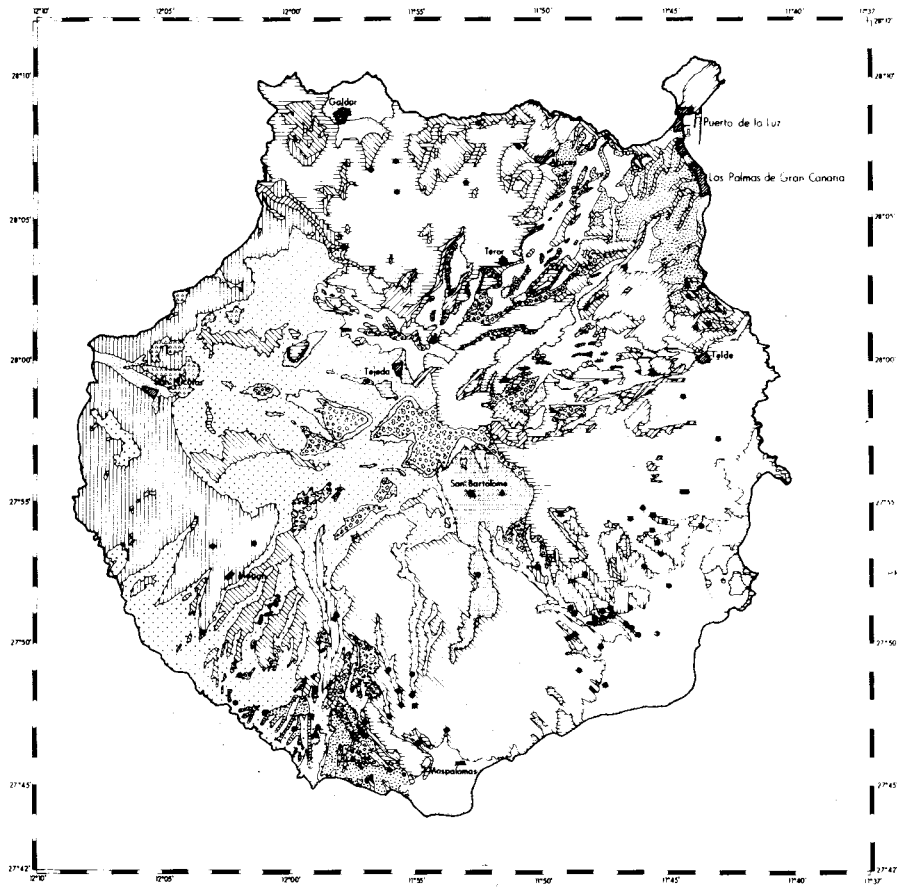
FORMACIONES VOLCANICAS

- SERIE BASALTICA IV: PIROCLASTOS Y LAVAS
- SERIE BASALTICA III: PIROCLASTOS Y LAVAS
- SERIE BASALTICA II: PIROCLASTOS Y LAVAS
- SERIE ORDANCHITICA: PITONES, DUMOS ENDOGENOS
- SERIE "ROQUE NUBLO": MANTOS DE AGLOMERADO
- SERIE "PRI HOQUE NUBLO": COLADAS SEDIMENTOS, MANTOS DE AGLOMERADOS
- SERIE FONDOLITICA: DEPOSITOS DE POMEZ Y COLADAS PITONES, IGIMBRITAS
- COMPLEJO THAGUR SIMPLICIO: IGIMBRITAS, COLADAS APOFISIS PLUTONICAS
- SERIE HALIATICA I: LAVAS

FORMACIONES SEDIMENTARIAS

- SEDIMENTOS MARINOS
- LAVAS CONCRETAS DE COCER VERDE
- SEDIMENTOS MIOCENOS

TRAZADO DE GRAN CANARIA



GRAN CANARIA

Situación de los puntos de agua T°>25°
(S.G.O.P)

LEYENDA

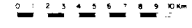
FORMACIONES VOLCANICAS

- SERIE BALSÁTICA IV PIROCLASTOS Y LAVAS
- SERIE BALSÁTICA III PIROCLASTOS Y LAVAS
- SERIE BALSÁTICA II PIROCLASTOS Y LAVAS
- SERIE ORDANCHITICA PITONES DE MANTOS ENDOGENOS
- SERIE TROQUE NUBLO MANTOS DE AGLOMERADO
- SERIE POGUE NIULO COLADAS SEDIMENTOS, MANTOS DE AGLOMERADOS
- SERIE LONGLITICA DEPOSITOS DE POMEZ COLADAS PITONES, IGIMBRITAS
- SERIE TRADUI SIENTICO IGIMBRITAS COLADAS APOFISIS PLUTONICAS
- SERIE BALSÁTICA LAVAS

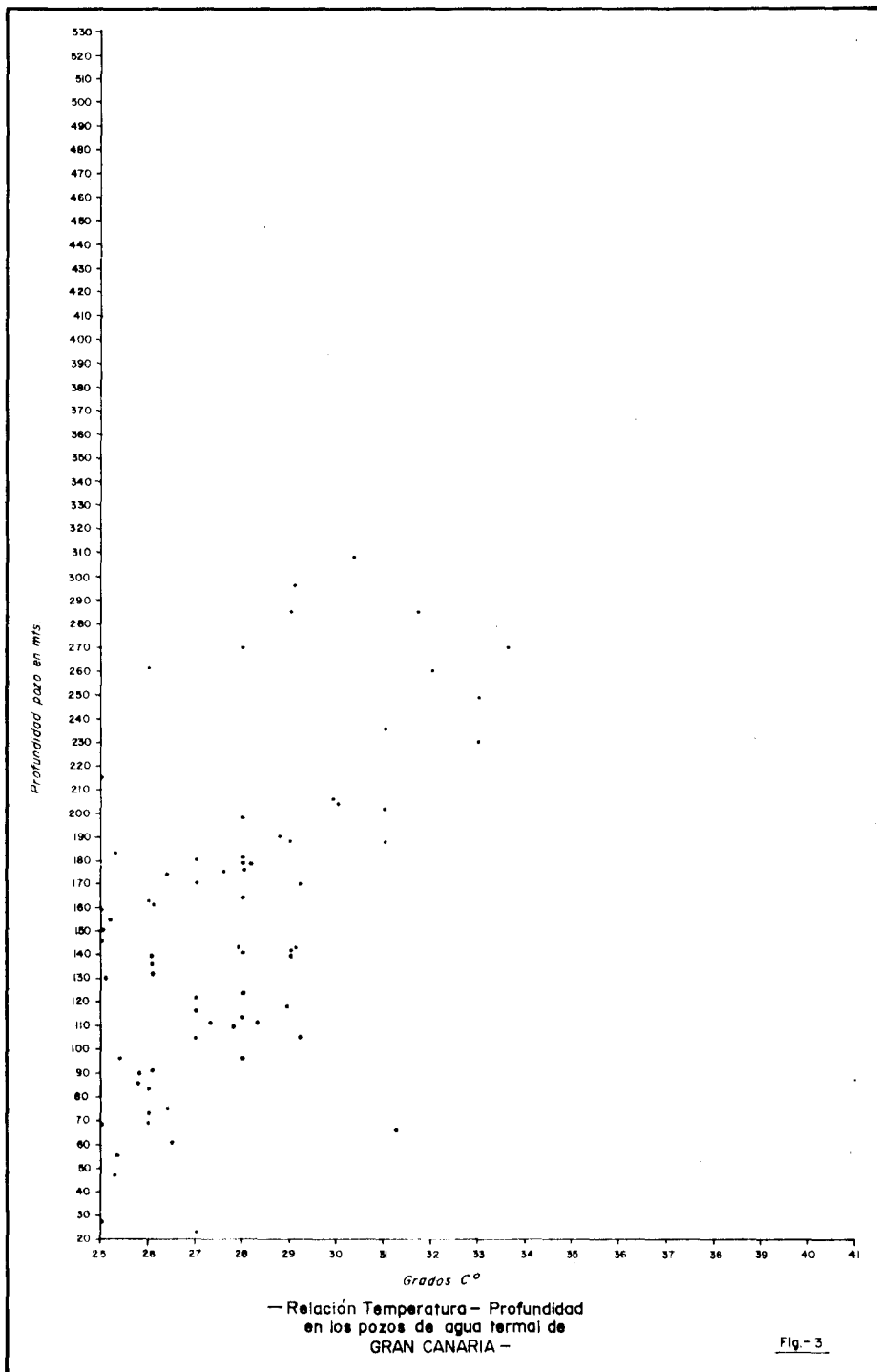
FORMACIONES SEDIMENTARIAS

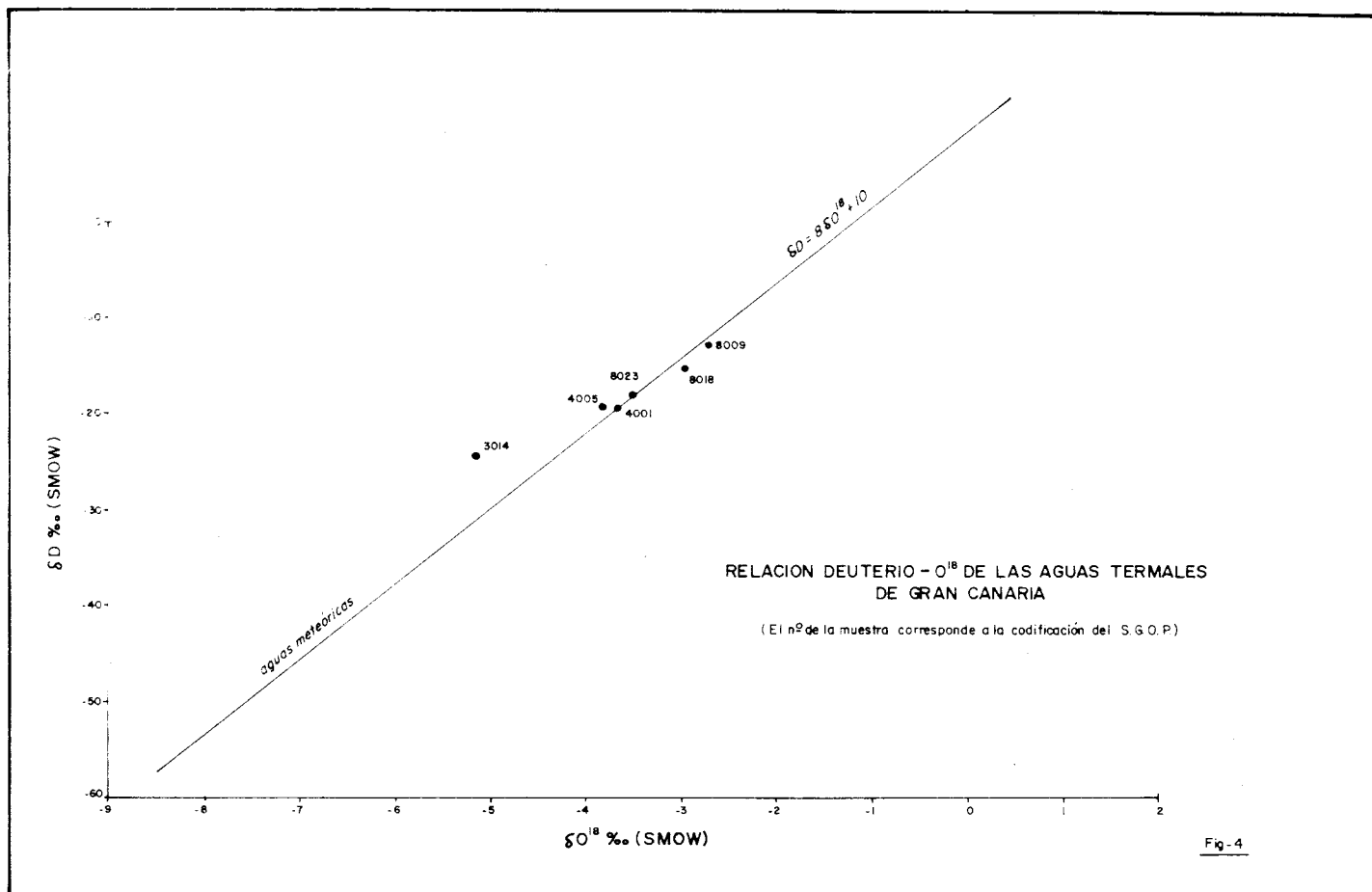
- ALUVIONES RECIENTES
- AVALANCHAS DE EDAD VARIADA
- SEDIMENTOS MIOCENOS

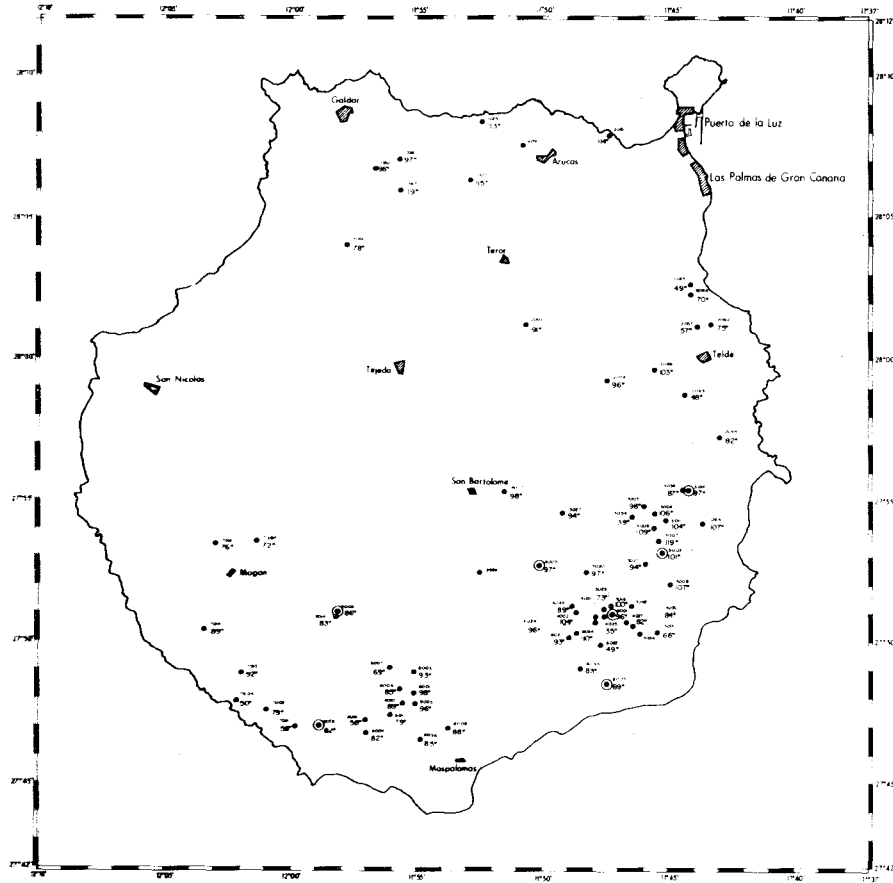
ESCALA GRAFICA



5:0.12







GRAN CANARIA

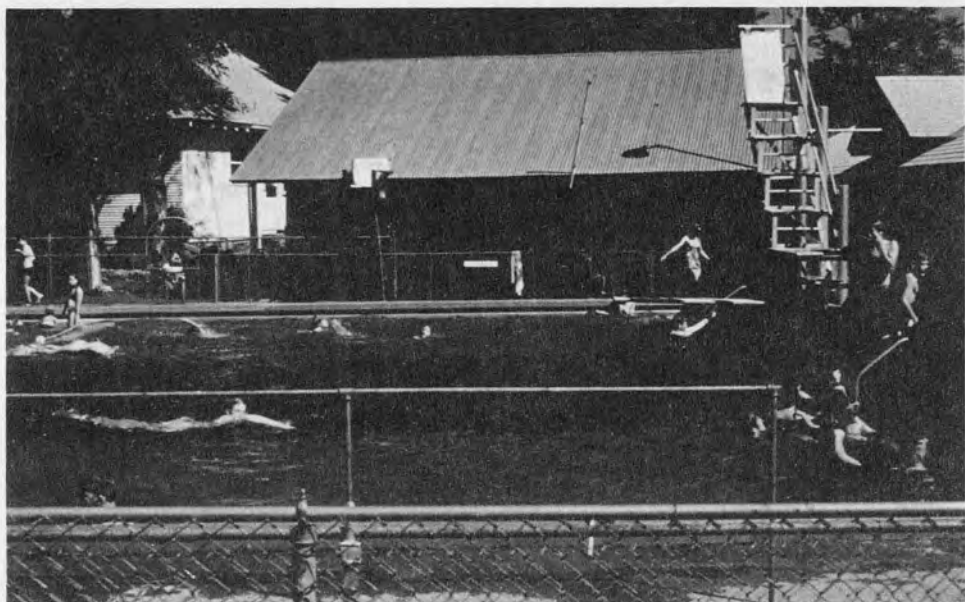
Temperatura del último
equilibrio agua - roca

(J. F. ALBERT-BELTRAN)

Los círculos corresponden
a muestras con análisis isotópico

ESCALA GRAFICA

0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 Km



*En el fondo de una piscina de Oregón, calentada a 28° C, el agua fluye a través de grava a una velocidad de 1.200 l/minuto. En el verano la piscina se emplea para recreo, pero en el invierno se succiona a través de una tubería colocada en la piscina, y el agua caliente se bombea a un par de inverna-
naderos próximos.*



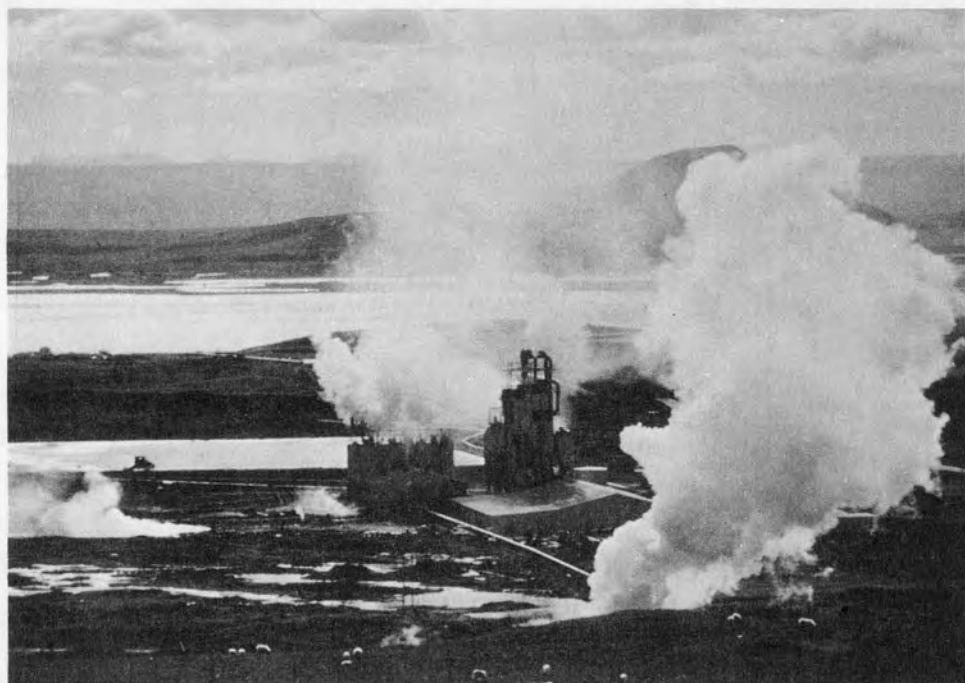
Esta es la única lechería en el mundo que usa calor geotérmico en el procesado de la leche. El agua caliente se usa para calentar el edificio, pero lo que es más importante, para pasteurizar la leche. El agua fluye a una temperatura constante de 82° C, pero el proceso de pasteurización, que consiste en la eliminación de las bacterias, tiene lugar a 74° C.



Esto es una vista de un complejo de desalinización que incorpora tubos verticales y evaporadores de varias etapas. Aquí la salmuera caliente, con una salinidad de unos 2.000 p.p.m., es destilada bajo presión para producir aproximadamente 200.000 litros de agua potable por día con una pureza de 30 p.p.m. Cuando sea económicamente viable, la salmuera geotérmica puede algún día volver al río Colorado aumentando la salinidad del agua. Las grandes cantidades de salmuera de desecho producidas durante el proceso de desalinización pueden ser reinyectadas en las formaciones subyacentes para prevenir la subsidencia del terreno que, según los casos, puede llevar a ser un grave problema en valles con un sistema de irrigación altamente desarrollado.



El Instituto de Tecnología de Oregón, que se ve en esta fotografía, se reacondicionó en 1959 para conseguir el máximo uso posible del potencial geotérmico del agua para calentar aproximadamente 41.000 m² de espacio habitable. El agua geotérmica en esta localidad es de buena calidad química y puede usarse directamente sin necesitarse intercambiadores de calor en el fondo de los pozos. Existen tres pozos geotérmicos con una profundidad que va de 400 a 600 metros, producen agua hasta 2.840 l/minuto a una temperatura de aproximadamente 88° C. Cuando el agua térmica se reduce a una temperatura aproximadamente de 52° C, se vierte en el lago Klamath en el fondo, sin embargo, el efluente térmico se usará pronto para calentar un invernadero que actualmente está bajo construcción.



El uso más importante desde el punto de vista industrial del calor geotérmico lo constituye una planta de diatomitas en el norte de Islandia. Aquí, se extrae la tierra de diatomeas dragando el fondo del lago que se ven en el fondo y se conduce por una tubería a la planta donde se almacena cerca de la misma. Dentro de la planta la lechada es calentada a unos 90° C mediante la inyección directa del vapor geotérmico. Entonces se filtra y alimenta un secador rotatorio de vapor también operado por vapor geotérmico. La tierra de diatomeas una vez secada es procesada como producto final.

Campaña geofísica marina dentro del proyecto evaluación de los recursos geotérmicos de Lanzarote realizado por el Instituto Geológico y Minero de España

F. PENDAS

RESUMEN Y CONCLUSIONES

1. Introducción

Por su interés puesto de manifiesto en los trabajos de reconocimiento llevados a cabo en el proyecto Inventario Nacional de Recursos Geotérmicos, se eligió la isla de Lanzarote para centrar en ella una campaña de investigación detallada, utilizando todas las técnicas usuales en este tipo de investigación.

En el desarrollo de este proyecto estaba prevista una investigación geofísica marina de apoyo geológico, cuyos trabajos han consistido en unos perfiles continuos de sismica de reflexión, simultaneados con tomas de datos gravimétricos y magnéticos.

2. Encuadre geológico de las islas de Lanzarote y Fuerteventura

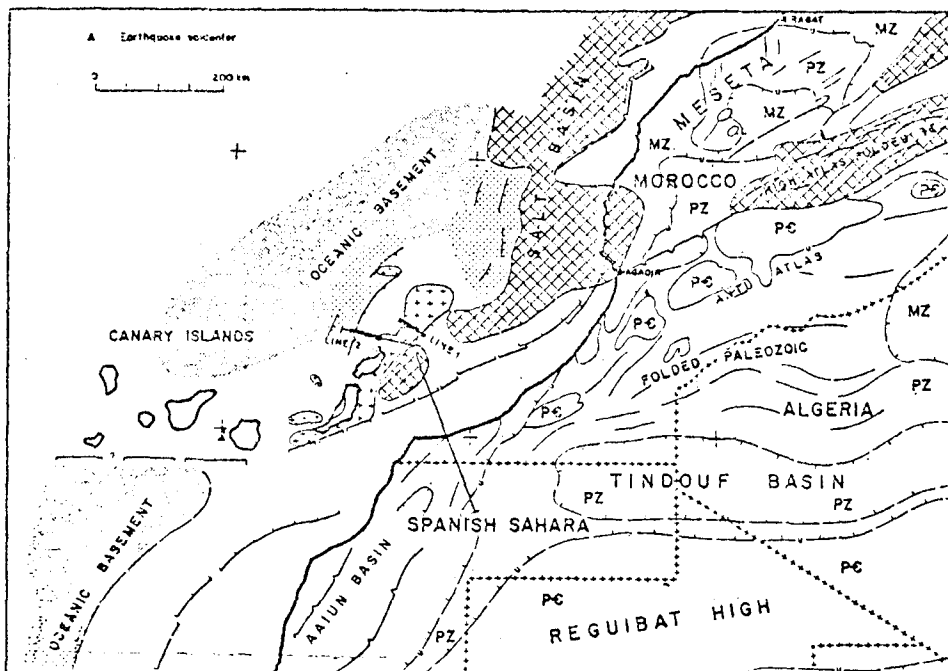
Las formaciones geológicas del archipiélago canario son tan bien conocidas como discutidas en su significación.

Las manifestaciones volcánicas, que cubren la mayor parte de la isla, permiten una cartografía geológica poco significativa respecto al basamento de la isla.

La presencia local de xenolitas calizas, probablemente arrastradas al exterior por las erupciones volcánicas, ponían en evidencia el origen sedimentario del basamento de la isla.

Muchos autores hablan a partir de datos sísmicos, del posible basamento sedimentario de las dos islas orientales del archipiélago (Lanzarote y Fuerteventura), entre ellos citaremos a: BECK y LEHNER (1974) y ROESER *et d.* (1971).

En cualquier caso, casi todos los autores están de acuerdo en afirmar que, geológicamente el archipiélago canario está en el límite del basamento continental africano y el oceánico del Atlántico sur.



Tectonic map of the continental margin of Morocco, Spanish Sahara and the Canary Island Region. A Mesozoic and Tertiary marginal trough with Jurassic salt occupies the area between the African shore and the inner islands. Conspicuous is the line-up of the Agadir fault, a fault zone along the shelf edge of Morocco and the abrupt southern boundary of the Canary island cluster. The latter has been interpreted as the expression of an oceanic fracture zone (regional interpretation after Beck and Lehner, 1974).

3. Objetivos de la investigación geofísica

Tenía como fin fundamental el informar sobre las formaciones que constituyen el basamento de la isla.

La importancia de esta información, estriba en la posibilidad de encontrar una formación con suficiente porosidad y permeabilidad que permita la explotación rentable de los fluidos en ella contenidos. Una formación de estas características habría de ser sedimentaria, o menos probablemente, volcánica con una gran permeabilidad de carácter secundario.

4. Medios y metodología empleada

La toma de datos en el mar se realizó a bordo del buque geofísico Caribben Seal, propiedad de la compañía Geophysical Service International, la navegación se realizó por un sistema integral GEOWAY (± 150 metros de previsión), mediante satélites y un fotómetro tipo Simrad EQ con control automático de la posición instantánea en barco.

Se realizaron 12 perfiles de investigación con un total de 435,60 km con longitudes mínimas y máximas 11,3 y 133,95 km respectivamente. En los perfiles se simultanearon la toma de datos sísmicos, gravimétricos y magnéticos.

De los métodos sísmicos se utilizó la modalidad de reflexión.

The safety, reliability and operating experience of nuclear power

W. H. ARNOLD, JR.

I welcome this opportunity to comment on the safety, reliability and operating experience of nuclear power, particularly the Westinghouse Pressurized Water Reactors (PWR's) with which I am most familiar. First, I will outline the safety aspects. Because of the importance of the reliability of nuclear power plants, I will also briefly present some statistical data to show that their performance is similar to or better than alternative types of large power stations, namely coal and oil plants. In particular, I am pleased to report that the plants with Westinghouse reactors lead the industry with availability and capacity of approximately 75 and 70% respectively. Finally, I will conclude by presenting the economic advantages of nuclear power.

The nuclear power industry has the best safety record of any modern large scale industry. No member of the public has ever been killed or injured by any reactor-related accident in the commercial program. The details of this safety record are open to public inspection to an extent unparalleled in any other industry. We have engaged the critics of nuclear power in many public hearings. The critics have raised theoretical, exaggerated, emotional concerns that are intended to plant fear in the mind of the general public. In fact, they are forced to be theoretical and exaggerated because the actual record does not support the accusations being made.

The foundation of our safety philosophy, started in the earliest days of design of PWR reactors for naval propulsion, is described as «defense-in depth». This means that nuclear power reactors are designed so as not only to be safe during

normal operation and abnormal transients, but also to safely account for the possibility, however remote, of large and, practically incredible accidents. This fact, ironically, has led to much of the confusion about nuclear reactor safety. We speak of complete pipe ruptures as though they were an every day experience and proceed to design safeguard systems which will safely terminate such accidents, perhaps without emphasizing that such accidents have never occurred and their probability is such that I don't expect one ever will. Nonetheless, nuclear plants are designed with a multiplicity of safety systems and provisions to guard against this event and a host of others, including human error and natural disasters such as earthquakes, tornados, and floods.

In particular, we define three levels of defense-in-depth. The first level addresses prevention of accidents through the careful design and construction of the plant including quality assurance, redundancy, testing, and inspection. This gives me confidence that a complete rupture of a main coolant pipe, which is the starting point for the usual disaster scenario which many critics would have you believe is going to happen tomorrow morning, will not happen at all. However, despite all the care taken in design, construction, and operation, we provide for failures or operating errors which may, nevertheless, occur during the life of a plant. We postulate literally hundreds of different types of failures. We analyze these failures using theoretical and empirical techniques verified by hundreds of reactor years of operating experience. Having postulated these failures, we design systems and devices which assure that the system will recover safely from this failure, and we even do it at redundant levels. Namely, we assume that several things will go wrong simultaneously or sequentially and provide the capability to recover from them, or conversely, we provide more than one way to recover from a given, assumed failure.

Examples of the first and second levels of the defense-in-depth philosophy are the reactor control system and the reactor protection system. The reactor control system is provided under the first level of safety and enables plant personnel to operate the plant within a conservative operating envelope specified by reactor designers. The reactor protection system is incorporated under the second level of safety to automatically shut down the reactor if, for some reason, the operation approaches the limits of the envelope for safe, normal operation. The reactor protection system is designed with both diversity and redundancy to ensure that it will accomplish its function despite malfunctions of individual parts. It is diverse in that it receives information on many different nuclear and process variables and is, thus, not dependent on any single variable such as temperature or pressure or flow rate to assess the safety condition of the plant. Furthermore, we have a high degree of assurance from what I would call passive systems, that is those that do not require something else to work for them to operate. An example of this is the control rods which fall by gravity to shut down the reactor. The protection system operates not by pushing them in, but by simply removing electrical power from a magnet which keeps them from falling in. Thus, loss of electrical power due to

failure of the electrical system shuts down the reactor. Another example is emergency core cooling in which the first system pushing water into a PWR does not require a pump. We have a pressurized tank operating like a fire extinguisher from which the water flows into the reactor system without requiring a pump to start up and run.

The Westinghouse reactor protection system incorporates 20 different reactor trips, each leading to this falling of control rods to shut down the reactor that I mentioned. This means that there are several different ways that a shutdown will occur from any single abnormal condition.

An example of the third level of protection in the defense in depth philosophy is the safety container put around the reactor systems. This reactor containment is provided to prevent the release of fission product to the environment and serves as a protective barrier against adverse environmental conditions for the plant systems and components required to operate for safe shutdown of the reactor. For example, the containment is designed to withstand the pressure effects resulting from a complete severance of the largest reactor coolant pipe as well as such things as tornados and earthquakes.

Now I would like to give you some insight into the objectives and philosophies of the nuclear research program from a safety standpoint. As an industry, our overall objectives are twofold: first, provide a basic understanding of the heat transfer and nuclear phenomena which will take place in a hypothetical accident, and second, develop a calculation model to predict conservatively the nuclear plant performance during that accident.

In order to achieve these objectives, the U.S. Nuclear Regulatory Commission, the reactor vendors, the universities, and the nacional laboratories working together, along with similar organizations in other countries, have established a data base for safety analysis models.

The principle of the approach is to develop evaluation models generally in the form of computer programs which are verified by experimental data and which are used to predict nuclear reactor behavior. Verification of evaluation models occurs in three stages: fundamental experiments to identify phenomena, separate effects tests on reactor geometry, and scaled integral system tests. The separate effects tests are usually large tests conducted by manufacturers or national laboratories which examine, in scale or full size geometry, these same phenomena under reactor conditions.

The scaled integral systems tests permit the investigation of the component interaction and interrelationships which occur during postulated accident conditions. The prime purpose of these tests is not to obtain the basic data for model development, but rather to verify the entire calculational method.

Westinghouse has been a forerunner in Emergency Core Cooling System (ECCS) testing and has one of the largest such test facilities. We do both separate effects testing and integral systems testing. For example, we can test full size fuel bundles under the blowdown conditions of a loss-of-coolant accident during

which the water delivered by the ECCS system recovers the reactor core. This can be done both in separate effects-type tests and in systems tests. We have facilities for blowdown testing, reflood testing, refill testing, and small break testing.

Thus far, we have talked about the testing performed for verification of the design of the ECCS. I think it is also important to realize that the safety systems of each and every nuclear plant, including, of course, the ECCS are subjected to thorough functional testing both before the plant operates and periodically throughout the plant lifetime.

Before start-up and operation of a commercial power plant, every component and system in the plant must be thoroughly tested and demonstrated to be capable of operating satisfactorily within the specified safety and design limits. As might be expected, this is especially true of safety systems. In addition to tests which are performed on the individual components which make up each safety system, entire systems undergo functional testing before the plant goes into operation. For example, the safety injection system, once constructed but before going into operation, is subjected to a series of tests which verify that valves operate properly, pumps perform their design function satisfactorily, the pumps and valves follow proper sequencing on initiation of a safety injection command signal, and all instrumentation performs as designed. Other emergency and safety systems are subjected to similar testing before the plant is allowed to operate.

The testing of safety systems does not end when the plant has completed its start-up and is in commercial operation. The technical specifications issued for each operating nuclear power plant, specify, among other things, testing required to be performed periodically throughout the operating lifetime of the plant. Some tests must be performed every week, some monthly, and some at each refueling. Any test which is not successful must be reported and corrective action taken. Thus, the testing programs for the safety systems in a nuclear plant, along with the testing performed in other systems, help assure that the plant will operate safely throughout its operating lifetime.

This attention to safety which I just described is the reason for the outstanding safety record and the extremely small risks which nuclear power presents to the public. A recent study has been completed under the direction of Professor Norman C. Rasmussen of the Massachusetts Institute of Technology to quantify these public risks. This study has concluded that nuclear power stations present a negligible risk to our society.

The Rasmussen Study was a professional in-depth analysis by an independent competent group of experts. It involved a composite of technical judgment, detailed plant descriptions, quantified reactor safety evaluations, known component failure rates, and direct experimental measurements.

The risk analysis examined in detail all conceivable nuclear power plant failures including those which could lead to melting of the reactor core. These are the worst of all possible accidents which could be assumed to occur in a nuclear power generation system.

The final report of the Rasmussen Study concluded that the fatality risk presented to an individual by the operation of 100 reactors is one chance in five billion per year. The chance that a person will be injured in a reactor accident is one chance in 75 million per year. This means that a person, assuming exposure risks for the USA, is over one million times more likely to die in an automobile accident than as a result of a nuclear power plant accident. Similarly, a person is almost 200,000 times more likely to drown, and even 2500 times more likely to be killed by lighting.

The Rasmussen Study also concluded that based on a comparison of both nuclear power plants and non-nuclear events such as fires, explosions, toxic chemical releases, dam failures, airplane crashes, earthquakes, hurricanes and tornadoes, it was determined that nuclear power plants are about 10,000 times less likely to produce fatal accidents than these non-nuclear events.

Besides representing a negligible risk to our society, nuclear power is also better for your health than fossil power generation. Our fuel and plant technology today is such that radioactive releases to the environment result in doses at the site boundary of the order of 1% of natural background. The doses are even lower farther away from the plant. Thus, the environmental impact is negligible. What is remarkable and indicative of the commitment of the nuclear industry is that, having demonstrated that such performance could be obtained and was far superior to prior requirements, the demonstrated superior performance was adopted as a new standard.

Our operating experience indicates that, from an environmental standpoint, nuclear power is not only highly desirable, but also is the best choice. Studies have shown that oil-and-coal-fired plants have a greater adverse impact on the public health and welfare than nuclear plants. Chronic exposure to the large emissions of sulfur and nitrogen oxides from oil and coal-fired plants leads to respiratory ailments and fatalities greatly in excess of the additional fatalities predicted to result from the operation of nuclear plants. The discharges of solid wastes from coal-fired plants are enormous. From an occupational safety and public health standpoint, nuclear power is clearly safer.

I have already stated that the effect of releases of radioactivity from nuclear plants is negligible. The amounts of radioactivity released are so small that they represent only a fraction of what every one of us is exposed to from natural background radiation. This natural background radiation to which we are unavoidably exposed includes the radiation in the air we breathe, in the food we eat, in the water we drink, and in the materials used to construct the buildings in which we work and live. We also receive radiation from emissions from fossil plants comparable to that from nuclear plants because there are small amounts of radioactivity in coal. To put this in perspective for you, note that the amount of radiation I received flying here to Las Palmas from Pittsburgh to present this paper is comparable to what I would receive if I lived at the site boundary of a typical nuclear plant for an entire year!

Another benefit of nuclear power which is too often overlooked is the preservation of diminishing resources. Fossil fuels, particularly oil and gas, are quite limited, and they have valuable and important uses other than as sources of energy. At present rates of consumption, which frankly are going to increase unless something drastic is done, they will be rare commodities in a generation. Conservation will preserve for our descendants a choice of their use to provide drugs, dyes, plastics, and many other uses. As a parenthetical note, I react strongly to concern about our future generations, the attack of the critics being that we are leaving them to care for radioactive wastes. I would direct your attention to the reverse side of the coin; namely, that we are removing for all time in a few generations an irreplaceable resource from the earth—namely, the fossil fuels.

Besides being safe and the best choice from the environmental standpoint, nuclear power plants continue to provide evidence that they are reliable sources of electrical energy. Available experience with nuclear power plants indicates that their performance is at present at least on a par with comparable fossil plant performance levels.

Plant availability factors and plant capacity factors are generally used as a measure of overall plant performance as it pertains to plant reliability. Expressed as a percentage, a plant availability factor is a measure of how much time a plant was available to produce electricity in a given period while a plant capacity factor is a measure of how much electricity was actually produced compared to how much it potentially could have produced in a given period. When the given time period extends over the plant lifetime (usually from start of commercial operation to the present date), the terms cumulative availability factor and cumulative capacity factor are used.

Operating statistics for every commercial nuclear power plant, including plant availability and capacity factors, are furnished on a scheduled basis to the Nuclear Regulatory Commission by each U.S. utility owning and operating a nuclear reactor. This information is then reviewed, summarized and publicly released in monthly Operating Units Status Reports. From this report the cumulative availability and capacity factors for commercial nuclear reactors in the US can be obtained.

Using these statistical data, we have calculated the availability of the Westinghouse and the other vendors plants and of the total industry in the United States on a cumulative to date basis. These results are shown in Figure 1. One can see that the US industry reactor availability and capacity factors for commercial nuclear reactors in the US can be obtained.

Using these statistical data, we have calculated the availability of the Westinghouse and the other vendors plants and of the total industry in the United States on a cumulative to date basis. These results are shown in Figure 1. One can see that the US industry reactor availability of 76% is quite respectable, and that Westinghouse's performance of nearly 80% is higher. Please note this chart

represents the reactor or the nuclear steam supply system availability and is defined as the hours the reactor is critical plus the reserve shutdown hours divided by the total hours since the date of commercial operation.

Figure 2 shows the same data for total plant availability where the availability definition has been replaced by the hours the total plant, up to and including the electric generator, is on line plus the unit reserve shutdown hours divided by the total hours since the date of commercial operation. The difference between the two would represent unavailability due to the balance of plant. The industry average is 72% and the Westinghouse performance is 75.2%. Once again this represents values from the time the plants began operation until the present time.

To obtain a point of reference in determining how well nuclear plants are performing in comparison to the total electric utility industry, a further comparison can be made against fossil plants. Figure 3 shows large unit availability comparing nuclear plants with fossil plants. Because the United States is gradually becoming more committed to a nuclear and a coal economy, we have separated the coal plants from the «all fossil plants» and we have plotted here only large plants, that is, plants of over 390 megawatts (390 is a break point in the Edison Electric Institute (EEI) data). Here we see that the Westinghouse plants are within a few percent of coal plants of over 390 megawatts.

Figure 4 shows the capacity factor of all the US plants from their initial commercial operation through the end of the first quarter of this year. In this case the differences between Westinghouse and the other vendors are somewhat greater than the availability comparison discussed earlier.

Figure 5 compares large unit capacity factors with fossil units of greater than 390 megawatts and here we see that the all-nuclear performance is very close to the all-fossil performance and that the Westinghouse nuclear performance exceeds all the other measurements.

We can conclude confidently that the performance to date has indicated that nuclear plants have performed similarly to large fossil plants and, in fact, those plants supplied by Westinghouse have outperformed the rest of the nuclear industry and better than the performance of fossil plants.

At this time, questions will surely arise as to how well Westinghouse plants are performing outside the United States. From Figure 4 discussed earlier, cumulative capacity factor for Westinghouse plants in the United States was 68.7%, and it was convenient to use US statistics because there is a single source of official information. There are nine reactors of Westinghouse design operating in Europe, and their cumulative to-date capacity factor is 66.6%. The cumulative Westinghouse US experience, therefore, is within several percent of the Westinghouse experience abroad. In Spain, the Westinghouse designed José Cabrera plant, which has operated since 1969, has achieved a cumulative capacity factor of 69.5%. In 1975 its performances have reached the commendable values of 87.9 and 81.1% for availability and capacity respectively. Figures 6 and 7 compare availability and capacity factors in 1975 for light water reactors, even though

European availability definitions differ somewhat from US definitions. For the 1975 data, our statistics have determined the definition difference does not affect the values. Figure 8 compares capacity factor for all BWR's with all PWR's in the United States and in Europe for the last year.

The final area that we will cover is that of nuclear economics. Despite higher capital costs than fossil-fueled plants —stemming largely from the safety engineering and systems— nuclear plants have a wide edge over oil and remain competitive with coal because of the far, far lower nuclear fuel costs. To evaluate the total cost of generating electricity from these sources, you must take into account the price of fuel, the capital investment, and the operation and maintenance expenses for each type of plant.

Consider a million kilowatt generating plant typical of those going into service over the next ten years. The breakdown of 1985 projected costs shows that the capital costs for the nuclear plant are about four mills per kilowatt hour more than for a coal-fired plant with sulfur dioxide removal equipment, a mill being one one-thousandth of a dollar or about one fifteenth of a peseta. The operating and maintenance costs for the coal-fired plant is about two mills per kilowatt hour greater than that for the nuclear plant due primarily to the maintenance requirement of the sulfur dioxide removal equipment. The major economic advantage of the nuclear power plant is that the nuclear fuel cost is between 8 and 21 mills per kilowatt hour less than that of the coal-fired plant depending on location of the plant. Overall, the economic advantage of nuclear power is between 6 and 19 mills per kilowatt hour. This economic evaluation, which is made in 1985 dollars, assumes a coal cost of between \$1.95 and \$3.20 per million Btu, a uranium mining and milling cost of \$45.00 per pound, and a plutonium and uranium recycle credit of 1.5 mills per kilowatt hour. Put annually, the savings on this size nuclear plant is approximately \$77,000,000 over the cost of a coal-fired plant with sulfur dioxide removal equipment. Even assuming a throw away fuel cycle, nuclear power provides an economic advantage of between 4.5 and 17.5 mills per kilowatt hour.

The case for nuclear power over the oil-fired option is even stronger. Assuming an oil cost of \$18.00 per barrel in 1985, the nuclear power cost advantage is 15 mills per kilowatt hour. Annually, this represents a savings from a nuclear power plant of approximately \$92,000,000. The very favorable economics of nuclear power is the reason for a practically universal desire among utilities in the developed countries of the world to build nuclear power plants.

Naturally, one must look at the effects of changes in circumstances on the various assumptions going into these numbers to be sure that the favorable picture I present will not disappear in the near or distant future, at least not within the lifetime of the plants we have built and are proposing to build. One thing to look at is the potential for changes in costs of the various parts of the nuclear fuel cycle such as the costs of uranium ore, the process by which it is enriched in U-235 so it can be used in the reactor, and other aspects of the cycle such as reprocessing, transportation, and storage. Doubling the cost of the ore to \$90 per

pound would increase the fuel cost by 3.6 mills or the equivalent of 36 cents per million Btu from coal. A twenty percent increase in the cost of fuel enrichment could only be equivalent to five cents per million Btu from coal. These are quite large changes in the nuclear fuel cycle costs, when compared to the equivalent cost change for coal especially when one considers what has happened to the price of coal in the past few years.

Some specifics are in order on this subject. In many parts of the US, utilities used nuclear power to generate substantial portions of their electricity during the first six months of 1976. For example, Northeast Utilities, 59%; Commonwealth Edison Company, 40%; Florida Power and Light in Miami, 24%; Virginia Electric Power Company, 28%. Throughout the United States, nuclear generation saved utility customers two billion dollars in 1975. There are a total of 60 plants licensed to generate 41,600 Mw, equal to 8.2% of US electrical generating capacity.

The increase in nuclear generation has been also important in terms of a corrective force to maintain our balance of payments in foreign trade. In 1975, nuclear power plants saved the United States 238,000,000 barrels of oil. If we had imported that amount of oil last year, it would have cost the USA 2.8 billion dollars assuming oil at \$12.00 per barrel.

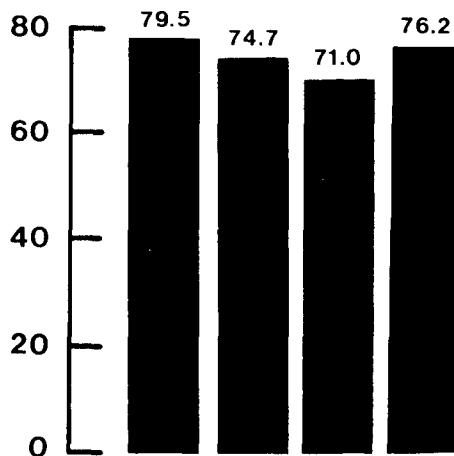
These economic benefits apply to the United States and even more to nations which do not have the coal resources available. Spain, together with most other major developed and developing countries, has evaluated the record and, in recognition of the benefits of nuclear power, has established national priorities with heavy nuclear commitments for future energy needs. there are over 503 nuclear power plants committed world-wide, Westinghouse being involved in about 30% of these. The key point here is that, giving due weight to all relevant factors, the major developed and developing countries have consciously chosen the nuclear path.

In these necessarily brief remarks, I have attempted to cover many aspects of our plant design and experience record, all of which add up to one thing. Nuclear power is not an experimental toy of the future. It is here today. It has been proven clean, reliable, and economical and even more importantly, it has been proved safe. As such, it is an indispensable part of future world energy production and, in turn, that energy production is absolutely necessary to the maintenance of society as we know it. Currently, the 37 Westinghouse design reactors licensed to operate are capable of generating 22,500 Mw, more than 80% of the current capacity of the Spanish electrical system. I congratulate Spain on the foresight of your planning to support your remarkable economic growth with an aggressive and well planned program of reliance on safe, economic nuclear power.

Cumulative from Initial Commercial

Operation Through First Quarter 1976

Percent



Ⓜ BWR Other Ind.
PWR

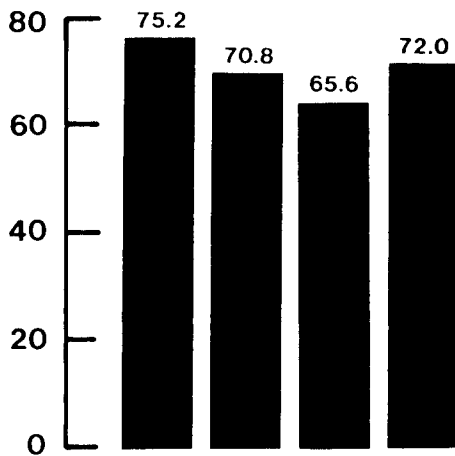
$$\text{Reactor (NSSS) Availability} = \frac{\text{Hours Reactor Critical} + \text{Reactor Reserve Shutdown Hours}}{\text{Total Hours Since Data of Commercial Operation}}$$

Figure 1. Reactor (NSSS) Availability in U.S.A.

Cumulative from Initial Commercial

Operation Through First Quarter 1976

Percent

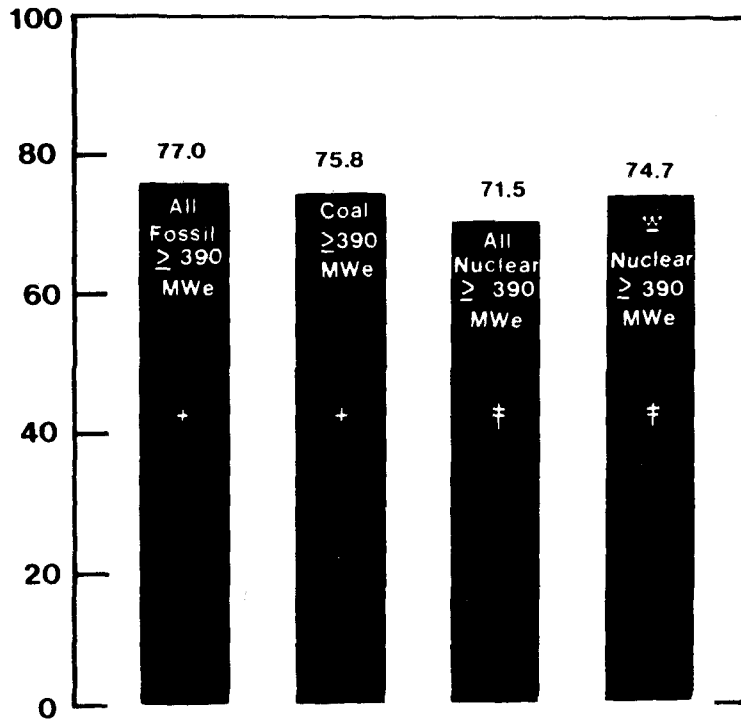


BWR Other Ind.
PWR PWR

$$\text{Unit (Plant) Availability} = \frac{\text{Hours Generator On-Line} + \text{Unit Reserve Shutdown Hours}}{\text{Total Hours Since Date of Commercial Operation}}$$

Figure 2. Nuclear Unit (Plant) Availability in U.S.A.

Unit (Plant) Availability



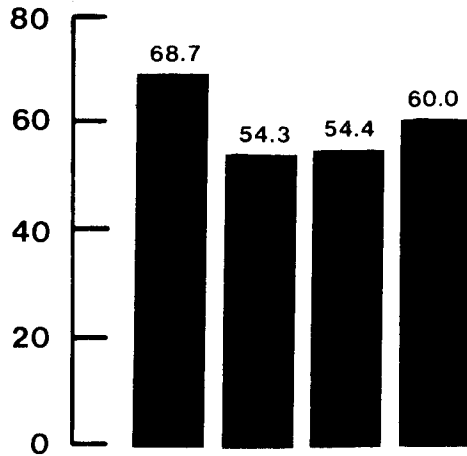
+ Source: EEI through 1974

‡ Source: NRC through 1975

Figure 3. Comparison of Large Unit Availability in U.S.A.

**Cumulative from Initial Commercial
Operation Through First Quarter 1976**

Percent

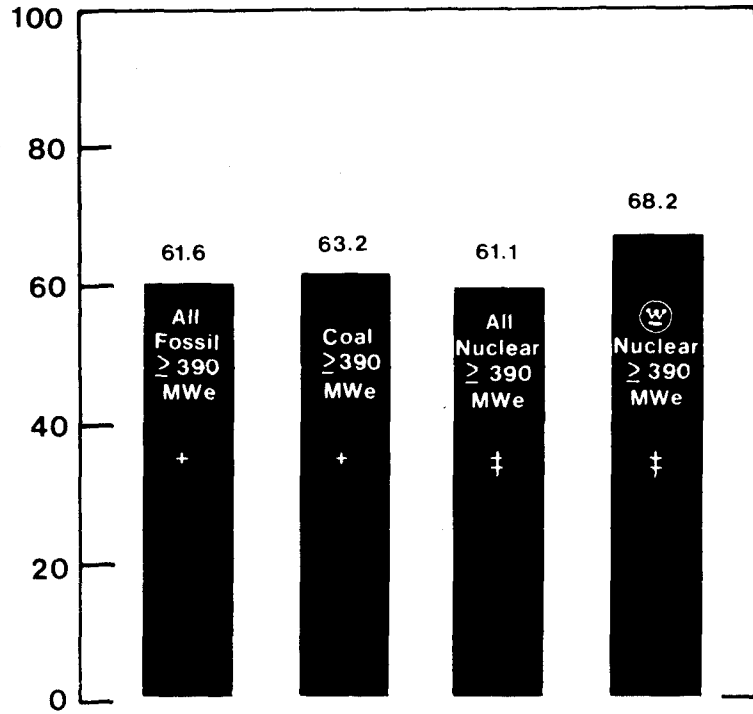


BWR Other Ind.
PWR PWR

$$\text{Capacity Factors} = \frac{\text{Net Electrical Power Generated (MWh)}}{\text{Maximum Dependable Capacity} \times \text{Total Hours Since Date of Commercial Operation}}$$

Figure 4. Nuclear Plant Capacity Factors in U.S.A.

Capacity Factor (%)

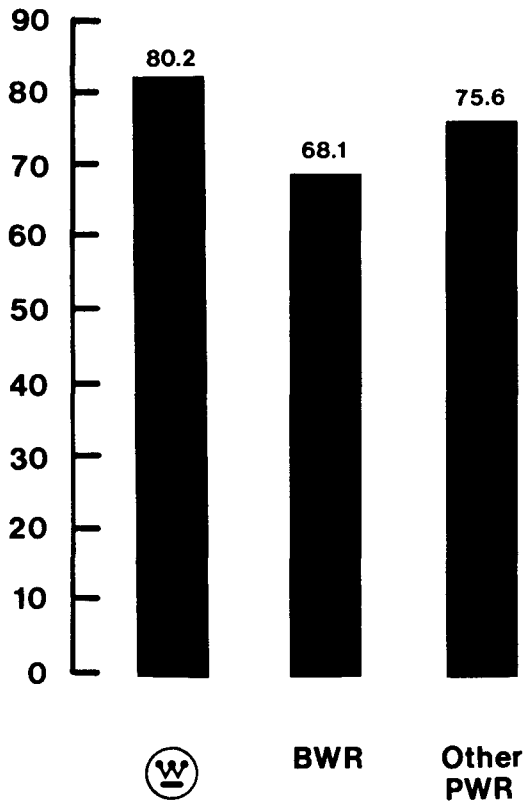


+ Source: EEI through 1974

‡ Source: NRC through 1975

Figure 5. Comparison of Large Unit Capacity Factors in U.S.A.

Availability Factor (%)



$$\text{Plant Availability} = \frac{\text{Hours Generator On-Line}}{\text{Hours in Period}}$$

Figure 6. LWR Experience in U.S.A. and Europe 1975 Plant Availability

Capacity Factor (%)

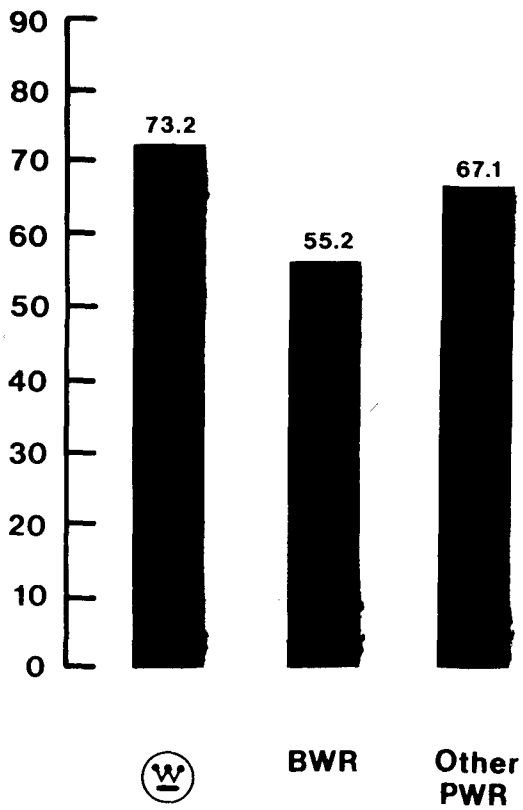


Figure 7. LWR Experience in U.S.A. and Europe, 1975 Plant Capacity

Capacity Factor (%)

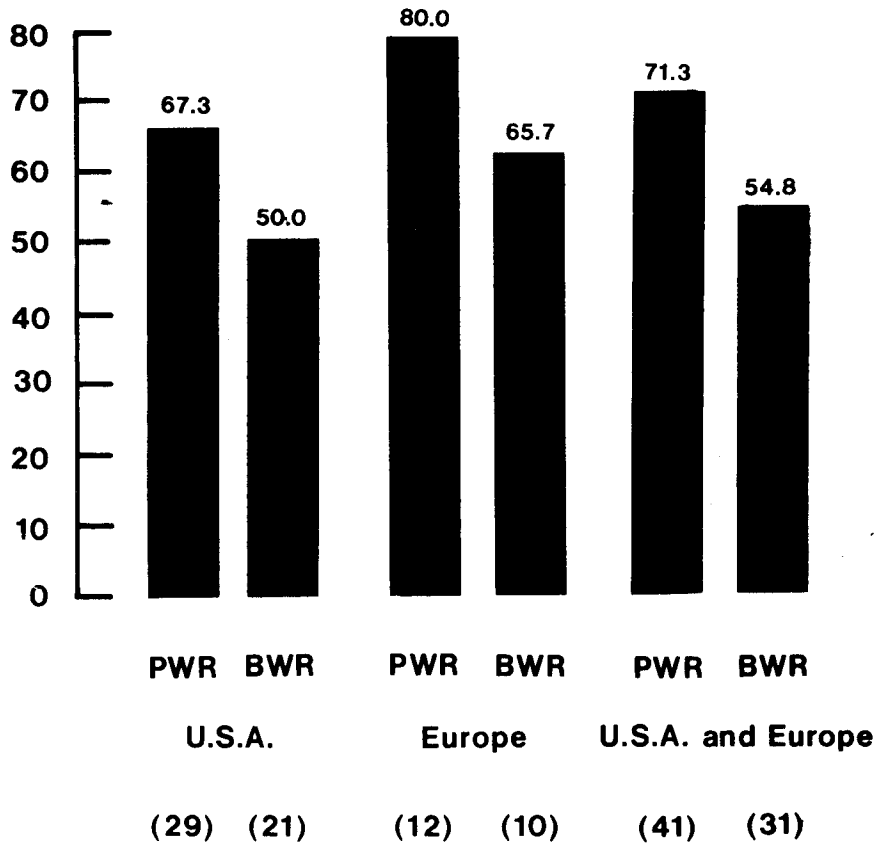


Figure 8. LWR Experience in U.S.A. and Europe 1975 Capacity Factors

Posibilidad de utilización de una central nuclear para uso combinado de producción de energía eléctrica y potabilización de agua de mar en la isla de Gran Canaria

**ADOLFO PEREZ LUIÑA
RAMON GAVELA GONZALEZ
ARGELIO RUIZ CABALLERO**

INTRODUCCION

Con motivo de la preocupación que siente la provincia de Las Palmas de Gran Canaria por la escasez de recursos hidráulicos, y en conversaciones verbales entre miembros de la Mancomunidad Provincial de Cabildos y miembros de la Junta de Energía Nuclear, surgió la siguiente pregunta: ¿Qué posibilidades podría ofrecer la aplicación de la energía nuclear para la obtención de agua potable y de riego?

El presente estudio analiza la posibilidad de instalar una central nuclear para uso combinado de agua de mar en la isla de Gran Canaria.

Los supuestos de demanda para ambos productos se fijan con una base optimista respecto al desarrollo industrial, que podría aumentar considerablemente el consumo eléctrico de la isla, y con base a que la demanda de agua se la isla se cubra casi en su totalidad mediante agua de mar desalada.

No se oculta la dificultad de cubrir un objetivo tan ambicioso, y se considera que los resultados obtenidos en el presente estudio dan simplemente un sentimiento de posibilidad, reservándose a estudios futuros más desarrollados la confianza definitiva en el resultado.

Se ha seleccionado el reactor de agua ligera LWR (Light Water Reactor) como sistema productor de energía, tanto en la versión de agua a presión PWR (Presurized Water Reactor), como en la versión de agua en ebullición BWR (Boiling Water Reactor), considerando que conducen a un precio similar de la energía. La potencia del reactor se ha seleccionado adoptando una gama que recoge los valores nominales de los reactores comerciales actuales, pensándose que para potencias inferiores comienza a ser problemática la supremacía económica de la energía nuclear frente a la térmica convencional.

Para la desalación de agua de mar se considera actualmente como únicas soluciones viables las que emplean procedimientos de evaporación, por lo cual se han seleccionado como sistemas posibles el de evaporación súbita multietapa MSF y el de compresión de vapor VC, aunque no se descarta la posibilidad de utilizar, en el futuro, el sistema de ósmosis inversa, OI, no siendo objeto de este estudio por considerarse precaria la información fidedigna sobre su utilización para desalar agua de mar.

El procedimiento seguido para obtener el precio del agua se clasifica entre los «power credit», según el estudio de la IAEA (International Atomic Energy Agency) sobre los costes de plantas actuales. Con el objeto de favorecer al coste del agua se ha tomado como coste de la energía eléctrica el correspondiente a una central eléctrica de uso único que tenga la misma producción que la planta dual.

Se establece como condición el vender el agua, para uso agrícola, a 20 pesetas/m³, con objeto de sostener la rentabilidad de los productos agrícolas.

Finalmente, por considerarse de estimación difícil y dependientes de la localización de las plantas, no se han tenido en cuenta los costes de las tomas de agua de mar y distribución de agua potable.

DEMANDA DE AGUA Y ELECTRICIDAD

Del estudio científico SPA/69/545 de los recursos de agua en las Islas Canarias, efectuado por el Ministerio de Obras Públicas y patrocinado por la UNESCO, se destacan las siguientes conclusiones respecto a la demanda y extracción de agua en Gran Canaria:

- El consumo urbano e industrial, en el año 1973, fue de 32 Hm³/año, de los que seis correspondieron a usos turísticos en el Sur de la Isla, unos 18 a la población e industria de la capital y ocho al resto de la isla.
- La demanda agrícola fue, en el mismo año, de 130 Hm³, de los cuales el 50-60 por 100 se utilizó para plataneras; 20-30 por 100 para el tomate y del orden del 20 por 100 para los restantes cultivos estacionales.
- La demanda futura —horizonte 1985— se estima en 180 Hm³/año, manteniéndose en 130 Hm³/año el consumo agrícola.
- El agua superficial aprovechada por término medio asciende a 25 Hm³/año, considerándose una cifra insuperable sin la realización de obras excesivamente costosas.
- El aprovechamiento de agua subterránea alcanza un valor medio anual de 130 Hm³/año, de los que 110 corresponden a pozos y 20 a galerías.

La velocidad de depresión de la superficie piezométrica, el consiguiente agotamiento de las reservas, la degradación de la calidad del agua en la costa sudoriental y el gradual deterioro de la misma en las zonas regadas, por recirculación de excedentes cargados de sales, parece indicar la necesidad de regular la extracción de agua subterránea, con la consiguiente disminución de la cantidad extraíble por año, al menos en las zonas actualmente más explotadas.

Considerando los anteriores condicionantes, se ha pensado en fijar como cifra de producción anual, para el sistema potabilizador, 200 Hm³/año, lo que permitiría abastecer todas las necesidades en el año 1990. De éstos, 130 Hm³/año se dedicarán a usos agrícolas y 70 Hm³/año para uso urbano e industrial.

La potencia eléctrica instalada en la isla, en el año 1976, es de 197 Mw, estimándose las necesidades de instalación, para el período 1977-78, en 234 Mw. Los factores de utilización parecen bajos, por lo cual, se puede afirmar que, con la estructura económica actual, el consumo eléctrico permanecerá moderado y difícilmente absorberá una potencia superior a 200 Mw en base, horizonte 1990. No obstante, el consumo eléctrico podría verse notablemente incrementado por un adecuado desarrollo industrial, o, si es posible, por la conexión de los sistemas eléctricos de las islas del archipiélago.

COSTE DE LA ENERGIA NUCLEAR

Una estimación real del coste de la energía nuclear para un reactor LWR de 1.000 Mw, módulo actualmente más utilizado, es la siguiente:

COSTE DE INSTALACION

$$35.000 \frac{\text{ptas.}}{\text{Kw}} \times 10^6 \text{ Kw} \times 35 \times 10^9 \text{ ptas.}$$

En la figura 1 se puede ver la influencia de la potencia instalada por módulo en el coste de instalación por Kw.

COSTE DE MANTENIMIENTO Y EXPLOTACION

$$400 \frac{\text{ptas.}}{\text{Kw} \times \text{año}} \times 10^6 \text{ Kw} = 400 \times 10^6 \text{ ptas./año}$$

Una estimación de la influencia del tamaño en estos costes puede verse en la figura 1.

COSTE DEL COMBUSTIBLE

Basado en:

28 \$/lb U_3O_8 Extracción
3,5 \$/lb Kg U Conversión
60 \$/UTS Enriquecimiento
120 \$/Kg U Fabricación elemento combustible
20 \$/Kg U_{enriquecido} Reelaboración
Resulta un coste de 0,29 Ptas./Kw.

El coste del Kw/h puesto en la salida de la central nuclear, en barras, para diferentes cargas anuales de capital se puede ver en la figura 3. Conviene puntualizar que estos costes se estiman razonables para una central que estuviera ya construida o a punto de ponerse en marcha.

SOLUCION CON VC

Considerando un tamaño máximo para módulos de este tipo de 1.000 M.C.D. ($\text{m}^3/\text{día}$), para producir los 200 $\text{Hm}^3/\text{año}$ harían falta 800 unidades, contando con un factor de utilización del 68,5 por 100, (6.000 horas/año). La solución consistiría en localizar dichos módulos agrupados según las necesidades de cada zona. Los costes de las citadas unidades serían los siguientes:

COSTE DE INSTALACION

$$55.000 \frac{\text{ptas.}}{\text{MCD}} \times 1.000 \text{ MCD} \times 800 = 44.000 \times 10^6 \text{ ptas.}$$

COSTES DE MANTENIMIENTO

Se estima en 4 Ptas./ m^3 .

La energía eléctrica consumida por los citados módulos se valora considerando un consumo de 20 Kwh/m³. De esta forma resulta un consumo anual de 4×10^9 Kwh/año, lo que equivale a una potencia instalada de 666,66 Mw con una utilización de 6.000 horas/año.

Para determinar el coste del agua vamos a determinar el gasto anual de la central nuclear de 867 Mw e instalaciones de compresión de vapor. Para las inversiones tomaremos en 9 por 100 de gasto anual.

INVERSION

Central Nuclear	31.600×10^6 ptas.
V.C.	44.000×10^6 ptas.
Total	75.600×10^6 ptas.

$$75.600 \times 10^6 \times 0,09 = 6.804 \times 10^6 \text{ ptas./año}$$

MANTENIMIENTO

$$\text{V.C. } 4 \times 200 \times 10^6 \text{ ptas./año}$$

Combustible Central Nuclear ...	1.508×10^6 ptas./año	
Explotación	356×10^6 ptas./año	
	2.664×10^6 ptas./año ..	2.664×10^6
	Total ptas./año ..	9.468×10^6

Para una producción de 200 Hm³/año de agua y 200 Mw.

Los precios de los dos productos pueden tomarse sobre cualquier punto del segmento AB de la figura 4, sin que varíe la recaudación total anual. Considerando que el agua es un producto de gran necesidad en la isla parece razonable fijar lo más alto posible, con un criterio comercial aceptable, el precio de la energía eléctrica y obtener un precio menor, para el agua. El punto C se ha obtenido al fijar el precio de la electricidad en el valor obtenido para una central de uso único de 200 Mw, deducido de la figura 1.

Tomando el punto C resulta un precio del agua de 40,00 ptas/m³ que sumado a una estimación de 6 ptas/m³ para el gasto de distribución de la energía eléctrica resulta 46,00 ptas/m³. En estas condiciones, si el agua de agricultura se factura a 20 ptas/m³, resulta un precio para el agua de uso urbano e industrial de

$$(46,00 - 0,65 \times 20) / 0,35 = 94,29 \text{ ptas./m}^3$$

Similares cálculos se han efectuado para diferentes consumos eléctricos y cargas fijas anuales. En las figuras 4 y 5 se condensan todos los resultados obtenidos.

Finalmente, en la figura 6, se representa el coste del agua para uso urbano e industrial, considerando que el agua empleada para uso agrícola se factura a 20 ptas./m³, en función de la potencia eléctrica facturable de la central.

SOLUCION CON MSF

La ventaja del sistema MSF estriba en que aprovecha mucho mejor la energía térmica de la central, al extraer con utilidad el calor de vaporización. Sin embargo, presenta el problema de fijar con cierta rigidez la relación entre las cantidades de agua y electricidad a obtener, de forma que si toda la producción de agua se obtuviera por este procedimiento, se debería introducir necesariamente en el mercado una cantidad anual de energía eléctrica de 600 Mw. Esta potencia eléctrica

es excesiva, por lo que es necesario recurrir a la solución de combinar plantas de MSF con plantas de VC.

La solución en la cual se produce la mayor cantidad de agua con MSF, para diferentes sobran-tes de energía eléctrica se da en la TABLA 1.

TABLA I

Inst. nuclear Mw	Pot. eléctrica Sobrante Mw	PROD. M.S.F.		PROD. VC	
		Módulos en MCD	% Total	Módulos de MCD	% Total
485	100	4 de 142.000	71%	232	29
548	200	4 de 160.000	80%	160	20
611	300	4 de 178.000	89%	88	11

De las alternativas expuestas en la tabla anterior, analizaremos la correspondiente a una dis-ponibilidad eléctrica de 200 Mw, considerando un gasto anual de amortización del 9 por 100.

COSTES DE INSTALACION

Central Nuclear ...	41.100 ptas./Kw × 548.000 Kw	=	22.523 × 10 ⁶ ptas.
VC	55.000 ptas./MCD × 1.000 MCD × 160	=	8.800 × 10 ⁶ ptas.
MSF.....	30.000 ptas./MCD × 4 × 160.000	=	19.200 × 10 ⁶ PTAS.
	TOTAL		50.523 × 10⁶ ptas.

$$50.523 \times 10^6 \times 0.09 = 4.547 \times 10^6 \text{ ptas.}$$

MANTENIMIENTO

VC	4 × 200 × 10 ⁶ × 0,20 = 160 × 10 ⁶ ptas./año
MSF	10,50 ptas./m ³ × 200 × 10 ⁶ m ³ × 0,80 = 1.680 × 10 ⁶
Combustible nuclear	954 × 10 ⁶
Explotación Central Nuclear	241 × 10 ⁶
	<u>3.035 × 10⁶ ptas./año</u>
TOTAL.....	7.582 × 10⁶ ptas./año

Para una producción de 200 Hm³/año y 200 Mw.

Al igual que el apartado anterior se presenta aquí, en la figura 7 el segmento AB sobre el que se pueden mover los precios de la electricidad y del agua; y también, al igual que en la figura 4, se toma como precio de la electricidad el correspondiente a una planta de simple uso de 200 Mw, extrapolando en la figura 3, para una anualidad del 9 por 100.

Con estas consideraciones resulta un precio para el agua de 31 ptas./m³ al que si se añaden 6 ptas./m³ en concepto de distribución, resulta un precio para el agua de uso urbano e industrial de:

$$(37 - 0,65 \times 20) / 0,35 = 68,57 \text{ ptas./m}^3$$

Similares cálculos se han efectuado para 100 Mw y 300 Mw, considerando un 9 y un 12 por 100 de cargas fijas anuales. En las figuras 7 y 8 se condensan los resultados obtenidos.

Finalmente, en la figura 9, se representa el coste del agua para uso urbano e industrial en función de la potencia eléctrica facturable de la central, considerando que el agua empleada para uso agrícola se factura a 20 ptas./m³.

CONCLUSIONES

Se ha analizado el coste del agua potable puesta en puntos localizados de la periferia, sin considerar la parte correspondiente a las tomas del mar.

Las producciones de agua potable y electricidad se han fijado en 200 Hm³/año y 200 Mw, aunque se han estudiado y se pueden estudiar, otras producciones eléctricas.

Los procedimientos analizados para desalar el agua de mar han sido el de evaporación súbita multietapa 7MSF) y compresión de vapor (VC). El primero es más económico pero no se puede emplear exclusivamente en la isla de Gran Canaria por ser relativamente moderado en dicha isla el consumo eléctrico.

La solución, que consiste en producir 160 hm³/año en una gran planta MSF de 4 módulos y 40 Hm³/año en 160 módulos de VC, ubicados según necesidades de las distintas zonas de la isla, junto a una disponibilidad eléctrica de 200 Mw se considera óptima por aprovechar al máximo los beneficios del sistema MSF. El coste del agua potable en estas condiciones sin considerar la contribución de las tomas del mar, y para un coste anual de la inversión de un 9 por 100, ha resultado el siguiente:

200 Hm ³ /año a 36 ptas./m ³	130 Hm ³ /año para agricultura a 20 ptas./m ³
	70 Hm ³ /año para uso urbano a 68,60 ptas./m ³

A este coste habría que sumar también la parte correspondiente a la distribución del agua desde las zonas costeras a los diversos puntos de consumo.

BIBLIOGRAFIA

- (1) Estudio científico de los recursos de agua en las Islas Canarias. SPA/69/515.
- (2) Guide to the costing of water from Nuclear Desalination Plants. Technical Reports series n.º 80. IAEA. 1967.
- (3) Costing Methods for Nuclear Desalination Technical Reports series n.º 69. IAEA. 1966.
- (4) Nuclear Energy Centres and Agro-Industrial Complexes. Technical Reports series n.º 140.
- (5) Engineering and Economic Feability study. Nuclear Power and Desalting Plant. 1965.
- (6) Fossil and Nuclear 1000 MW Central Station Power Plant Investment Estimates. National Technical Information Service U.S. Department of Commerce. 1975.
- (7) La desalación y su situación en España. F. Oltra y F. Troyano. Publicaciones científicas de la Junta de Energía Nuclear. 1972.

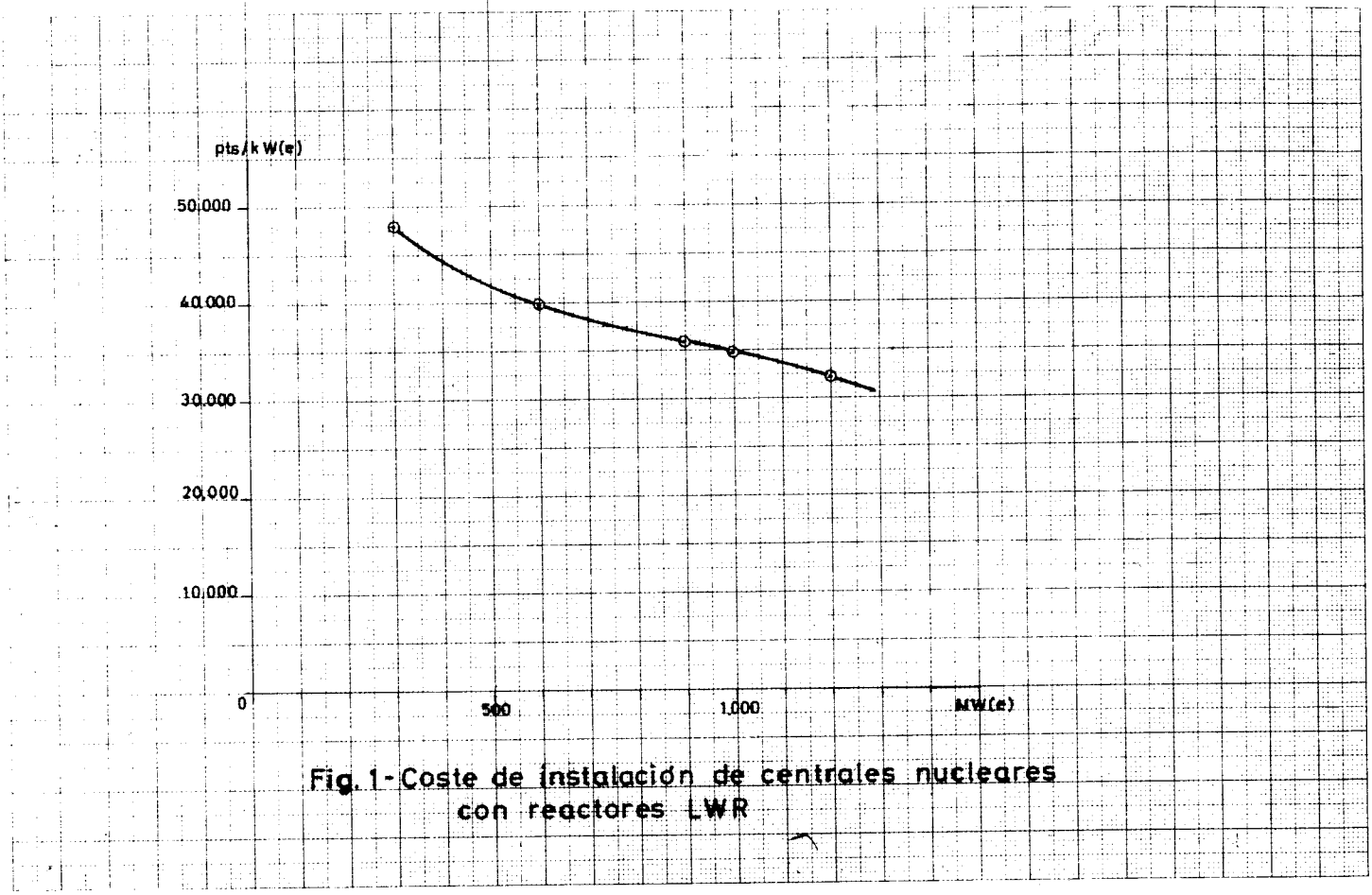


Fig. 1- Coste de instalación de centrales nucleares con reactores LWR

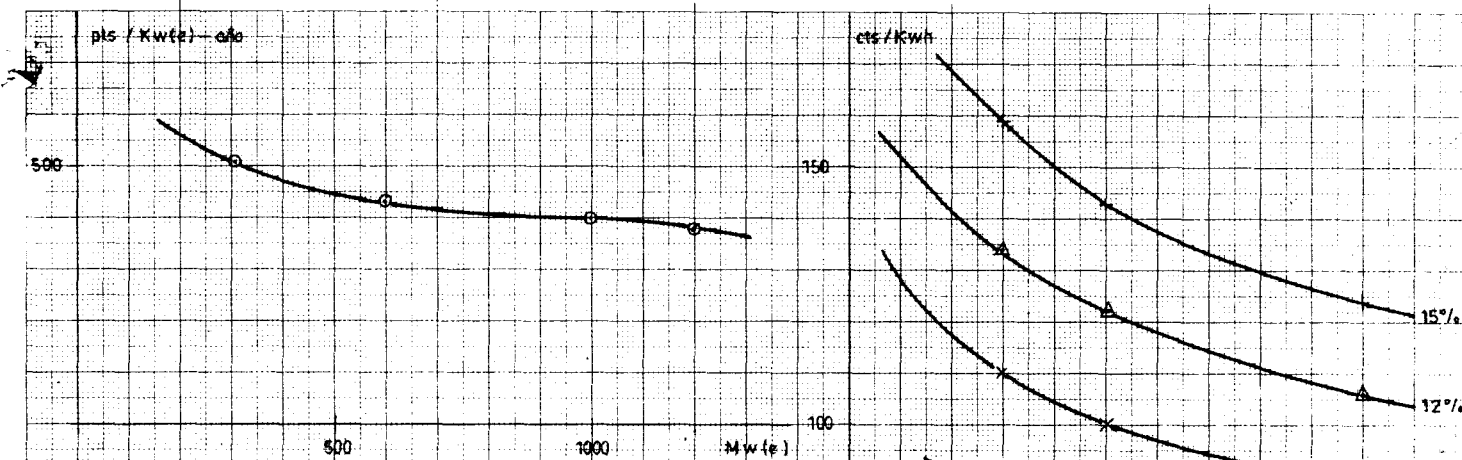


Fig - 2 Costes de mantenimiento y explotación de centrales nucleares con reactores LWR.

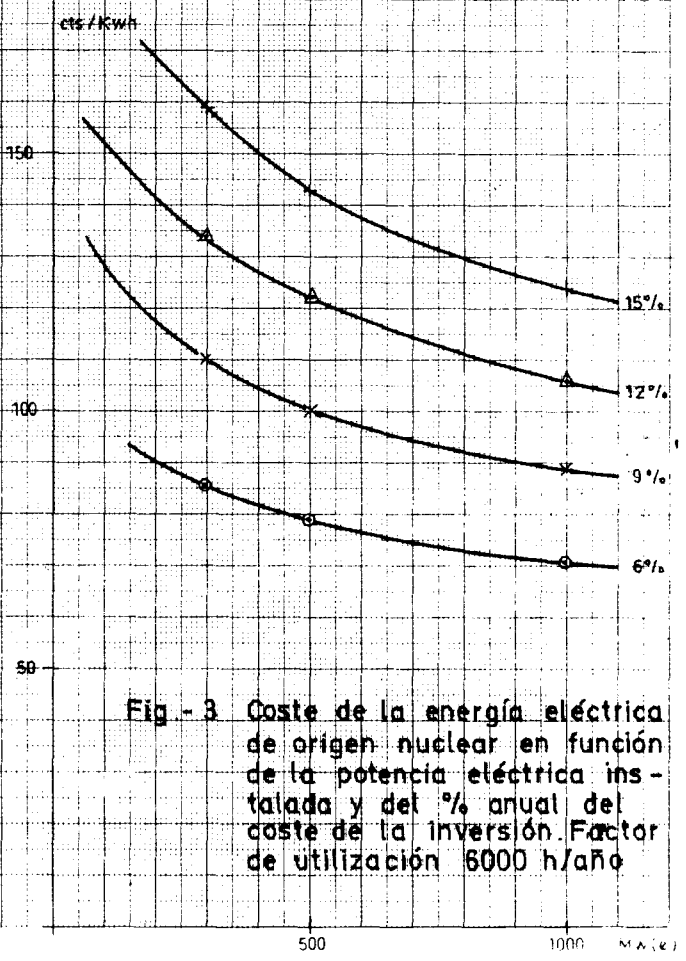


Fig - 3 Coste de la energía eléctrica de origen nuclear en función de la potencia eléctrica instalada y del % anual del costo de la inversión. Factor de utilización 6000 h/año

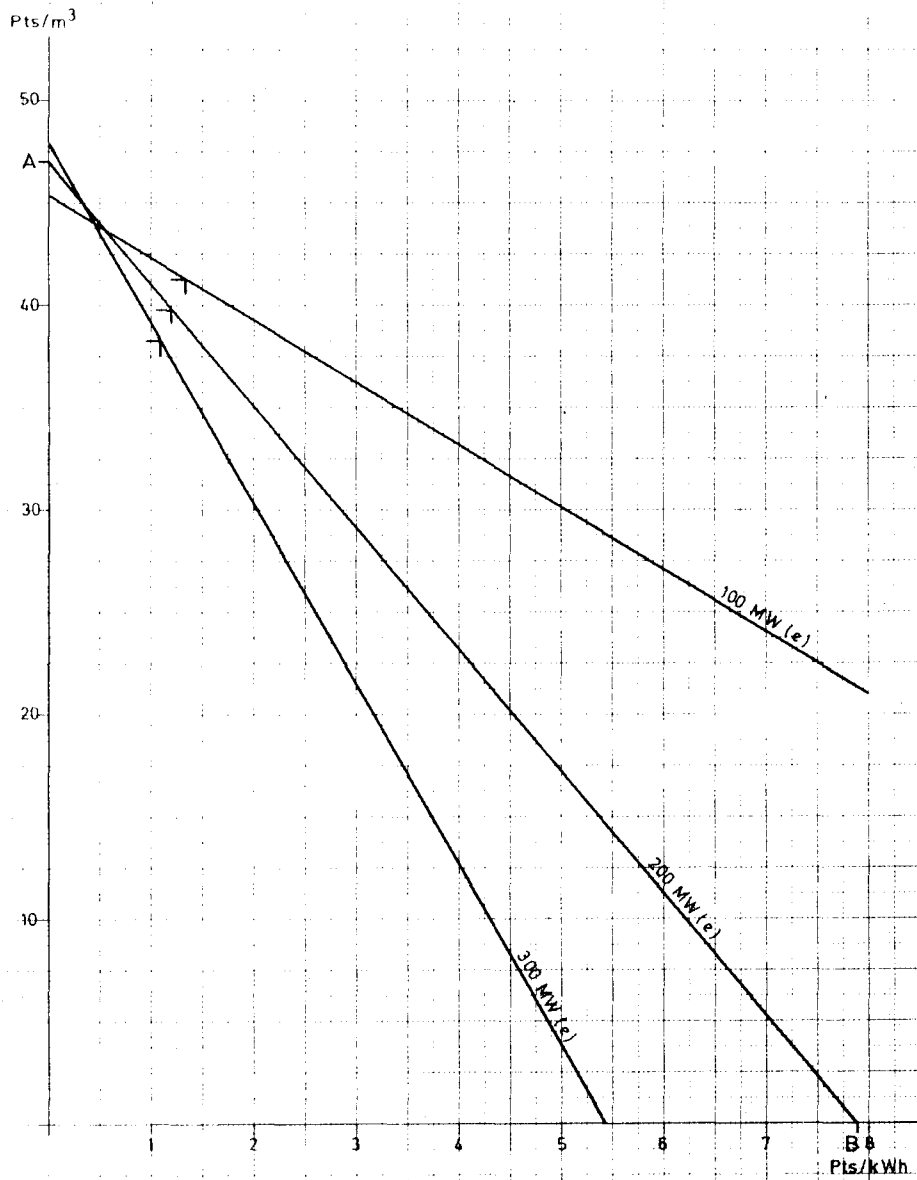
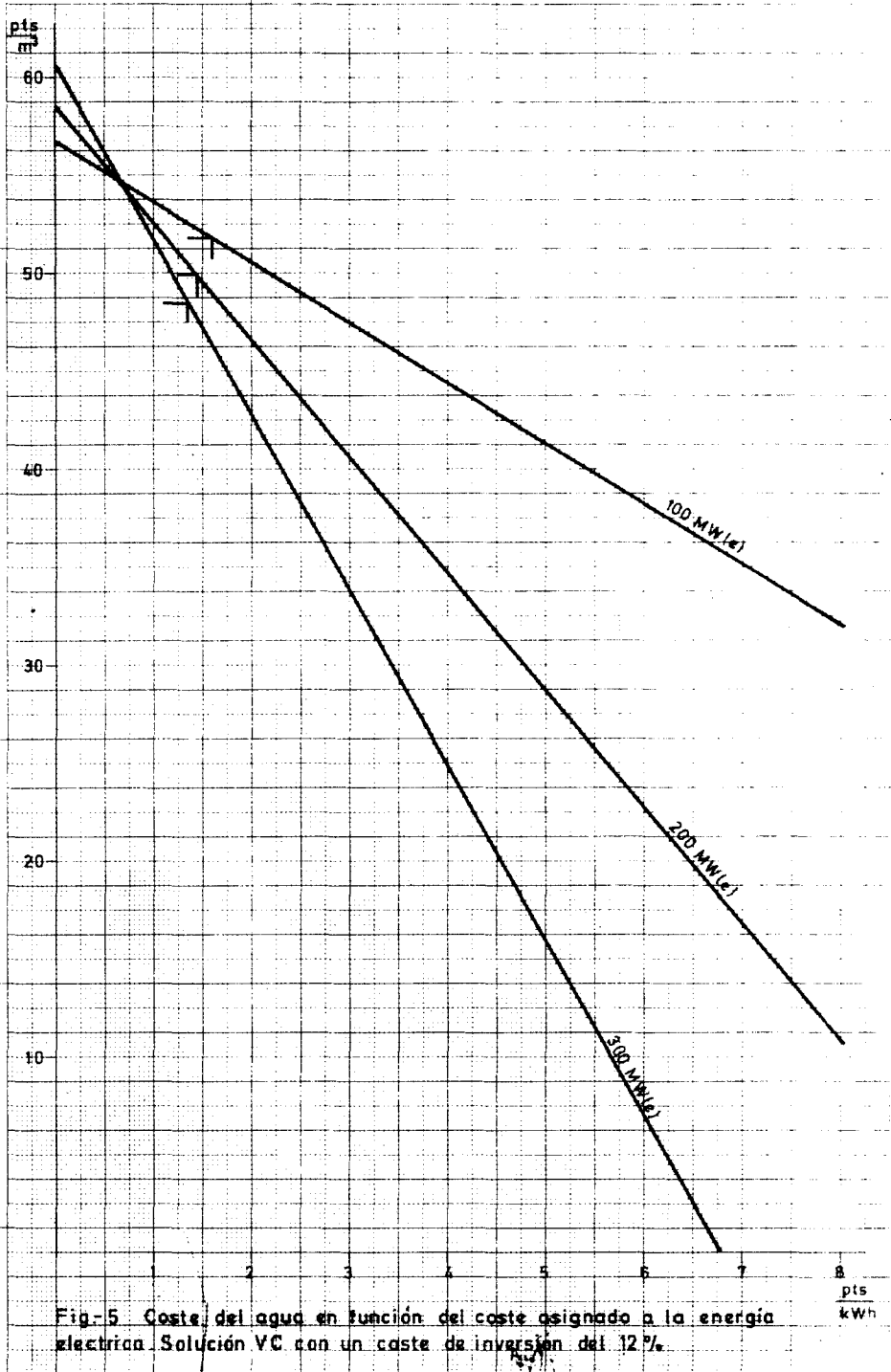


Fig. 4.- Coste del agua en función del coste asignado a la energía eléctrica. Solución VC con un coste de inversión del 9%.



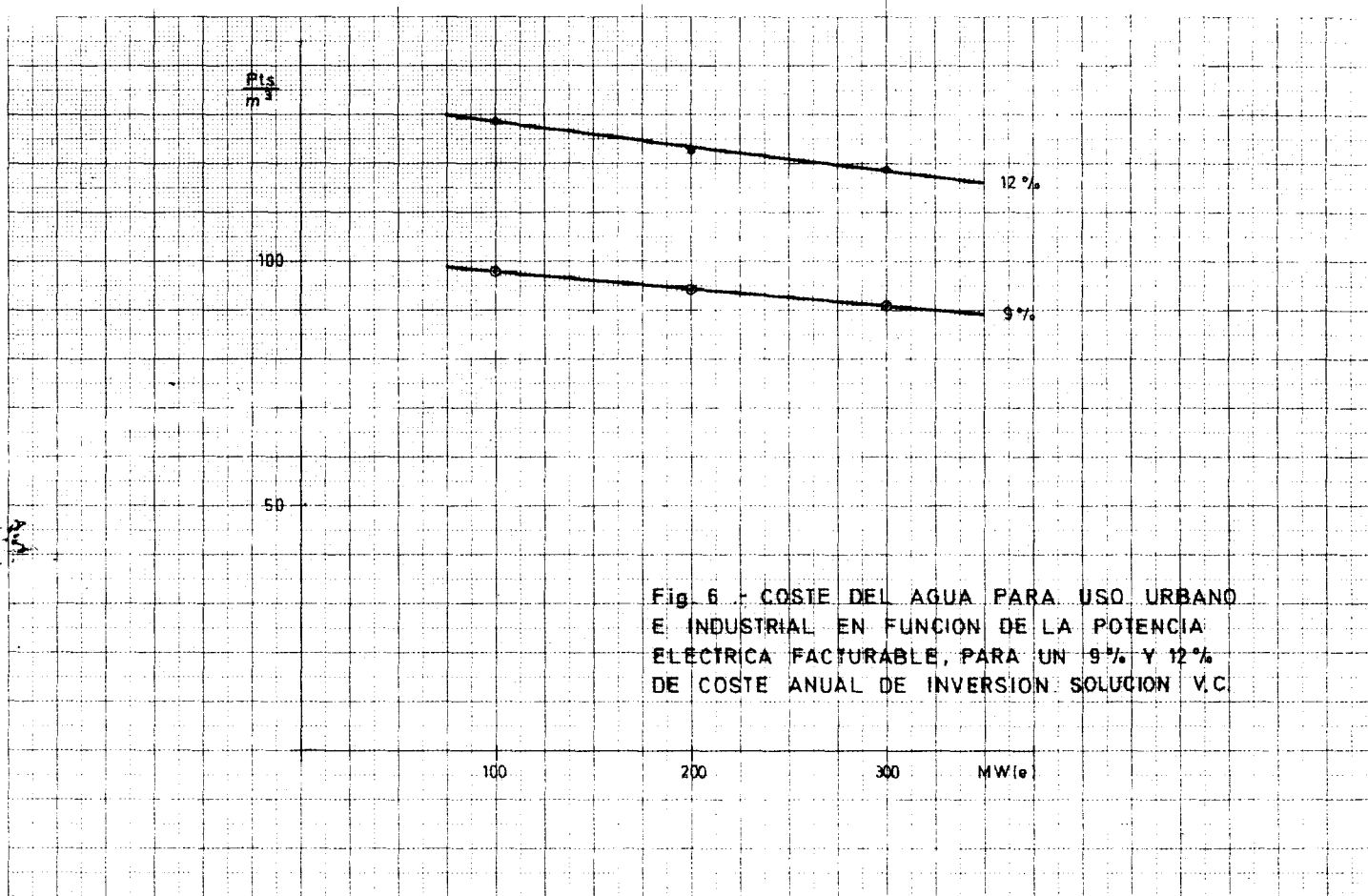
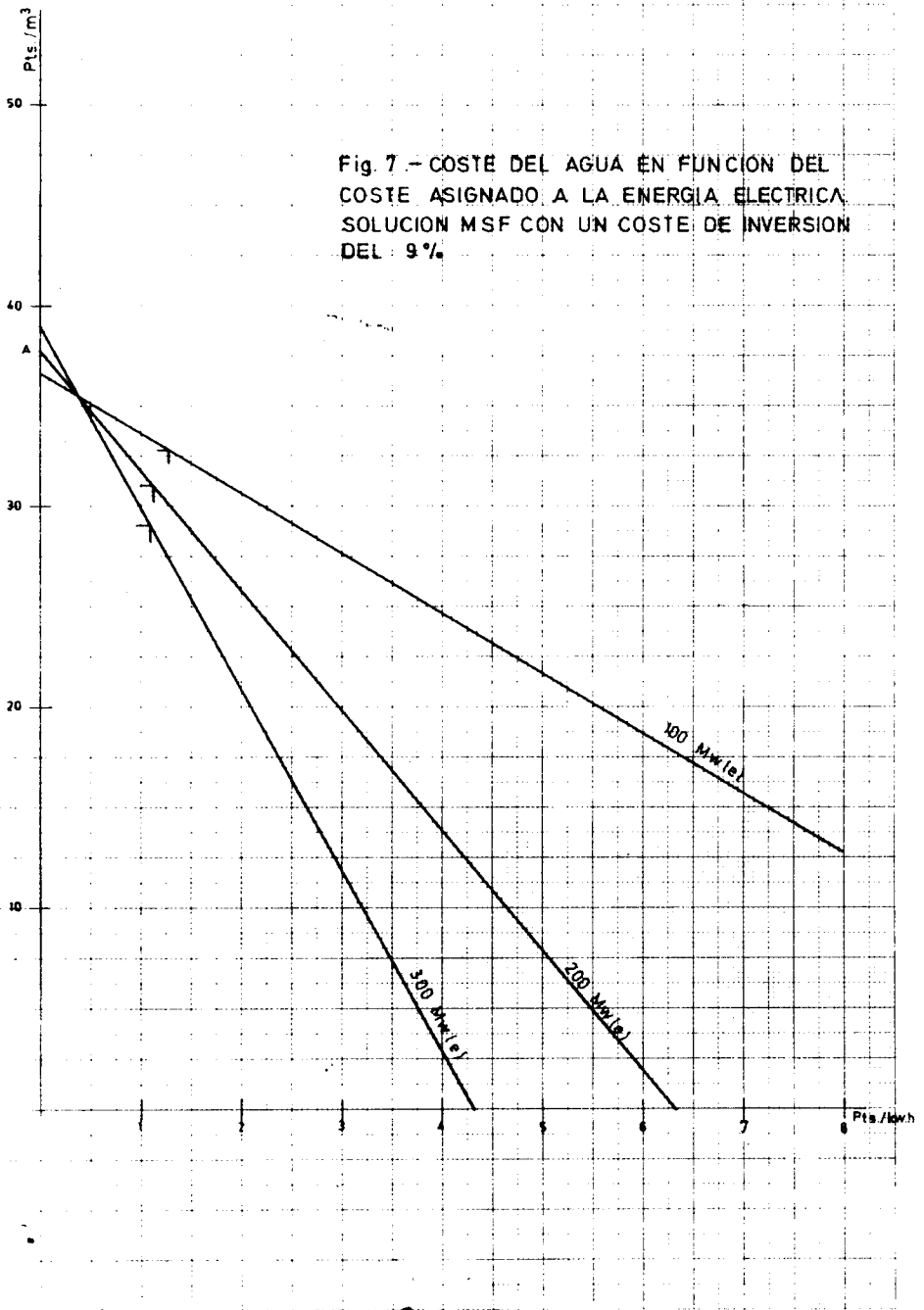
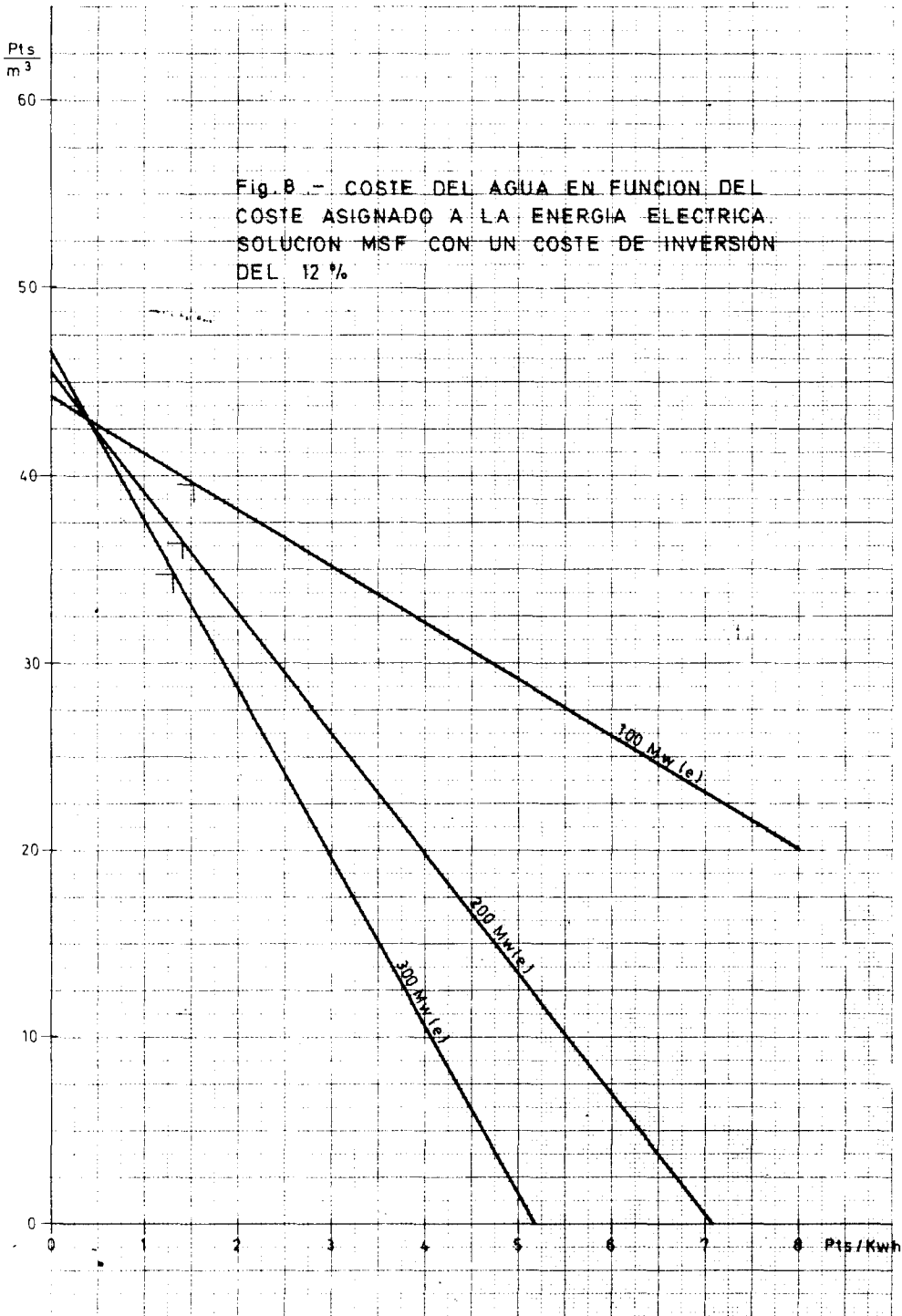
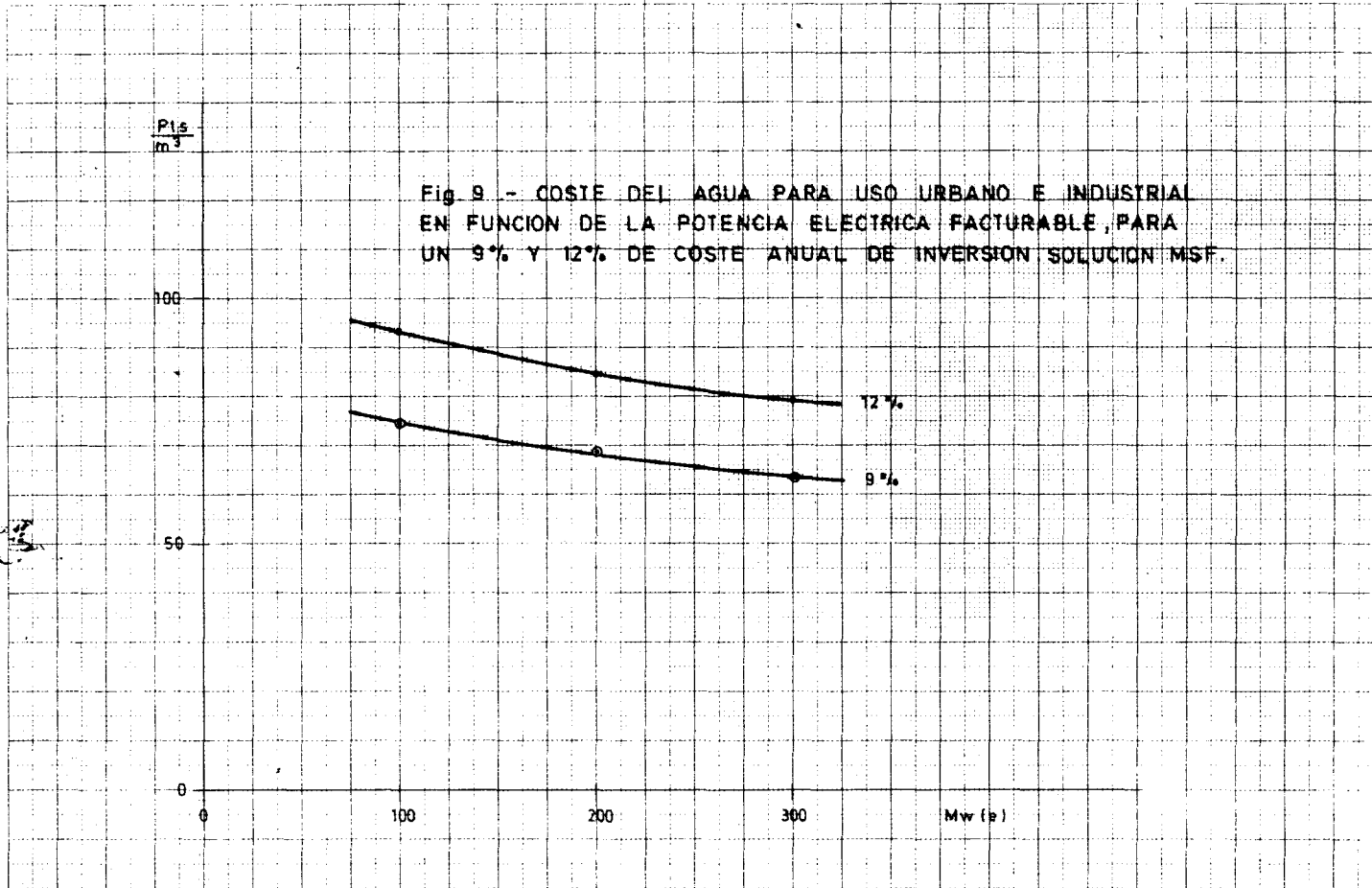


Fig. 6 - COSTE DEL AGUA PARA USO URBANO E INDUSTRIAL EN FUNCION DE LA POTENCIA ELECTRICA FACTURABLE, PARA UN 9% Y 12% DE COSTE ANUAL DE INVERSION. SOLUCION V.C.







Aspectos económicos de la producción nuclear de energía eléctrica

J. ORTEGA COSTA

Dado el tiempo de que disponemos es obligado reducir el campo de esta disertación y no tratar aquí de los problemas relativos a los ciclos de combustibles, ni del tema tan actual de las repercusiones económicas del concepto de seguridad en las centrales nucleares, ni del estudio comparativo de las ventajas e inconvenientes de los distintos tipos de reactores bajo el punto de vista estrictamente económico, ni de tantos otros problemas del vasto mundo de la economía de la energía nuclear.

Nos vamos aquí a concentrar fundamentalmente a los aspectos más esenciales de esta fuente de energía, con referencias concretas a nuestro país. En otra ponencia se estudia la problemática general de la energía en nuestro país y se pone de manifiesto la importancia actual y potencial de la misma. No es, pues, necesario que volvamos aquí a indicar el carácter de insustituible que tiene esta fuente de energía para nuestro país, pero sí conviene que tratemos de compararla con las otras fuentes de energía, y posteriormente examinar en concreto la posibilidad de su utilización en Gran Canaria.

En primer lugar y con fines comparativos se indica en el cuadro 1 la estructura del consumo de energía primaria en U.S.A.

CUADRO 1

Fuentes de energía	1975	1980	1985
Carbón	17	17	18
Petróleo	44	44	44
Gas natural	32	28	24
Energía hidráulica	4	4	4
Energía nuclear	3	7	10
	100 %	100 %	100 %
Consumo total millones TEC	2.760	3.300	4.100
Consumo per cápita TEC	12,72	14,70	17,60

Como se ve en el cuadro anterior, incluso en un país de abundantes recursos energéticos la participación de la energía nuclear en el consumo total de energía pasará del 3 por 100 correspondiente al año 1975 al 10 por 100 en el año 1985, manteniéndose prácticamente iguales los porcentajes relativos al carbón y al petróleo, que juntos suponen durante todo este período de diez años, muy aproximadamente la mitad del consumo total de la energía primaria del país.

En lo que se refiere a nuestro país, y de acuerdo con las previsiones del PLAN ENERGÉTICO NACIONAL indicadas en el cuadro 2, la participación de la energía nuclear pasará en el mismo período de diez años, del 2,5 por 100 al 23,4 por 100. Este espectacular aumento en el corto plazo de diez años, va acompañada de una reducción igualmente drástica del consumo de petróleo que baja del 68,9 por 100 al 43,7 por 100. Esta reducción ha sido precisamente uno de los objetivos básicos de la puesta en funcionamiento del PLAN ENERGÉTICO NACIONAL.

CUADRO 2

Fuentes de energía	1974	1980	1985
Carbón	14,9	15,5	13,7
Petróleo	68,9	59,6	43,7
Gas natural	1,3	6,0	11,0
Energía hidráulica	12,4	9,1	8,2
Energía nuclear	2,5	10,0	23,4
	100%	100%	100%
Consumo total millones TEC	87,8	127	170
Consumo per cápita TEC	2,50	3,42	4,40

Para completar esta panorámica indicamos con el cuadro 3 la estructura del consumo de energía primaria en el Mercado Común Europeo en el mismo período de tiempo. Como único comentario a los dos últimos cuadros señalaremos que si se cumplieran las previsiones indicadas, nuestro consumo per cápita en 1985 llegaría a 4,40 TEC, inferior como se ve al consumo per cápita del Mercado Común Europeo en 1975 que fue de 5,69 TEC.

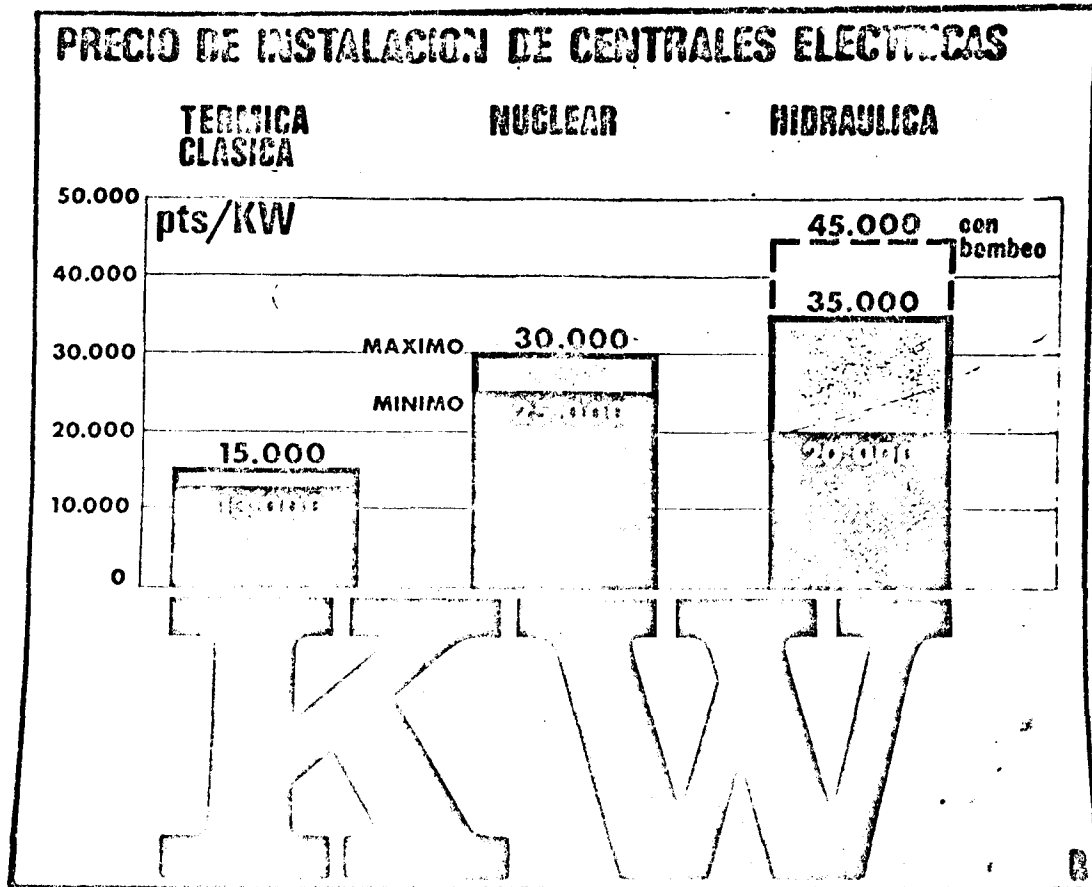
Pasemos ahora a analizar brevemente los costes de instalación de centrales de diversas clases. En la figura 1 se indican los costes del Kwe instalado en centrales hidráulicas, térmicas y nucleares.

Como se ve en la indicada figura las más baratas son las térmicas clásicas y las más caras las hidráulicas. Debe señalarse, además, que en el momento actual en nuestro país los mejores emplazamientos para centrales de este último tipo han sido ya construidos, y que por consi-

CUADRO 3

Fuentes de energía	1973	1980	1985
Carbón	23	20	16
Petróleo	61	49	42,5
Gas natural	12	23	24
Energía hidráulica	3	1	1,5
Energía nuclear	1	7	15
	100%	100%	100%
Consumo total millones TEC	1.480	1.920	2.360
Consumo per cápita TEC	5,69	7,10	8,50

PRECIO DE INSTALACION DE CENTRALES ELECTRICAS



guiente, las que faltan por construir son sólo las más caras y menos rentables. Resumiendo, las hidráulicas son las más caras de construir y tienen, en cambio, el combustible más barato. Por el contrario, las térmicas clásicas son las más baratas de construir y su combustible es el más caro. Las nucleares ocupan una posición intermedia en ambos conceptos; coste de instalación y coste de combustible.

El cuadro 4 indica claramente estos aspectos. Según este cuadro indica el coste del Kwh en una térmica que quema fuel es aproximadamente 1,20 pesetas de las cuales corresponden al combustible 75 céntimos y 4 céntimos a los gastos de explotación. En una central nuclear, el coste del Kwh es de sólo 1,02 pesetas, correspondiente al combustible 15 céntimos. Es decir,

CUADRO 4

TIPO DE CENTRAL TERMICA

Elementos de coste	Carbón		Fuel		Nuclear	
	Pesetas	%	Pesetas	%	Pesetas	%
Combustible	0,45	42	0,75	63	0,15	15
Financieros	0,55	50	0,40	34	0,78	76
Operacionales	0,09	8	0,04	3	0,09	9
TOTAL	1,09	100	1,19	100	1,02	100

que dado el elevado presupuesto de la instalación de una central nuclear, la mayor parte del coste del Kwh —concretamente 78 céntimos— corresponden a la amortización del capital invertido en su construcción.

Una cuestión que parece oportuna ahora es la de analizar siquiera brevemente el grado de fiabilidad de algunas de las cifras hasta ahora dadas. Conviene para ello que precisemos que las cifras dadas corresponden a centrales de 1.000 Mwe, pues es bien sabido que el factor de escala juega un papel muy importante tanto en el coste del Kwe instalado como en el del Kwh producido, disminuyendo ambos sensiblemente con la potencia total instalada. De aquí la conveniencia de construir e instalar centrales de potencia cada vez más grande. El único problema del mercado y el factor de carga. Sin entrar ahora en mayores detalles, basta señalar que en nuestro país se instaló primero una central nuclear de sólo 150 Mwe, y las potencias de las centrales en curso de ejecución en estos momentos rondan todas ellas los 1.000 Mwe. Debe señalarse que según los datos que poseemos facilitados por la JEN, el coste de instalación de estas centrales ha pasado de 250 \$/Kwe en Santa María de Garoña, a 500 \$/Kwe en Lemoniz, Alamaraz y Asco. Y conviene destacar que esta duplicación de costes ha tenido lugar en contra del factor de la escala que antes hemos señalado, pues las tres últimas centrales tienen una potencia sensiblemente doble que la de Santa María de Garoña.

Así pues, al pasar de centrales de unos 400 Mwe a centrales del orden de potencia doble, el precio del Kwe instalado no sólo no ha disminuido, sino que ha crecido, ¿quiere esto decir que el factor de escala no ha operado en nuestro país?

Debe ponerse de relieve para aclarar este punto la diferencia de cinco a diez que existirá entre las puestas en funcionamiento entre las primeras y las otras tres centrales últimamente mencionadas, y que precisamente en este período de tiempo tuvo lugar el comienzo de la crisis de la energía y la subsiguiente inflación.

Pasando ahora, para terminar esta breve disertación, al problema de Gran Canaria, debemos señalar el coste de instalación de una central de 500 Mwe, que es el máximo que parece posible. Este sería de unos 600 \$/Kwe, o sea, de aproximadamente 40.000 ptas/Kwe, lo que supondría un presupuesto total de unos 20.000 millones de pesetas. Este sería el presupuesto únicamente de la central nuclear y a él habría que añadirle el de la planta potabilizadora, así como el del transporte del agua a Las Palmas y a Maspalomas. Para evaluar este último presupuesto indicaremos que el coste de instalación de una tubería que permitiera transportar unos 30.000 m³/día de agua —lo que sería necesario para abastecer una población de unos 100.000 habitantes con una dotación de 300 litros por habitante y día— sería de 2,5 millones de pesetas por kilómetro.

Se ve pues, que el coste fundamental del proyecto sería, por lo tanto, la instalación de la central nuclear. Parece innecesario añadir que las cifras dadas son sólo aproximadas y que sería necesario un estudio mucho más avanzado para obtener cifras más fiables.

REFERENCIAS

1. J. L. LORENTE GUARCH: Lección inaugural. Curso 1975-79. UNED.
2. A. L. SIMON: «Energy Resources». Pergamon Press N. V. 1975.
3. Desarrollo. 14-XII-1975.
4. J. ORTEGA COSTA: Economía Industrial. Octubre, 1974.
5. The Europeam Energy Market in 1980. G., Ray and Robinson Graham and trotman. London 1975.

Posibilidades de reservas y centrales nucleares en Canarias

I. CANTARELL

1. CONVENIENCIA DE LA ENERGIA NUCLEAR

En general, y a plazo medio o largo, la energía nuclear, en sus varias formas de reactores térmicos, rápidos y termonucleares, resulta **necesaria** para el desarrollo económico y energético, al menos hasta entrado el siglo próximo, cuando otras formas de la energía (solar, geotérmica, marina, etc.) puedan haberse desarrollado y resultar competitivas.

Las principales ventajas de esta energía nuclear, en las condiciones que se indican, son su mayor competitividad, el agotamiento relativo de otras reservas convencionales, la mayor autonomía, y al menor volumen de combustible y contaminación relativos de dicha energía nuclear.

2. CONVENIENCIA DE LA ENERGIA NUCLEAR EN CANARIAS

Pese a las ventajas generales de la energía nuclear, su implantación o utilización local para las Islas Canarias depende de una serie de factores a analizar.

Por lo que respecta a las reservas de combustibles, la cadena de minas, elaboración, enriquecimiento y posible reelaboración, supera el ámbito regional y empresarial, conviniendo una programación unitaria a nivel nacional. Sin embargo, la posible existencia de minerales radiactivos en Canarias beneficiaría a ambas economías, la nacional y la local.

En cuanto a la implantación de centrales nucleares en el archipiélago canario dependería de la bondad de los emplazamientos y de la magnitud relativa de la red eléctrica.

Y ambas, reservas y centrales, dependen fundamentalmente de la demanda; mundial y nacional en el caso de las reservas, local en el caso de las centrales.

3. RESERVAS

Actualmente la demanda mundial de reservas, después de un altibajo, parece que va a ser fuerte y continuada, al menos durante algunos lustros, hasta que las nuevas formas de reactores nucleares-rápidos, termonucleares, despejadas sus últimas incógnitas, llegaran a una amplia extensión comercial. Aprovechar esta alza prolongada de la demanda puede ser de interés para las Canarias y, por tanto, puede convenir una prospección inmediata, si se prevé una probabilidad positiva de reservas.

Hasta el momento no tenemos noticia de una prospección geológica uranífera en las Canarias, como se ha realizado y continúa desarrollándose en otras regiones españolas. Por otra parte, según expertos reunidos por el Organismo Internacional de Energía Atómica, es mínima la probabilidad de encontrar minerales de uranio secundario en regiones del trópico.

Sin embargo, trabajos más recientes del autor han mostrado la posibilidad teórica y comprobación experimental de la presencia comercial de uranio en varios países del trópico. Por analogía con estos trabajos, las Canarias muestran una probabilidad de reservas de minerales radiactivos y otros minerales valiosos fundamentalmente en la parte meridional de algunas islas del archipiélago. Evidentemente se requeriría un estudio más profundo, detallado y experimental de esta probabilidad de reservas locales; pero es una esperanza para la economía de las islas, que convendría considerar.

4. EMPLAZAMIENTOS Y MAGNITUD DE LA RED ELECTRICA

Resulta conveniente una selección previa de emplazamientos aceptables; recomendablemente alejados de ciudades y lugares turísticos, ya que en las islas no hay problema de calefacción, que pide una proximidad a las ciudades. Desde el mismo punto de vista no parece haber inconveniente para centrales flotantes, siempre que se encuentren localizaciones adecuadas. La contaminación de las centrales nucleares, mucho menor que la de las centrales térmicas, puede alcanzar sus mínimos efectivos en este tipo de centrales nucleares flotantes. En cualquier caso se requiere un estudio concreto de emplazamientos.

En cambio, dada la escasa magnitud de la red canaria en la completa «previsión de desarrollo eléctrico de las Islas Canarias» realizado para UNELCO por AUXIESA (1973), convendría añadir, para la estabilidad de la red eléctrica y competitividad de las centrales nucleares, la posibilidad de unión por cable submarino entre islas y la posibilidad de desalinización de agua marina simultánea con la generación de electricidad, así como el uso de centrales menores prototipo en desarrollo para países también menores.

Sobre las bases anteriores, las ventajas específicas de las centrales nucleares para las Islas Canarias son de apreciar. Dada la reducida extensión de las islas, resultan muy convenientes la menor extensión o volumen, de las centrales nucleares y de sus residuos, comparados con los de las térmicas. En esta misma línea de comparación, las ventajas son para las centrales nucleares con la retirada de combustible agotado y residuos, y con la mínima contaminación normal para el público, muchas veces por debajo de la radiactividad natural existente en las islas. Además, dada la distancia de las Canarias a los centros de suministro y tratamiento de combustible, el mínimo peso y volumen del combustible nuclear facilita el transporte, tanto para las cargas nuevas como para las gastadas o reelaboradas. Asimismo facilita la disponibilidad en casos de emergencia, especialmente con el almacenamiento sin riesgo alguno de cargas múltiples nuevas de uranio.

5. EL PROBLEMA DE LA DEMANDA ACTUAL PARA LAS CENTRALES NUCLEARES

Las previsiones indispensables de la demanda para el próximo decenio han quedado obsoletas por razón de las crisis mundial y nacional, sin que del citado informe, ni de ninguna otra previsión mundial, nacional o local pueda obtenerse certidumbre para una inversión del tipo de la nuclear, por su mayor volumen y su más largo plazo de diseño y construcción.

Las mejores aproximaciones previsivas que pueden realizarse con los modelos hasta ahora usuales en la economía resultan inseguras y señalan una congelación económica larga que no aconseja tal inversión en las Canarias.

Sin embargo, nuevos y comprobados modelos económicos, que presentamos en otra ponencia de este Simposio, dan una esperanza positiva para centrales nucleares en Canarias en las condiciones antes indicadas; requiriéndose un estudio posterior, más completo de este punto para determinar definitivamente la conveniencia y características concretas de centrales nucleares en Canarias.

Trascendencia de la posibilidad del uso de la energía nuclear y geotérmica en la provincia de Las Palmas

MANUEL PEREZ MILIAN

Nuestro principal motivo de preocupación es el de que en Canarias cada vez llueve menos, el segundo motivo es el observar que el nivel freático desciende constantemente con más velocidad en el centro de la isla que en el litoral. Consecuencia de ello y a la carestía del agua su uso se va haciendo prohibitivo en distintas necesidades, en primer lugar en las agrícolas, que pueden pagar sólo hasta veinticinco pesetas, en segundo lugar en las urbanas, que según las clases sociales pueden pagar hasta cincuenta pesetas, en las industriales, dependiendo de las características de cada industria, setenta y cinco pesetas, y por último, en las turísticas que pueden pagar, y de hecho lo están pagando, hasta cien pesetas.

Observamos por otro lado que las disponibilidades son iguales al consumo, pero el consumo no es igual a las necesidades, y cuando las necesidades son mayores, el desarrollo es negativo. Tendríamos que aumentar las disponibilidades para poder aumentar el consumo y cubrir las necesidades de forma que el desarrollo sea positivo; mientras se mantengan las disponibilidades a un nivel superior a las necesidades, o sea al desarrollo, éste será posible e irá en aumento; cuando se crucen, al faltar estas disponibilidades, el desarrollo continuará la misma línea descendente que las disponibilidades hasta que se consiga aumentar éstas, siendo la única forma de que prosiga el desarrollo una vez recuperado.

Se ha tratado de cubrir estas necesidades en la isla de Gran Canaria, primero mediante la construcción de pozos, pero es completamente imposible sin romper el equilibrio del nivel freático el poder atender toda la demanda de agua para

distintos lugares y usos. Es verdad que se podría extraer más agua del subsuelo con nuevas perforaciones pero esto resultaría un tanto peligroso porque correríamos el riesgo no sólo de perder el contacto con el nivel freático hacia el centro de la isla y medianías, sino también salar las aguas de los pozos de la costa, como más adelante se verá.

Se pensó también, en que los embalses pudieran cubrir ese «déficit» de los pozos y aún llegar a satisfacer totalmente esta demanda, pero esto no es posible porque la lluvia no ha llenado esos embalses que con tal fin se construyeron, y, entonces, parece que hay que abandonar la idea de resolver el problema del agua en Canarias de una forma total a base de grandes presas, aunque aún pueden y deben hacerse otras de media y pequeña cantidad.

Más tarde, hubo que acudir a las plantas potabilizadoras, las que por su elevado costo de instalación y precio creciente del producto de acuerdo con el aumento del precio del petróleo en el mundo también parece resultar una solución inviable, quizás sólo para el futuro, pero en la actualidad ha creado serios problemas a la administración local y privada. En el futuro, decimos quizás otras fuentes o tecnologías más avanzadas de energía nos pueda resolver el problema, pero de momento tenemos que depender de la tecnología actual en la desalinización del agua de mar y explotación de fuentes de energía. De no acudir a ellas, las reservas acuíferas de la isla de Gran Canaria se ha estimado durarían unos veinticinco años más, de continuar el actual estado de cosas; mayor consumo de reservas que reposición.

Con una política exhaustiva de ahorro, de economía, a base de cambios de cultivos y de la introducción de nuevos sistemas de regadío podría prolongarse esta agonía a unos cincuenta años más. Esto, como comprenderán no es solución, tampoco para el futuro. Entonces parece, que no hay más remedio que insistir en aumentar las disponibilidades con los medios a nuestro alcance, con la tecnología actual concretamente, insisto, porque la compleja problemática insular no puede esperar.

Por ello, fijamos nuestra atención en las plantas potabilizadoras o desalinizadoras, plantas duales, naturalmente. Pero sobre esto quisiera hacer algunas observaciones; las plantas «duales», como todos saben, dan agua y electricidad pero esto crea serios problemas sobre todo cuando la administración del agua depende de unos y la administración de la electricidad depende de otros, así vemos que en un costo total de cien pesetas para agua y electricidad podríamos cargar al agua setenta y cinco pesetas y a la electricidad veinticinco, o al revés, al agua veinticinco y a la electricidad setenta y cinco pesetas; creo que los cabildos y los ayuntamientos locales podrían decirnos algo sobre esto, pero en fin, no es ésta la cuestión ahora, tenemos que considerar principalmente el costo total aunque no el reparto por el momento.

Sabido es también que las plantas «duales» son más rentables que las plantas de producción simple, me refiero a las de agua y electricidad separadamente, siempre y cuando se consuma totalmente ambos productos, y así vemos que

cuando obtenemos el agua y la electricidad según la demanda, podría ser incluso más barata la producción. Si en una planta «dual» no vendemos totalmente la electricidad el importe correspondiente a esta venta malograda habría que cargarla bien al agua, bien a la electricidad o a ambos productos. Por tanto, solamente, como decía antes, sería más costosa la obtención de agua y electricidad separadamente, cuando se colocan en el mercado agua y electricidad de una forma constante y total.

Y aquí tenemos el primer factor básico para desarrollar nuestra teoría, instalación y consumo. En cuanto a la dimensión de la planta, que es otro factor decisivo, debemos hacer las siguientes observaciones, si bien una planta simple, sea de electricidad o desalinizadora, resulta más económica en su instalación, vemos que según se va aumentando la capacidad de la planta, los costos van disminuyendo hasta llegar a un momento en que se estabilizan. La planta «dual», naturalmente más costosa en su inicio, llega a pasar su curva de costo a un nivel inferior a la de obtención del producto separadamente. En cuanto a la planta nuclear, la instalación de ella es mucho más costosa, como ocurre con la solar u otras marinas, la eólica o cualquier otra instalación de moderna tecnología, pero según se va aumentando la dimensión de dicha instalación; la capacidad de la planta, nos dará una curva descendente que se prolonga debajo de los costos de la planta «dual». Observamos también que estos costos son alterados considerablemente en relación a la energía, al combustible que emplean cada una de estas plantas, así vemos que tanto las plantas simples como las plantas «duales», tienen una tendencia a ascender paralelamente al costo del combustible del petróleo, pero como los aumentos del petróleo se han observado que en el mercado mundial crecen, vamos a decirlo así, en forma geométrica, mientras que la energía nuclear lo hace en forma aritmética, resulta que con el tiempo (y tiempo llevará en hacerse una instalación de esta categoría), la diferencia de costo del Kwh a obtener en una planta nuclear será mucho más bajo del que se pueda obtener en la mejor de las plantas «duales» accionadas por combustible fósil.

En el detalle central de la diapositiva, se puede observar que un factor importante o el más importante a tener en cuenta en una instalación es el consumo de combustible, el aumento del costo del combustible a emplear que llega a pasar en mucho de los casos el costo de la instalación, lo ideal es una instalación donde la amortización es mayor que el combustible a emplear. Este es el caso de las plantas nucleares.

Pero de todas formas, reconociendo que el coste es elevado, nos preocupa su amortización ¿cómo puede mejorarse ésta?, de diversas formas. Primero, con una mayor producción, producción insular, me refiero tanto en el aspecto agrícola como industrial, etc. Este aumento de producción nos llevará a un aumento de las exportaciones y, como consecuencia, a una disminución de las importaciones. También podrían cesar las ayudas económicas que se están recibiendo para atender diversas necesidades, cantidades que cada vez van en aumento, que nunca satisfacen plenamente y que a la larga no resuelven nada. Asimismo, no se harían

cuantiosas inversiones en obras de resultados dudosos que prácticamente hacen que su importe vaya a fondo perdido, sin posibilidad de recuperación alguna.

Finalmente, habría beneficio de tipo social, de aumento de nivel de vida y otros órdenes, consecuencia de un mejor desarrollo. Entonces, deberíamos concretar un poco, basándonos en las informaciones anteriores de este Simposium, según las cuales, una central nuclear de más de 500 Mw, y yo creo que se podría llegar a pensar en 1.000 Mw, nos daría un costo de Kwh de una a dos pesetas, como por otra parte sabemos, y esto, sin lugar a duda alguna, que con 18,34 ptas/m³ en razón del costo de producción solamente; como es natural, a este costo habría que añadirle el transporte y también las instalaciones necesarias para desalinizar el agua de mar donde se necesite.

Sin entrar en números que serían propios de un detallado estudio y proyecto, creo que basta decir que esas instalaciones, hoy en gran parte existen en estas islas funcionando con una electricidad que reciben a un costo de 2/3 ptas/Kwh, es fácil deducir que si ahora están pagando alrededor de 3 ptas/Kwh con más facilidad podrán pagar a 1/2 peseta el Kwh y esto parece ser más un axioma que un teorema.

Lo importante para conseguir esta reducción de costo sería el lograr el aumento de aplicaciones, porque estas plantas están trabajando con electricidad a 3 ptas/Kw, tienen unos usos, un empleo muy limitado, mientras que a 1/2 pesetas pueden dar un producto utilizable aún en la agricultura. No obstante, volvemos a recordar que el factor principal para que una planta «dual» sea rentable o de un precio óptimo es el que se consuman totalmente sus productos, agua y electricidad, así como que su dimensión fuera la óptima para llegar a unos costos de producción aceptable.

Lo primero que voy a tratar de demostrar es que efectivamente una central nuclear que produzca el Kwh a 1/2 pesetas, podría tener garantizada la colocación de toda su producción de electricidad; esta es una de las cosas que se han puesto en duda porque estudios serios exhaustivos sobre todas (?) las posibilidades de consumo eléctrico en la isla, tanto de tipo urbano como industrial, no da cifras que justifique la instalación de la planta, pero pienso que en esos cálculos o esos estudios no se ha tenido en cuenta un nuevo mercado, puesto que es inédito; creo que no tiene precedente en el mundo, el que con electricidad se desalinice agua de mar para la agricultura. Entonces nos encontramos con el «quid» de la cuestión; colocar la electricidad sobrante de la planta nuclear en plantas desalinizadoras de agua de mar que proporcione a corta y larga distancia cuanta agua necesite nuestra agricultura, la industria y nuestras poblaciones, pudiendo resolver así quizás de una manera total este fantasma de la escasez y del precio del agua en esta isla. Porque según hemos visto anteriormente los precios resultantes del agua obtenida con esta electricidad serían por debajo a los actuales precios oficiales o tasas impuestas para la agricultura y para usos industriales o urbanos.

Veamos ligeramente un esquema de una planta potabilizadora «dual» en donde figura en primer lugar la caldera de vapor, luego la turbina que mueve el generador

eléctrico y que da vapor a la planta potabilizadora para desalinizar agua de una forma directa, por otra parte, produce electricidad que cubre las necesidades locales dejando un sobrante, este sobrante, es el que se me ha ocurrido, puede ser enviado por una red de alta tensión a larga distancia para producir en las costas o litoral «in situ», el agua potable bien para las necesidades agrícolas, o en núcleos urbanos, zonas turísticas e industriales, etc. Otro beneficio entre tantos obtenible por una planta nuclear en relación a Canarias sería la aplicación en la electrificación total de los pozos que proporcionan el agua de la mayor parte de nuestra agricultura, con la consiguiente reducción del precio o costo del agua elevada, más de mil.

En lo que quiero insistir es que nunca debemos hacer el cálculo de la necesidad o de la dimensión de la planta nuclear requerida, basándonos solamente en el agua que se consume, porque el agua que se consume es el agua de que se dispone, no la que se necesita. Y podríamos afirmar que, en Canarias, existen terrenos roturados, preparados para cultivar en un área superior al doble de la que actualmente se está cultivando; es más, esa área se podría triplicar y quizás cuadruplicar, pero eso sólo podrá ocurrir si se duplican, triplican o cuadruplican las ofertas de agua, y se bajan los precios, naturalmente. Por esto no parece tan disparatado estimar que harán falta doscientos millones de m³ al año, para poder tener una agricultura próspera y de exportación a un precio del agua de riego que no sea superior a las 25/50 pesetas el m³, dentro de 5/10 años.

Para los campos de las zonas altas de la isla, naturalmente, el agua tendrá que resultar mucho más económica, toda vez, que no habrá que desalinizarla, y que el uso a que se destina es para cultivos menores, los que constituyen el alimento básico de la población y de la ganadería. En nuestros campos se cultivan patatas, maíz, cereales y forrajes con los que se alimenta el ganado que proporciona leche y sabrosos quesos, así como otras frutas muy estimables igualmente. En el siguiente gráfico podemos observar una franja situada bajo cota a 250 metros que podría ser regada en todo el litoral con agua exclusivamente de mar desalinizada, liberando así al campo situado en cota superior de esta servidumbre, de dar su agua a la costa, hoy por hoy éste sería el único modo de hacer realidad aquella frase de que «el agua del campo sea para el campo».

Es muy importante tener en cuenta esto porque si continuamos durante mucho tiempo extrayendo el agua del subsuelo del campo para atender a las necesidades de las poblaciones, la agricultura y la industria situadas en las costas, causaremos un daño irreversible según ya dijimos. En el futuro estamos seguros que se resolverá el problema del agua en todo el litoral junto al mar, pero lo que no sabemos es, si una vez agotadas las reservas que utiliza el campo podemos devolverle esa agua desalinizada a costo permisible, ya que las elevaciones, por nuestra orografía son muy costosas. Otro peligro de no resolver en un plazo prudencial esta situación, es el que los pozos que están situados en cotas bajas, se malogren por la penetración submarina del agua de mar, ya que al retirarse por falta de peso, el

agua dulce del subsuelo, se facilitaría la infiltración en el interior de los pozos malográndose esas aguas también de una forma irreversible.

El grabado nos muestra cuál es la situación actual y cuál puede ser la futura, así como la solución prevista, la primera franja de terreno en cotas inferiores a 250 metros regada por agua de mar desalinizada como antes dijimos; luego las cotas comprendidas entre 500 y 250 metros regadas por agua de pozos situadas en las mismas y así sucesivamente permitiendo un costo de electricidad barata, extraer agua profunda aun en las partes más altas de la cumbre, si es que cuando se tome la decisión el nivel freático ya no ha bajado más de lo que está actualmente.

El gráfico que mostramos a continuación da una idea de las zonas que podrán ser regadas o abastecidas por agua desalinizada de mar a unos precios aceptables, dependiendo del lugar de situación de la planta desalinizadora el que esta agua sea producida directamente con el vapor de la planta o la electricidad que ella ha producido, transportándola a mayor distancia. Así vemos en dos alternativas; una situada al este de la isla, próxima al «polígono industrial» podría dar agua que se distribuiría en dos direcciones; hacia el norte llegando a cubrir las necesidades desde el aeropuerto hasta la capital, incluida la misma, y hacia el sur hasta las zonas de San Martín, Playa del Inglés, Maspalomas y Arguineguin.

Más al sur, al norte y oeste, habría que suministrar agua proporcionada «in situ» por la electricidad de alta tensión que circunvale la isla en la red general. En otra alternativa, si la central nuclear se sitúa en otra zona menos poblada, tendríamos que aprovechar el agua de la planta desalinizadora en todo el valle de San Nicolás de Tolentino el que se beneficiaría primordialmente de ella, resolviendo todos sus problemas, que son muchos, todos derivados de la falta de agua.

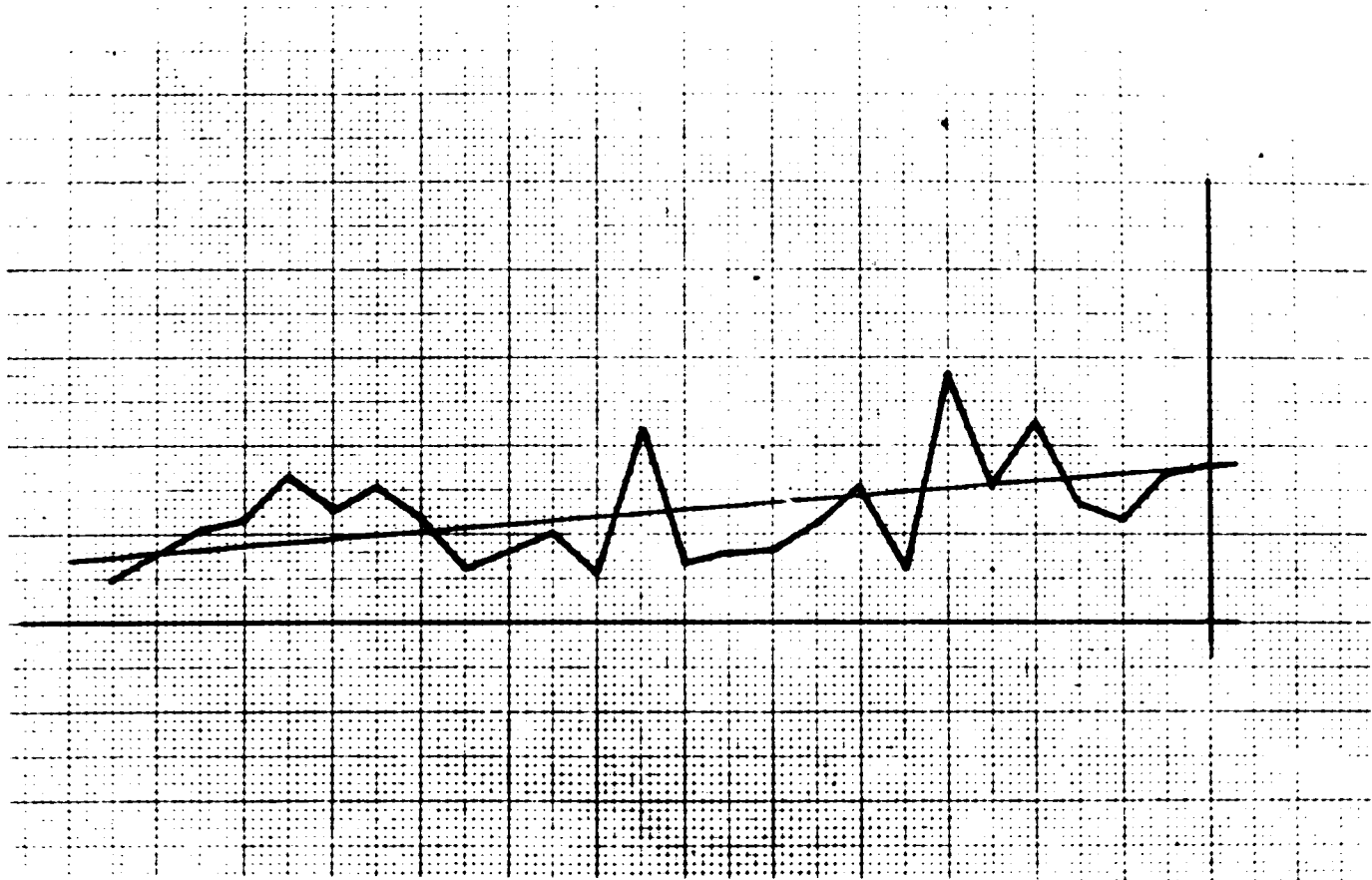
Naturalmente esto encarecería el agua que se suministre a la zona este, norte y sur, pero siempre proporcionalmente, al menos, por debajo de los precios actuales, y en tanta cantidad como se necesite.

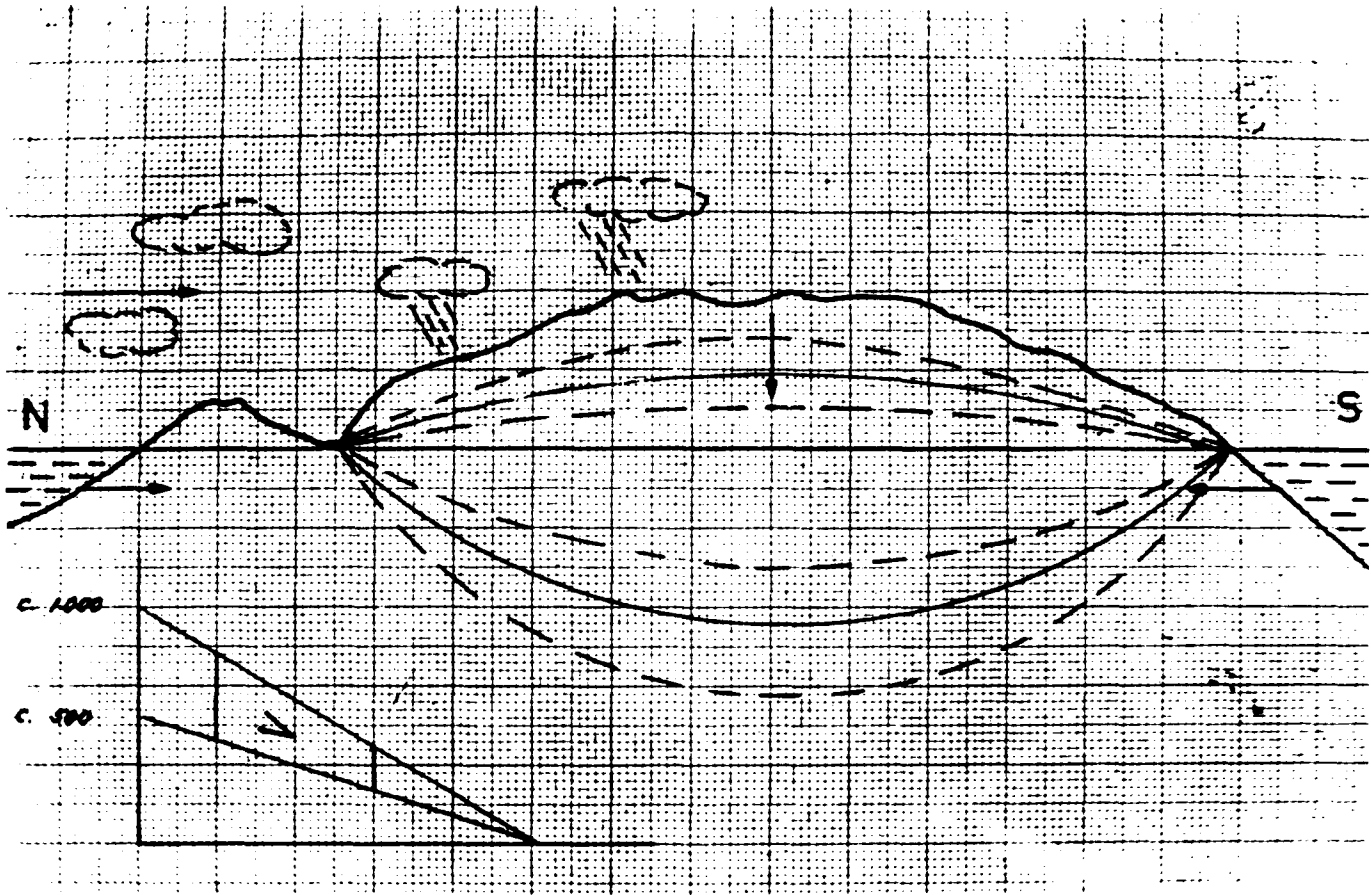
En cuanto a Lanzarote y Fuerteventura, mis islas predilectas, tendría que decir que de confirmarse la posibilidad de explotarse la energía geotérmica existente en la isla de Lanzarote, ésta se podría beneficiar del agua que directamente proporcione la planta geotérmica, que se instale próxima a la zona donde existe la anomalía y además, en un grado mucho mayor, podría beneficiarse de esta energía geotérmica la isla de Fuerteventura, transportando a larga distancia la electricidad que pueda proporcionar el agua que necesite la isla mayorera que es mucha, sobre todo, si tenemos en cuenta que la superficie cultivable en Fuerteventura, posiblemente será mayor a la superficie cultivable de todo el archipiélago canario. No hace falta decir el beneficio que reportaría a ambas islas poder disponer, no ya tan sólo de electricidad a los precios que resulten del aprovechamiento de esta energía geotérmica sino también de cuanta agua precise para poder inundar estas tierras secas y hacerlas fértiles, como dicen eran antaño cuando llovía, ya que según hemos visto los precios del Kwh de una planta geotérmica son en la actualidad similares a las de una planta nuclear con otras ventajas por supuesto y, quizás, algún incon-

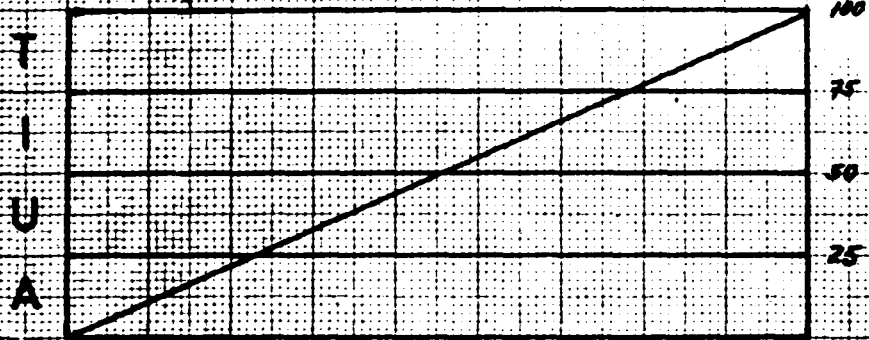
veniente, naturalmente, pero que al fin de cuentas podría proporcionar agua con un coste aproximado a las 25/50 pesetas m³. Y no olvidemos, en Fuerteventura se han regado durante un par de años tomates para la exportación a Inglaterra con agua a 100 pesetas el m³, más los gastos de transporte no en tuberías, sino en camiones cisternas. Si realmente en Lanzarote existe la energía geotérmica con garantía de ser explotada en continuidad y a los precios que se presumen, entonces podremos decir algún día que «Fuerteventura es la Venezuela de España» y de Lanzarote que «casi es una pena que hayan desaparecido por no ser necesarios los enarenados» y tantas otras cosas bonitas de la maravillosa artesanía agrícola que allí se practica, porque sus campos podrán ser igualmente mecanizados.

Para terminar, visto esto, sólo me queda decir que si con otras fuentes de energía naturales o no, se pudiera aportar a las islas el agua potable que necesitan a mejores costos, con garantía de continuidad evitando gastos cuantiosos y riesgos que aunque controlables sean necesarios, quedaríamos todos muy satisfechos; con el tiempo los científicos y economistas lo dirán, pero por lo pronto hoy aquí, se ha bosquejado una solución aunque tan sólo se trate de una idea para una nueva aplicación de la energía en la producción de agua potable a larga distancia con costos admisibles para fines agrícolas.

El panorama que tienen ante sí las islas, parece que bien vale la pena el que por quien corresponda sea estudiada su viabilidad o no, su rentabilidad y posible aportación aunque sea de forma indirecta a la redención del campo y a la solución de la problemática insular. En resumidas cuentas serían «gotas de agua» que se aportarían a la nivelación de la balanza de pagos, al bienestar social (a un mundo mejor). Y para ello tenemos que reconocer que hace falta una mayor participación de técnicos y especialistas en las más modernas tecnologías energéticas y desaladoras, entre otras citadas, de las que, aún incipientes, hay que esperar grandes progresos que nos darán resultados positivos de aplicación en gran escala en el futuro, pues ya va siendo hora de que como dijo Dante «ni el Sol caliente ni ilumine inútilmente, ni el agua corra, ni las olas rompan en la orilla sin dar provecho»; hay que arrancar de uno y de otros los dones de la Naturaleza que se derrochan inútilmente y domeñarlos haciendo que obedezcan a nuestra voluntad. Como p. d. me permito repetir las palabras finales de nuestro presidente; «a partir de este momento ustedes tienen la palabra», porque el simposium no debe terminar mañana, sino empezar el próximo lunes.

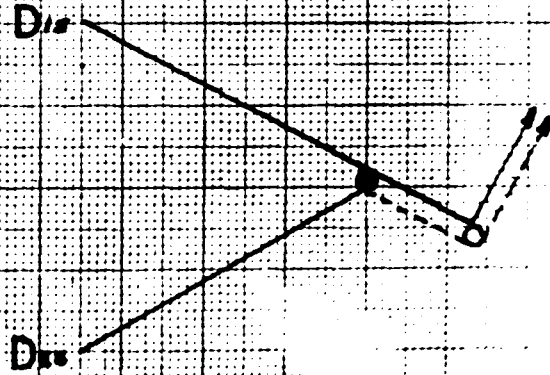


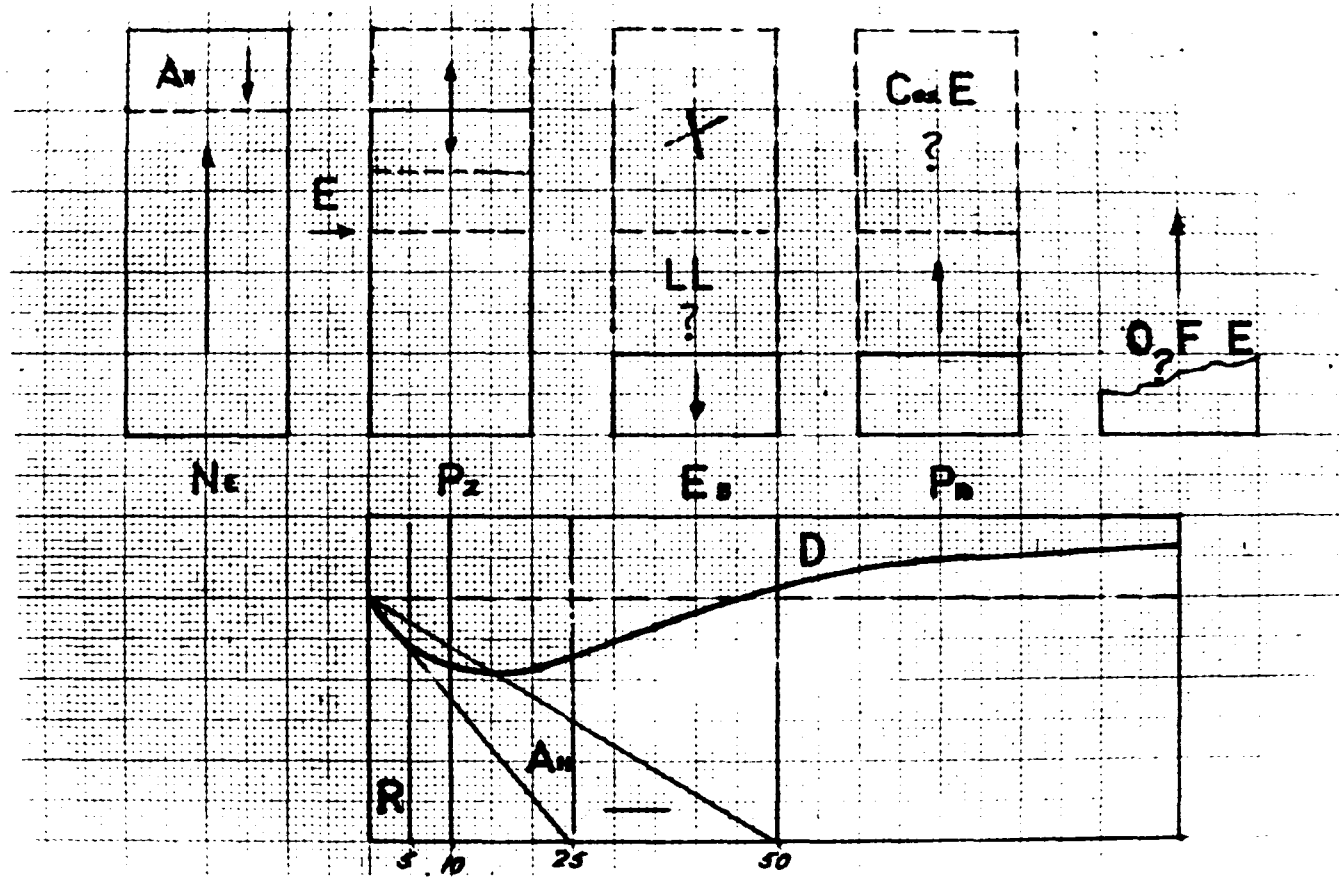


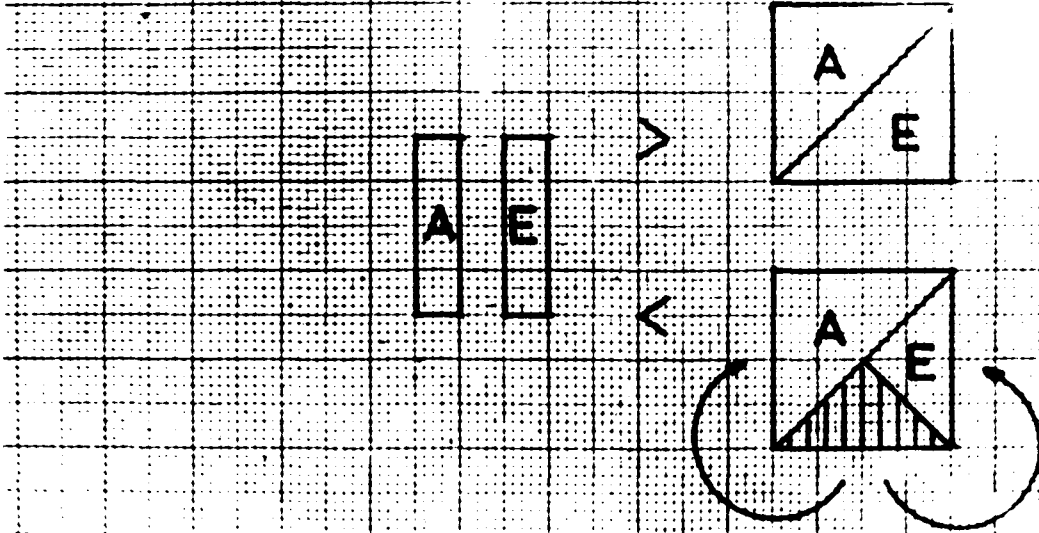
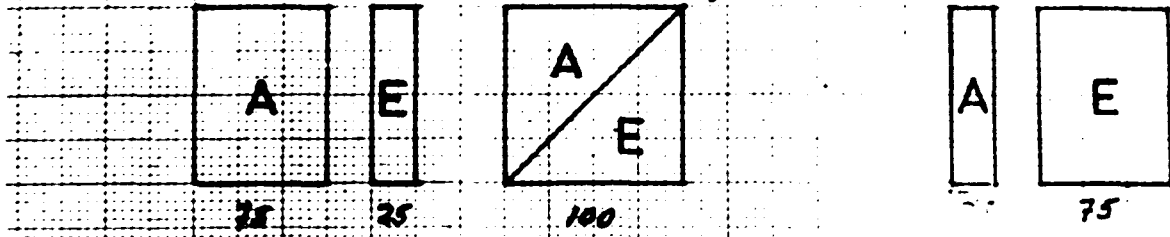


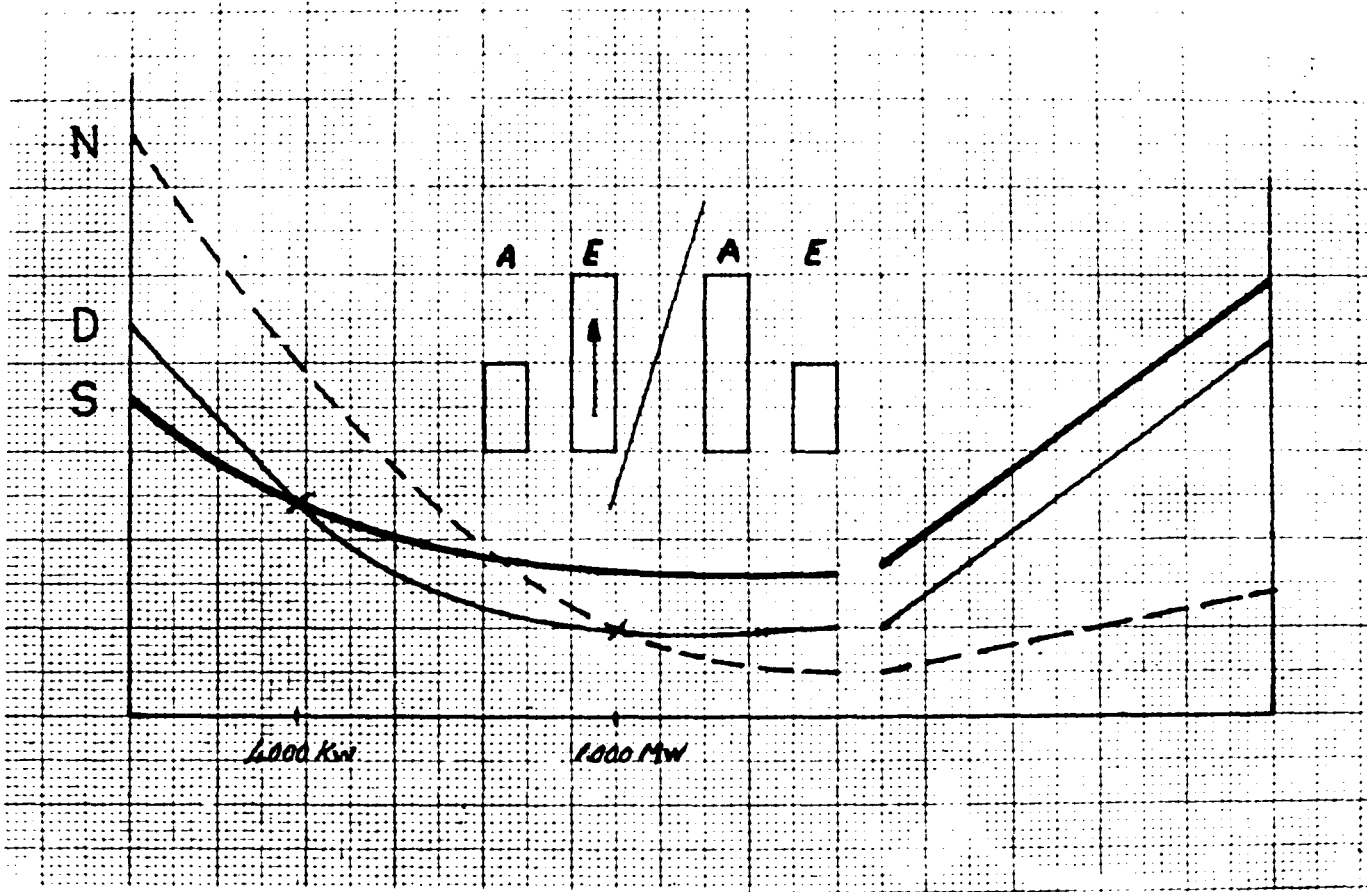
$$D_{is} = C_{is} < N = D(-)$$

$$+ D = + C = N = D(+)$$









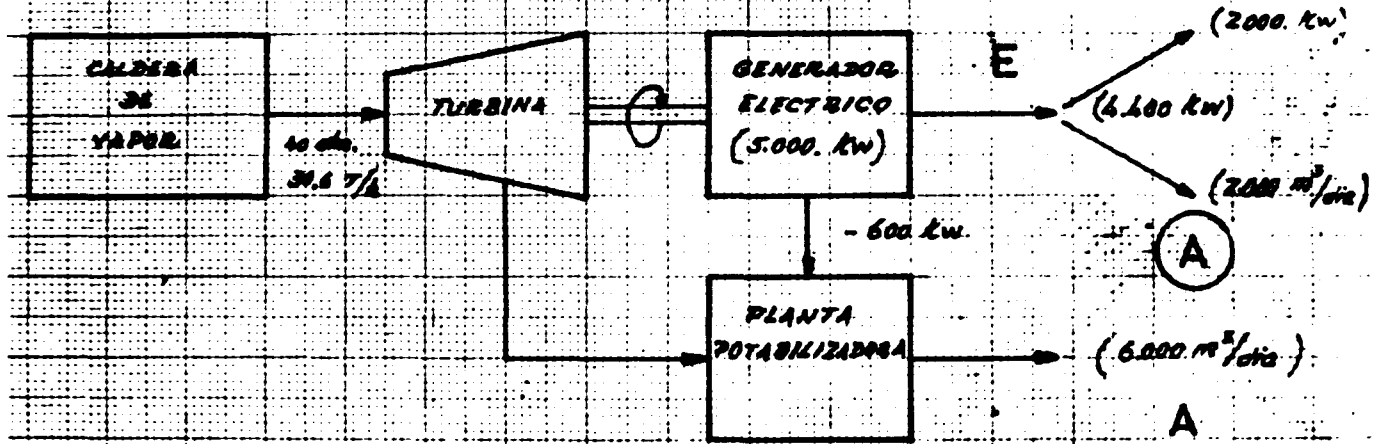
C. N.	A A	
	+	PROD.
	+	EXP.
COST.	-	IMP.
	-	AYU.
	-	OB. (?)
	+	V.

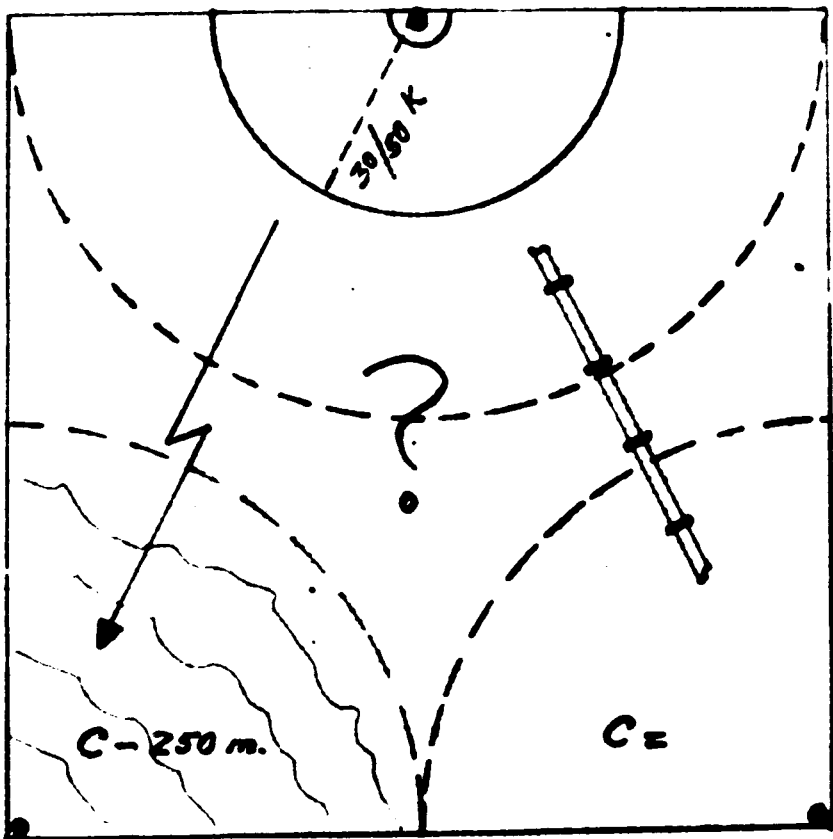
1 Kw x h.

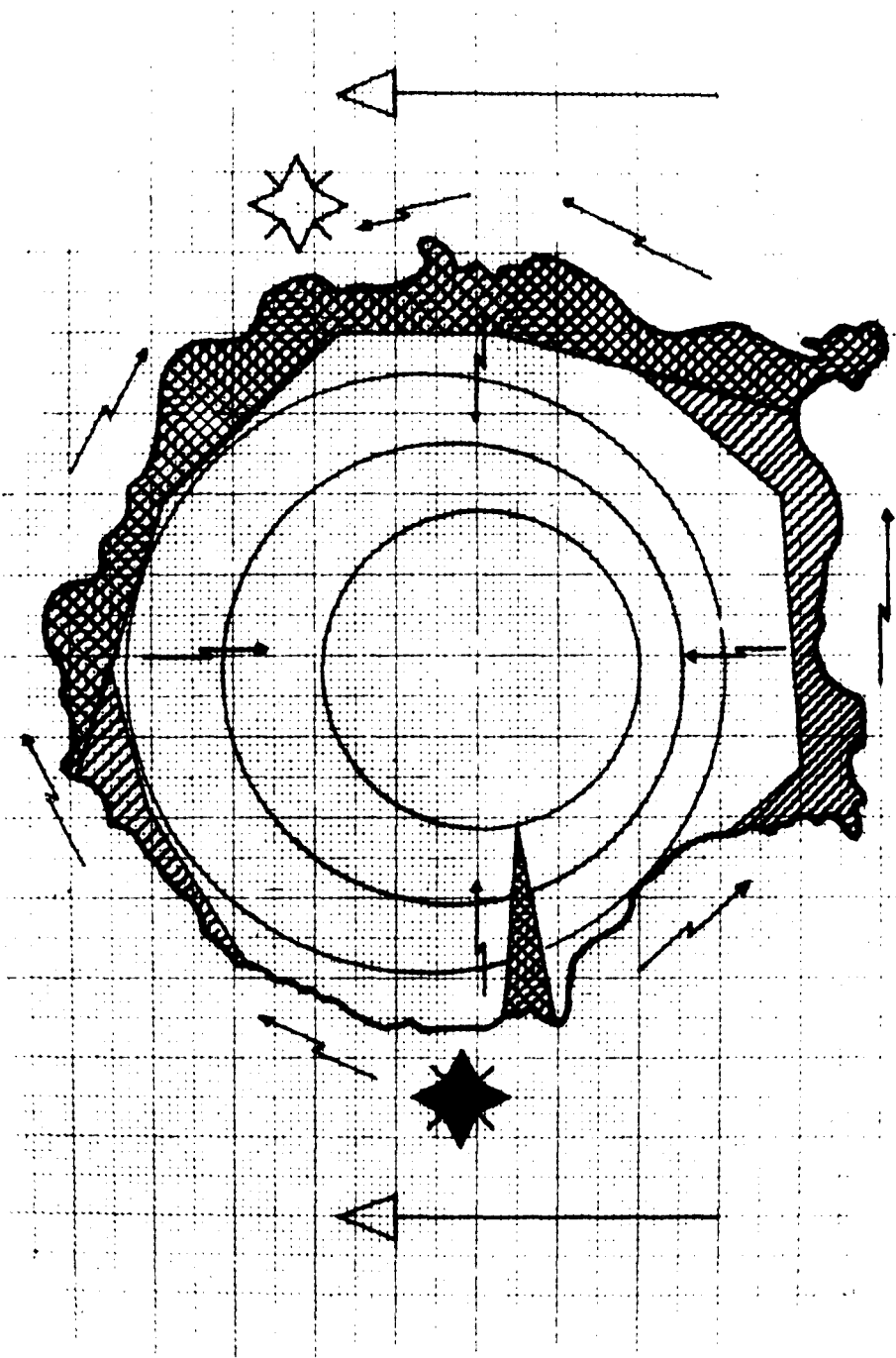
= 1 @ 2 PTS.

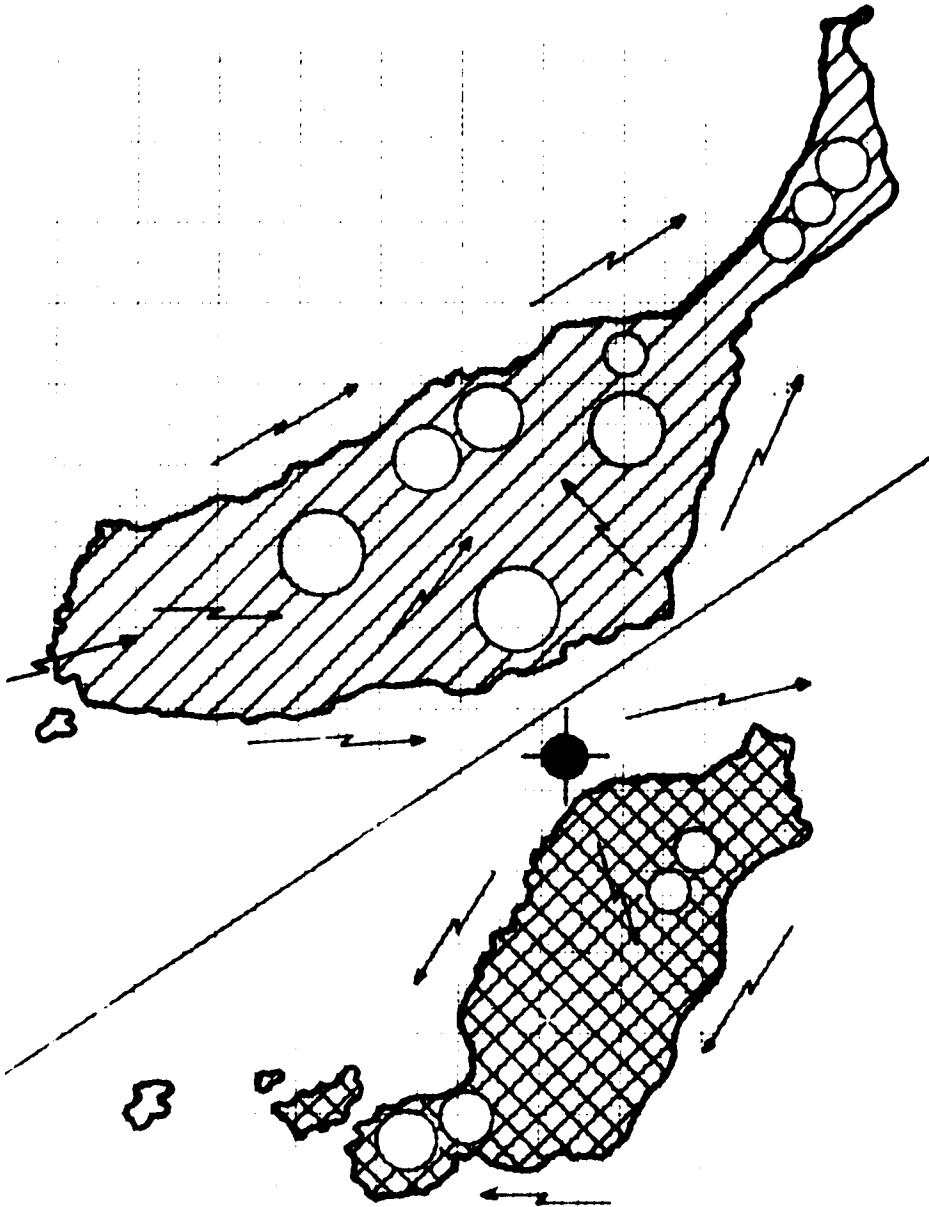
18 Kw x h.

= 18 @ 36 PTS.









Futuro de la energía tradicional en las Islas Canarias

JOSE LUIS ARAMBURU MAQUA
JOSE IGNACIO GAFO FERNANDEZ
JOSE MARIA MARIN QUEMADA

1. INTRODUCCION

Resulta incuestionable que la energía constituye un motor del desarrollo, y que el crecimiento potencial del Producto Bruto de cualquier zona geográfica está íntimamente interrelacionado con la disposición, también potencial, de energía en condiciones de disponibilidad y coste adecuadas.

Hasta hace unos años, e incluso actualmente, el indicador más comprensivo del crecimiento económico de un territorio, ha sido el Producto Regional Bruto (PRB), asociándose sus incrementos a unas más amplias oportunidades de empleo y en suma, a un mayor bienestar regional, ignorándose, sin embargo, términos tan absolutamente trascendentes como el de «la calidad de la vida» o el «bienestar social».

En un intento de obviar esta situación, economistas como Nordhaus y Tobin*, partidarios de una nueva ortodoxia, han propuesto un indicador, el MEW, que sustituiría, o cuando menos, complementaría al PRB que, en definitiva, no pasa de ser una medida de la producción y, por tanto, un instrumento inadecuado para evaluar el crecimiento del bienestar. En términos muy simplificados, la formulación del MEW sería:

$$MEW = PRN + X + Y$$

En donde PRN representa el producto regional neto, X el valor del ocio y de las actividades no computadas por el mercado (como el trabajo doméstico o los servicios recibidos del Gobierno) e Y, las partidas negativas asociadas al crecimiento que se introducirían en la fórmula con su signo.

En definitiva, lo que debe pretenderse a nivel regional es la consecución de un crecimiento racional, en donde se maximice el bienestar y paralelamente se minimicen los costes, económicos y sociales, inherentes al proceso.

En este sentido, en Canarias, adquiere realce extraordinario el tema de la energía, que está

Is Growth obsolete? Nordhaus y Tobin NBER 1972. Economic Growth and Environmental Decay. Barkley y Beckler N.Y. 1972.

llamado a ser no solamente factor condicionante, sino también elemento remodelador en el proceso de crecimiento de las islas, en las tasas que de éste se alcancen, y en la calidad de los resultados obtenidos. De la correcta planificación y utilización futura de las fuentes de energía, tradicionales o no, va a depender en buena medida, algo tan trascendente para todos los habitantes de esta región, como su futuro bienestar social.

Esta comunicación tiene como objeto mostrar una posible evolución del consumo energético en el archipiélago, analizando en qué sectores y aplicaciones concretas, las energías no convencionales pueden sustituir con ventaja a las originadas en el petróleo.

2. PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA Y SUSTITUIBILIDAD POR FUENTES NO CONVENCIONALES

El Plan Energético Nacional emitido por el Ministerio de Industria a principios de 1975 englobaba en sus cifras, tanto históricas como en su proyección de futuro, la totalidad del territorio nacional sin hacer mención de forma expresa a las peculiaridades neográficas y energéticas de las distintas regiones españolas. El Plan, que preveía su actualización bianual, está en la actualidad en fase de revisión como anunció recientemente el Ministro de Industria, revisión que previsiblemente saldrá a la luz pública a lo largo del primer trimestre de 1977. En ella, y por lo que respecta al capítulo del petróleo, se ha tratado de hacer hincapié fundamentalmente en los condicionantes locales de cada región y de modo principal, como detalle interesante para este Simposium, en los condicionantes del archipiélago canario.

Es de todos los asistentes conocido, y se ha dicho por técnicos en las diferentes materias a lo largo de toda la semana, las peculiaridades y posibilidades en materia energética de las islas; se ha estudiado la energía eólica, el aprovechamiento de la energía solar en Canarias y el uso de la energía tanto nuclear como geotérmica. A grandes rasgos también se vio en nuestra comunicación anterior la estructura actual energética que está basada en la aportación de origen fósil.

Remitiéndonos otra vez a las palabras del ministro de Industria, las energías no convencionales tienen un largo camino que recorrer antes de que su participación tenga importancia ya no a nivel nacional, sino también regional. En nuestra opinión el razonamiento no es válido trasladado a nivel local o en aplicaciones concretas, lo cual hará que se pueda conseguir un determinado ahorro de energía mediante métodos no convencionales.

Se ha hecho toda esta introducción con objeto de afirmar que, como creemos que nos demostrará el Plan Energético Nacional de 1977, el futuro a medio plazo (10 años) de la energía nacional y más concretamente de la canaria dependerá, como en años anteriores aunque con tendencia regresiva, de la energía fósil.

No puede olvidarse que el origen de esta fuente energética es básicamente externo a España y que su consumo en los años futuros vendrá condicionado por medidas encaminadas a optimar su utilización tratando de minimizar el despilfarro que el país ha hecho de una energía que fue relativamente barata hasta el otoño de 1973 y que se ha convertido en un problema trascendental de nuestra balanza de pagos desde dicha fecha.

El objetivo básico de la planificación energética debe centrarse en la determinación del consumo futuro de energía y sus posibles fuentes de procedencia, sin descuidar las crecientes exigencias inherentes a un planteamiento cada vez más racional de temas tan importantes como la calidad de vida o la degradación del marco ecológico.

Como punto básico de partida de un estudio de este tipo habría que comenzar por estimar el crecimiento económico futuro de la región canaria. Todas las fuentes, tanto oficiales como privadas cifran el crecimiento económico de la renta nacional en un 4 por 100 durante los años 77 al 80 y en 6 por 100 para el período 80-85. Nuestra estimación para la región canaria es que a medio plazo (1977-80) el posible ritmo de crecimiento se situará por debajo del correspondiente a la media nacional, debido a la rigidez de la estructura económica local para adaptarse a los nuevos esquemas económicos; posteriormente a este período el ritmo de crecimiento podría situarse en una tasa ligeramente superior a la media nacional como queda reflejado en el cuadro siguiente. Las razones de este cambio en la tendencia, en nuestra opinión, se encuentran en:

- 1.º Un trasvase de fondos monetarios hacia el archipiélago con objetivos eminentemente de inversión productiva.
- 2.º En el dinamismo amortiguado en la época de estabilización anterior que permitirá, una vez liberado, alcanzar unas tasas de crecimiento superiores a la de regiones con un crecimiento más sostenido.
- 3.º En la progresiva incorporación de la costa occidental de Africa al comercio mundial con las posibilidades que ello representa, debido a la posición estratégica de Canarias.

	1977/80	1980/85
Incremento Renta Nacional.....	4%	6%
Incremento Renta Canaria.....	3%	6,5%

Con los datos históricos presentados en nuestra comunicación de la primera ponencia y con estos incrementos de la renta canaria hemos estimado esta para los años 1977, 1980 y 1985. Asimismo se ha analizado la posible evolución del ratio energía consumida por unidad de renta generada, considerando para el citado período su estabilización a los niveles 1974. Ello nos ha permitido determinar las necesidades de energía para cada uno de los años estudiados que quedan evaluadas en la tabla siguiente:

AÑO	Renta Regional MM Ptas. 1964	Consumo Energía MM Tec
1977	62.688	2.821
1980	68.500	3.083
1985	93.852	4.223

Tras evaluar las necesidades de energía para el período en cuestión vamos a pasar a estudiar los distintos sectores de consumo analizando la posible sustituibilidad de sus actuales fuentes.

En el *sector de las economías domésticas y hoteleras*, la utilización de los gases licuados de petróleo podrá ser sustituida, quizá con ventaja, por energías no convencionales.

Considerando las cifras de consumo de productos petrolíferos del año 1975 se observa que el *sector transporte y pesca* absorbe cerca del 60 por 100 de la totalidad de la energía consumida en el archipiélago. Dado que dichas aplicaciones, a medio plazo, no cuentan con una respuesta tecnológica adecuada para la sustituibilidad del origen de su consumo, no es arriesgado prever que en el plazo considerado las nuevas fuentes de energía no alcanzarán cotas de participación sustancialmente importantes.

Es el *sector industrial* junto con la *potabilización de agua* y la *producción de electricidad* donde tienen en principio un futuro más claro las nuevas fuentes energéticas consideradas a lo largo de este Simposium.

En lo que a la producción eléctrica se refiere hemos calculado para 1985, en base a las series históricas de Renta Regional y producción de electricidad las cotas que previsiblemente se alcanzarán. Las cifras halladas son las siguientes:

	Producción eléctrica 10 Mw-h
1977	1.192
1980	1.313
1985	1.839

La magnitud hallada para 1985 representaría en el caso de una única central nuclear para todo el archipiélago y suponiendo una utilización media de 7.000 horas año, una potencia instalada de 263 Mw cifra muy alejada de los actuales módulos en construcción en el mundo que son de cerca de 1.000. Lo que no puede ni debe descartarse en la aportación local de energía eléctrica en base a otras fuentes no convencionales, aportación en consonancia con las características climáticas y geográficas del archipiélago.

La problemática del costo que va a suponer el establecimiento de nuevas fuentes energéticas, en una situación en la que posiblemente el recurso más escaso va a ser la disponibilidad de capital, obligará necesariamente a realizar laboriosos estudios de rentabilidad económico-social previos a la adopción de cualquier nuevo tipo de energía. Por otra parte es indudable que la, por lo menos hasta ahora, fuente tradicional de suministro energético va a experimentar a lo largo de los años analizados incrementos ininterrumpidos de precios como consecuencia de la postura adoptada por los países productores de petróleo desde octubre de 1973, incrementos que necesariamente habrá que repercutir en el precio final debido a no poder hacerlo en el componente fiscal, como actualmente se hace en otras zonas del mundo.

Todo ello debe constituir un aliciente para la adopción de energías diferenciales, que si bien a lo largo de los próximos años experimentarán un inevitable incremento en su precio, éste deberá ser lógicamente inferior al que sufrirá el petróleo crudo.

Por todo ello en un intento de planificación regional del sector energético deberán evaluarse cuidadosamente las disponibilidades de capital, las implicaciones financieras de un programa de diversificación de fuentes. La incidencia de cada una de estas posibilidades sobre el equilibrio ecológico y el encarecimiento relativo de las fuentes tradicionales de energía, siempre a la búsqueda de la maximización del beneficio económico y social.

Ciclo combinado vapor-gas-potabilización para la instalación del grupo Jinámar IV en el año 1979 en la isla de Gran Canaria

ANTONIO MARRERO BOSCH

INTRODUCCION

Unión Eléctrica de Canarias, S. A. (UNELCO), productora y distribuidora de energía eléctrica en las Islas Canarias, desarrolla su programa de instalaciones de grupos generadores en la isla de Gran Canaria, en la nueva Central Térmica de Jinámar, situada a unos 10 Km. del centro de Las Palmas y que junto con la antigua Central de Guanarteqme, producen la energía eléctrica que se transporte y distribuye en toda la isla. Ambas centrales están unidas por dos líneas de 66 Kw. de unos 14 Km de longitud (Plano n.º 1).

El equipo productivo de la Central de Guanarteme en el año 1975 está constituido por tres pequeñas turbinas de vapor con un total de 18 Mw y cuatro turbinas de gas con una potencia total de 60 Mw.

En la Central de Jinámar el equipo productivo actual (año 75) es el siguiente:

Grupo de Vapor Jinámar	I	33 Mw
Grupo de Vapor Jinámar	II	40Mw
Grupo de Vapor Jinámar	III (en montaje)	40 Mw

Tres grupos Diesel de una potencia unitaria de 10 Mw lo que hace un total de 30 Mw.

El total de potencia propia de Unelco en el año 75 es de 181 Mw.

A ello se ha de sumar la potencia de la planta Dual Municipal o «Potabilizadora» que, situada junto a la Central de Jinámar, alcanza un valor «neto» en barras de Unelco de 16 Mw y una producción máxima de agua de 20.000 m³/24 Kw.

El Excmo. Ayuntamiento de Las Palmas va a iniciar la construcción de la segunda planta potabilizadora, denominada Las Palmas II, mediante la instalación de dos evaporadores con una producción mínima de 18.000 a 20.000 m³/24 h. El vapor necesario para realizar el ciclo, lo tomará de la turbina propiedad de Unelco, del grupo Jinámar I, equipada exprofeso con una extracción intermedia de vapor. Ello reducirá la capacidad de este grupo a 25 Mw.

Desde ahora y para prever las necesidades de vapor de la tercera potabilizadora Las Palmas III, que el Excmo. Ayuntamiento construirá en fecha aún no precisada, el grupo de vapor Jinámar IV que Unelco proyecta poner en servicio en el año 1979 estará provisto también en su turbina de una extracción de vapor intermedia, concretamente en el tramo de baja presión de la misma, ya que la presión a que se ha de suministrar el vapor a los evaporadores será de 3,2 a 3,5 Kg/cm².

El presente estudio pretende ver la posibilidad de realizar un ciclo combinado vapor-gas en la

instalación del Grupo Jinámar IV, que como hemos dicho necesariamente ha de estar preparado para potabilizar, utilizando como máquinas de gas las que actualmente posee Unelco. Esta instalación será conveniente si la estabilidad del sistema, el coste del Kw/h y el precio del m³ en su conjunto, o bien alguna de ellas resulta mejorado en comparación con una instalación dual del tipo Jinámar I y máquinas de gas, trabajando, como actualmente, por separado.

Para ello dividiremos este estudio en cuatro partes:

- 1.ª Parte: Tamaño de los grupos a instalar para cubrir la demanda en el periodo 79-81.
- 2.ª Parte: Elección de la turbina.
- 3.ª Parte: Estudio económico comparado de los costos de energía eléctrica con ciclo normal-potabilización o ciclo combinado-potabilización.
- 4.ª Parte: Descripción de las instalaciones y justificación de sus elementos.

PRIMERA PARTE

TAMAÑO DE LOS GRUPOS A INSTALAR PARA CUBRIR LA DEMANDA EN EL PERIODO 78-81

1. Demanda de potencia y energía

La previsión de las demandas de potencia y energía en Gran Canaria ha sido estudiada por Auxiesa («Previsión del desarrollo eléctrico de las Islas Canarias 1973-1983 — III Fase Segunda: Previsión de las centrales a instalar. Septiembre 1973») de la que se han tomado los siguientes datos:

Puntas máximas y curvas de puntas máximas
Promedio
Valle mínimo

Estas tablas y gráficos se incluyen a continuación (Tablas n.º 2 y Gráfico n.º 3).

2. Elección de la potencia del grupo Jinámar IV

Fijadas ya la potencia de los grupos Jinámar (ya en servicio) y Jinámar III (en montaje) que serán de 40 Mw cada uno, resta por elegir la potencia del grupo Jinámar IV y el tipo de turbina ya que este grupo, necesariamente, ha de ser dual.

Para fijar la potencia del grupo estudiaremos la estabilidad del sistema, según cada tamaño de grupo Jinámar IV y el costo de Kw/h producido por Jinámar IV, trabajando en el régimen de carga que le corresponda según la causa de demanda diaria.

Es de señalar que en el estudio que se sigue se supone que el acoplamiento de la potabilizadora Las Palmas III al grupo Jinámar IV no se producirá hasta el 31 de diciembre de 1981, fecha en la que, asimismo, entrará en servicio el Grupo Jinámar V.

3. TAMAÑO DEL GRUPO SEGUN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA

Del estudio de Auxiesa citado (Tablas n.º 2 y gráfico n.º 3), obtenemos, mediante medios aritméticos para los años 78, 81 y 83 y mediante interpolencia para los años 79, 80 y 82, los siguientes valores promedio diario y mínimo diario, que junto con las puntas máximas nos permite hacer el siguiente cuadro. La columna «Pot» conectada, se consideran, según los casos, las siguientes potencias:

Potabilizadora	=	Pot.	=	16 Mw
Jinámar Vapor I	=	J.1	=	25 Mw
Jinámar Vapor II	=	J.2	=	40 Mw
Jinámar Vapor III	=	J.3	=	40 Mw
Jinámar IV	=	J.4	=	60-80 Mw
Jinámar Diesel	=	30	=	30 Mw
Guanarteme Vapor	=	Gv.	=	18 Mw
Guanartema Gas	=	4 Gg.	=	60 Mw

3.1 Año 79:

	<u>Demanda en Mw</u>	<u>Potencia conectada en Mw</u>		<u>Demanda/ Pot. conectada</u>	
40 Mw	Máx.	205Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 × Jo + Gg	=	221	0,93
	Promedio ...	117Pot. + J1 + J2 + J3 + J4	=	161	0,73
	Min. Valle ..	81Pot. + J1 + J2 + J3 + J4	=	161	0,50
60 Mw	Máx.	205Pot. + J1J2 + J3 + J4 + Gv + Gg	=	237	0,87
	Promedio ...	117Pot. + J1J2 + J4	=	141	0,83
Min.	Valle	81Pot. + J1 + J2 + J4	=	141	0,57
80 Mw	Máx.	205Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 + 2D + Gg	=	238	0,87
	Promedio ...	117Pot. + J1 + J2 + J4	=	161	0,73
	Valle	81Pot. + J1 + J2 + J4	=	161	0,50

En el caso de 40 Mw la estabilidad es aceptable puesto que el grupo mayor representa el 25 por 100 de la potencia conectada en el caso más favorable del valle y en caso de desconexión sólo se estará en defecto, en la punta. No hace falta embotellar caldera en Jinámar y el coeficiente de carga es bueno. Guanarteme vapor permanece en reserva y sólo se utilizarán 2 máquinas de gas en la punta. En el caso de desconexión sólo se está en defecto en la punta.

En el caso de 60 Mw la estabilidad ya no es buena, puesto que el grupo mayor representa el 43 por 100. Como en el caso anterior sólo se está en defecto en la punta (se podría paliar con 17 Mw de potencia rodante correspondiente a gecós). Han de embotellarse calderas en Guanarteme y en Jinámar y el coeficiente de cargas es mejor que el anterior. En el caso de desconexión se está en defecto en la punta y parte del día.

En el caso de 80 Mw la estabilidad sería mala, puesto que el grupo mayor representa al 50 por 100 de la carga en el Valle y durante el día. Como en los casos anteriores se está en defecto en las puntas y en el promedio, aunque por el tamaño del grupo en este caso en el que peores condiciones se está ya que para cubrir el defecto del grupo habría de tenerse una reserva abundante de tres turbinas de gas; un gecós, un Olympus y un Avon: en caso de desconexión se está en defecto en la punta pero con más peligrosidad (posibilidad de cero) que los casos anteriores. Han de embotellarse calderas en Guanarteme. El coeficiente de cargas no es bueno en el Valle, por lo que para mejorarlo habría de embotellarse en Jinámar, la caldera de J2 ó J3.

Como conclusión, para este año, parece el más indicado el grupo de 60 Mw.

En el caso de 80 m la estabilidad sería mala, puesto que el grupo mayor representa el 50 por 100 de la carga en el Valle y durante el día. Como en los casos anteriores se está en defecto en la punta y en el promedio, aunque por el tamaño del grupo es este caso en el que peores condiciones se está ya que para cubrir el defecto del grupo habría de tenerse una reserva sobrante de tres turbinas de gas (un gecós, el Olympus y el Avon), en caso de desconexión se está en defecto en la punta todo el día y vemos justo la media de tres turbinas de gas. Es necesario embotellar una caldera en Jinámar y el coeficiente de cargas es aceptable. Como conclusión y considerando el factor «estabilidad» el tamaño más conveniente de grupo sería 40 Mw y aceptable 60 Mw.

3.2 Año 80:

<u>Mw</u>	<u>Demanda en Mw</u>	<u>Potencia conectada en Mw</u>	<u>Demanda/ Pot. conectada</u>
40 Mw	Máx. 228	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 + 3D + Gv + Jg = 244	0,93
	Promedio ... 129	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 = 161	0,80
	Valle 90	Pot. + J1J2 + J3 + J4 = 161	0,56
60 Mw	Máx. 228	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 + 3D + Gv + 1Gg = 246	0,93
	Promedio ... 129	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 = 181	0,72
	Valle 90	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 = 181	0,50
80 Mw	Máx. 228	Pot. + J1J2 + J2 + J3 + J4 + 3D + Gv + 1Gg = 266	0,86
	Promedio ... 129	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 = 201	0,64
	Valle 90	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 = 201	0,45

En el caso de 40 Mw la estabilidad es aceptable puesto que el grupo mayor representa el 25 por 100 de la potencia conectada, en el caso más desfavorable del Valle. En caso de desconexión se está en defecto en la punta y durante el día. Han de embotellarse calderas en Guanarteme, pero no en Jinámar. El coeficiente de carga es bueno. Se utiliza una máquina de gas en la punta.

En el caso de 60 Mw la estabilidad está en el límite y puede aceptarse ya que el grupo mayor representa el 33 por 100 de la potencia conectada en el caso más desfavorable del Valle. En el caso de desconexión sólo se está en defecto en la punta. Han de embotellarse calderas en Guanarteme, pero no en Jinámar. El coeficiente de carga sigue siendo bueno. No es necesario utilizar máquinas de gas en la punta.

En el caso de 80 Mw la estabilidad no es buena, puesto que el grupo mayor representa el 40 por 100 de la potencia conectada en el Valle y durante el día. En el caso de desconexión sólo se está en defecto en la punta pero con más peligrosidad (posibilidad de cero) que los casos anteriores. Han de embotellarse calderas en Guanarteme y el coeficiente de cargas no es bueno en el Valle, por lo que para mejorarlo habría de embotellarse en Jinámar la caldera de J2 ó J3.

Como conclusión, para este año, parece el más indicado el grupo de 60 Mw.

3.3 Año 81:

<u>J4</u>	<u>Demanda en Mw</u>	<u>Potencia conectada en Mw</u>	<u>Demanda/ Pot. conectada</u>
40 Mw	Máx. 251	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 + Jd + 4Gg = 269	0,93
	Promedio ... 141	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 = 161	0,87
	Mín. 99	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 = 161	0,61
60 Mw	Máx. 251	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 + JD + Jv + 2 Gas (G + A) = 256	0,98
	Promedio ... 141	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 = 181	0,78
	Mín. 99	Pot. + J1 + J2 + J3J4 = 181	0,55
80 Mw	Máx. 251	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 + JD + 1Gg (geco) = 266	0,95
	Promedio ... 141	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 = 201	0,70
	Mín. 99	Pot. + J1 + J2 + J3 + J4 = 201	0,49

En el caso de 40 Mw la estabilidad es aceptable, pues el grupo mayor representa como en casos anteriores el 25 por 100 de la Potencia conectada, tanto durante el día como en el Valle nocturno. Han de embotellarse calderas en Guanarteme pero no en Jinámar. Se utilizan 4 máquinas de gas

en la punta y **no hay reserva de potencia**. En el caso de demanda se cita en defecto en las puntas y durante el día.

En el caso de 60 Mw la estabilidad está en el límite aceptable ya que, como en el año 80, el grupo mayor representa el 33 por 100 de la potencia conectada en los casos más desfavorables. Han de embotellarse calderas en Guanarteme pero no en Jinámar. En el caso de desconexión se está en defecto en la punta y parte del día. La reserva es del 55 por 100 del grupo mayor y se utilizan dos máquinas de gas en parte. El coeficiente de carga es bueno.

En el caso de 80 Mw la estabilidad no es buena, puesto que el grupo mayor representa (cómo será el año 80) el 409 por 100 de la Potencia conectada en el Valle y durante el día. En el caso de desconexión se está en defecto a la punta y parte del día (la posibilidad de cero en la punta es la mayor). La reserva es del 53 por 100 del grupo mayor y se utiliza en la punta es la mayor). La reserva es del 53 por 100 del grupo mayor y se utiliza una máquina de gas en la punta. El coeficiente de carga es bueno.

Año 81:

Como conclusión para este año parece el más indicado el grupo de 60 Mw.

3.4 Tamaño del grupo Jinámar

Como resumen general para estos tres años y bajo el punto de vista de la estabilidad y seguridad del servicio, el tamaño más conveniente de grupo parece ser el de 60 Mw, ya que el único que reúne la mayor cantidad de requisitos para los tres años. Quedan descartados los otros dos tamaños 40 y 80 Mw; el primero por resultar pequeño al no tener reserva en el año 81 y el segundo, por ser demasiado grande para la estabilidad del sistema productivo y resultar, por tanto, una explotación no fiable.

4. TAMAÑO DEL GRUPO SEGUN EL COSTO DEL KWH

Haremos la comparación solamente entre grupo de 60 Mw y grupo de 80 Mw, ya que hemos descartado el de 40 Mw por la razón antes apuntada, de su pequeñez que obligaría a trabajar el año 81 sin reserva alguna.

4.1 Costo medio del Kw/h producido por el sistema productivo, siendo Jinámar IV de 60 Mw

El costo del Kw/h estará compuesto por los sumados debido a:

Combustible, amortización, mantenimiento, personal y varios.

Todos los precios y valor adquisitivos del dinero corresponden al año 75. No se considera el interés del dinero.

4.1.1 Combustible

La incidencia del combustible es función, entre otras variables, del régimen de carga de cada grupo. En nuestro caso éste régimen de cargas lo calculamos para un valor medido anual obtenido con el porcentaje de carga diario que para cada año hemos señalado anteriormente en el apartado 3. Este porcentaje de carga (Demanda/Potencia conectada) lo consideramos uniformemente repartido entre todas las máquinas, lo que no responde a la realidad de la explotación, pero es válido para nuestro estudio.

El procedimiento para calcular la producción de cada máquina es el siguiente:

- a) La constitución de la curva diaria de cargas en tales casos. El Valle dura 6 horas; el período diurno 14 horas, y la punta dura 4 horas.

- b) El valor medio de la producción bruta diaria del día lorable equivalente, obteniendo del citado estudio de Auxiesa (pág. 4-8) mediante medias aritméticas, para los años 78 y 81 e interpolación para los años 79 y 80.
- c) La producción del Valle, diaria y punta se obtiene por la siguiente fórmula:

$$P_{md} = 6C_v + 14 C_d + 4C_p = P_v + P_d + P_p$$

con lo que,

P_{md} = Producción media diaria

C_v = Carga horaria-media del Valle; $6C_v = P_v$ producc. Valle

C_d = Carga horaria diurna; $14 C_d = P_d$ Prod. diurna

C_p = Carga horaria de punta; $4 C_p = P_p$ Prod. punta

y $C_v = C_d = C_p$, es decir, las relaciones entre Valle, día y punta son 1, 1,5 y 2,8.

Resolviendo el sistema de ecuación anterior obtenemos las producciones del Valle; diaria y punta, así como las producciones horarias.

La producción de cada máquina se obtiene repartiendo mediante los coeficiente de carga demanda/potencia conectada.

De acuerdo con ello formaremos los siguientes cuadros.

4.1.1.1.

AÑO 1979

Producción media diaria equivalente E = 2.746 Mwh = P_v + P_d + P_p, 432 Mwh + × .514 Kwh + 800 Kwh.

Potencia máxima conectada en la punta = 237 Mw.

	PRODUCCION Mwh/día			CONSUMO Kcal/Kwh				CONSUMO COMBUSTIBLE				Tm/gas oil/día	Valor en pesetas
	Valle	Diurn.	Punta	0,57	Tm fuel-oil/día			Valle	Diurno	Punta	Total		
					Valle	0,83 día	0,87 punt.						
Pot. =	49	172	54										
J ₁ =	77	268	84		2.482	2.397	2.395	19,1	64,2	20	103,3		
J ₂ =	122	430	135		2.448	2.368	2.364	29,8	103	31,9	164,7		
J ₃ =	—	—	135				2.364			31,9	31,9		
J ₄ =	184	642	208		2.334	2.259	2.258	42,9	144,5	46,9	234,3		
3D =	—	—	67				2.170			14,6	14,6		
G _v =	—	—	60				2.672			16	16		1.800.000
1C _g =	—	—	57				3.600					20,5	166.000
	432	1.514	800						564,8			20,5	1.966.000

La producción anual será el resultado de multiplicar la producción BRUTA media del día laborable equivalente antes indicada por el número de días laborables equivalente de cada año (ver tabla 5). Para el año 1979 será 2.746 Mwh x 351,1 = 965 Gwh.

El coste anual del combustible en pesetas será, análogamente, 1.966.000 x 351,1 = 6990 x 10⁶ ya que se mantienen los valores actuales, o sea 3.200 pesetas/Tm de fuel-oil y 6,75 pesetas/litro de gas-oil (8,09 ptas/kg).

Los consumos específicos de los grupos de vapor se han obtenido de la obra de gappert «Centrales de Vapor» en la página 63 y siguiente, fijando una presión de vapor para el grupo de 60 Mw de 87 kg/cm² y para el de 80 Mw de 100 kg/cm². Los grupos de 33 (25) Mw se toman las actuales de 60 kg/cm².

Las cifras no incluidas en la tabla se han obtenido por interpolación lineal.

Los consumos específicos de los grupos diésel de la curva de consumos suministrados por Astilleros Españoles (curva D 808/141) gráfica 6.

Los consumos específicos de las máquinas de gas obtenidos del mensual de los Gecos suministrados por General Electric Co. (curva 3991 HB 3 13). Gráfico 7.

4.1.1.2.

AÑO 1980

Producción como para el año 1979 y tenida en cuenta la distribución de la producción según el apartado 3.2—, tenemos

Potencia máxima conectada en punta = 246 Mw

Producción media diaria = 3.037 Mwh = 47,6 Mwh + 1673 Mwh + 888 Mwh

	PRODUCCION Mwh/día			CONSUMO Kcal/Kwh			CONSUMO COMBUSTIBLE					Valo		
	Valle	Diurno	Punta	0,50	Valle	0,72 día	0,93 punt.	Valle	Diurno	Tm fuel-oil/día			Tm/gas-	pesetas
Pot. =	42	148	58											
J ₁ =	66	230	90		2.512	2.418	2.390	16,6	55,7	21,5	93,8			
J ₂ =	105	370	144		2.476	2.308	2.359	26	88,5	34	148,5			
J ₃ =	105	370	144		2.476	2.388	2.359	26	88,5	34	148,5			
J ₄ =	158	555	219		2.362	2.275	2.253	37,2	126,2	49,3	212,7			
3D =	—	—	108				2.170			23,7	23,7			
G _v =			64				2.672			17,1	17,1	=644,3		2.060.000
G _{gas} =			61				3.520						21,5	
	476	1.763	888							644,3			21,5	2.233.800

Análogamente que para el año 1979 la producción anual será: 3.037 Kwh x 351,1 = 1.060 Gwh.

El costo anual de combustible será: 2.233.800 x 351,1 = 785 x 10⁶ pesetas.

El combustible es fuel-oil para las máquinas de vapor y diésel (en estos últimos no se ha tenido en cuenta el consumo de gas-oil en el arranque y las paradas) y gas-oil para los demás grupos de gas. El precio del combustible es el vigente para el año 1975, mes de junio. El poder calorífico del fuel-oil es 10.000 Kcal/kg y el del gas-oil 10.500 Kcal/kg.

AÑO 1981

Procediendo análogamente y teniendo en cuenta la distribución de la producción según el apartado 3.3, tenemos:

Producción media diaria: 3.330 Mwh = 520 Mwh + 1.833 Mwh + 977 Mwh

Potencia máxima conectada en punta: 256''

	PRODUCCION Mwh/día			CONSUMO COMBUSTIBLE								
	PRODUCCION Mwh/Día			CONSUMO Kcal/Kwh			Tm fuel-oil/día			Tm gas-	Valor en	
Pot. =	46	162	61									
J ₁ =	72	253	95	2.491	2.491	2.402	2.384	17,9	60,8	22,6	101,3	
J ₂ =	115	405	153	2.456	2.373	2.353	28,2	96,1	36	160,3		
J ₃ =	115	405	153	2.456	2.373	2.353	28,2	96,1	36	160,3		
J ₄ =	172	608	229	2.342	2.262	2.252	40,3	137,6	51,6	229,5		
3D =			114			2.170			24,8	24,8		
G _v =			68			2.672			18,2	18,2	total....	2.220.000
2G _g =			104			3.520					36,6	296.000
	1.833	977	977	3.330						694,4	36,6	2.516.000

Procediendo como en el año 1979, resulta:

Procediendo como en el año 1979, resulta:

Producción anual: 3.330 Mwh · 351,6 = 1.165 Gwh.

Costo anual de combustible: 2.516.000 × 351,6 = 884 × 10⁶ pesetas.

4.1.2 Amortización

Será la misma para los años 1979, 1980 y 1981. Para las máquinas ya en servicio las obtendremos del Balance al 31 de agosto de 1975 multiplicando el valor mensual por 12. Para los grupos J₂, J₃ y J₄ lo obtendremos aplicándole a la inversión presupuesta un 6,2 por 100 anual, que es el valor medio de la amortización de maquinaria actual en Unelco.

De acuerdo con ello tenemos:

Inversión presupuestada: J₂ -- 673 × 10⁶ pesetas
 J₃ -- 749 × 10⁶ pesetas
 J₄ -- 1.080 × 10⁶ pesetas

Valor de la ampliación:

Guanarteme Vapor -- 1,75 × 12 -- 21,10⁶ pesetas.
 Guanaterme gas 3 Olímpus 0,55 × 10⁶ × 12 = 6,6 × 10⁶
 Guanarterme Avon 0,42 × 10⁶ × 12 = 5,4 × 10⁶
 Guanarterme 2 gecos 2 × 10⁶ × 12 = 24 × 10⁶

	Total Guanarteme Gas -- 27,8 × 10 ⁶	27,8 × 10 ⁶	
Jinámar Diésel	-- 3,18 X 10 ⁶ X 12	--	28,2 × 10 ⁶ »
Jinamar Vapor I	2,55 × 10 ⁶ × 12	--	30,6 × 10 ⁶ »
Jinámar Vapor II	6,2 × 673 × 10 ⁶	--	41,6 × 10 ⁶ »
	100		
Jinámar Vapor III	6,2 × 749 × 10 ⁶	--	46,4 × 10 ⁶ »
	100		
Jinámar Vapor IV	6,2 × 1080 × 10 ⁶	--	67 × 10 ⁶ »
	100		
	Total amortización		272,6 × 10 ⁶ »

4.1.3 Mantenimiento

Se supone es el mismo a lo largo de los años.

Los gastos de mantenimiento para los grupos en servicio los obtendremos del balance al 31 de agosto antes citado multiplicándolo por 3/2 con lo que obtendremos los gastos de un año. Para los grupos J₂, J₃ y J₄ haremos una simple proporción de acuerdo con su potencia. (Los gastos de mantenimiento de nuestro balance son realmente la sumade los conceptos «mantenimiento» + «materiales»). Para las máquinas de gas se ha ponderado el cambio de generador de gas, que se realiza aproximadamente y según nuestro régimen de trabajo, cada tres años.

$$\text{Guanartema vapor: } (3,51 + 4,18) \frac{3}{2} \times 10^6 \dots\dots\dots 11,5 \times 10^6 \text{ Ptas.}$$

Guanarterme gas:

$$\text{Olympus } (3,15 + 0,1) \frac{3}{2} \times 10^6 = 5 \times 10^6$$

$$\text{Avon } (7,89 + 0,07) \frac{3}{2} \times 10^6 = 12 \times 10^6 = 4 \times 10^6$$

$$\text{Gecos } (0,053 + 0,422) \frac{3}{2} + 6 = 6,72 \times 10^6$$

$$\text{Total gas: } 15,72 \times 10^6 \text{ } 15,7 \times 10^6 \text{ PTAS.}$$

$$\text{Jinámar Diésel: } (0,809 + 2,65) \frac{3}{2} \times 10^6 \text{ } 5,2 \times 10^6 \text{ »}$$

$$\text{Jinámar Vapor I: } (4,99 + 8,7) \frac{3}{2} \times 10^6 \text{ } 20,4 \times 10^6 \text{ »}$$

Jinámar Vapor II: $20,4 \times 10^6 \frac{40}{33}$	—————	$24,8 \times 10^6$	»
Jinámar Vapor III: $20,4 \times 10^6 \frac{40}{33}$	—————	$24,8 \times 10^6$	»
Jinámar Vapor IV: $20,4 \times 10^6 \frac{60}{33}$	—————	$37,2 \times 10^6$	»
Total mantenimiento		$139,6 \times 10^6$	»

4.1.4 Personal

Igual que en conceptos anteriores se supone es el mismo para los años 79, 80 y 81.

Para calcular los gastos de personal, tendremos en cuenta, asimismo, el Balance antes citado para los grupos en servicio, aumentado en la ampliación de la plantilla necesaria para el servicio de los grupos II, III y IV.

Guanartema vapor	$15,1 \times \frac{3}{2} 10^6$	$22,6 \times 10^6$
Guanarteme gas				
Guanarteme gas	$3,2 \times \frac{3}{2} 10^6$	$4,8 \times 10^6$
Jinámar diesel	$5,07 \times \frac{3}{2} 10^6$	$7,6 \times 10^6$
Jinámar vapor I				
Jinámar vapor I	$15,6 \times \frac{3}{2} 10^6$	$23,4 \times 10^6$
Jinámar II, III y IV	—————		$23,4 \times 10^6$	$81,8 \times 10^6$ Pts.

4.1.5 Gastos varios

Se recoge aquí los impuestos y otros gastos. En la citada estadística. En el citado Balance estos conceptos significan el 0,2 por 100 del total por lo que tendremos en cuenta.

4.1.6 Costo del Kw/h.

De acuerdo con los gastos parciales antes calculados y que lo son en pesetas del año 75, nos resulta:

4.1.6.1 AÑO 1979:

Producción: 965 Gwn

Gastos:	4.1.1.1	Combustible.....	$690,0 \times 10^6$	Ptas.
	4.1.2	Amortización.....	$272,6 \times 10^6$	«
	4.1.3	Mantenimiento....	$139,6 \times 10^6$	«
	4.1.4	Personal.....	$81,8 \times 10^6$	«
			<hr/>	
			$1.184,0 \times 10^6$	« 1.184×10^6

Luego el costo medio del Kw/h producido será:

$$\text{Costo Kw/h año 1979} = \frac{1.184 \times 10^6}{965 \times 10^6} = 1,23 \text{ ptas.}$$

4.1.6.2 AÑO 1980

Producción: 1.060 Gwh.

Gastos:	4.1.1.2	Combustible	785 × 10 ⁶	
	4.1.2	Amortización	272,6 × 10 ⁶	
	4.1.3	Mantenimiento	139,6 × 10 ⁶	
	4.1.4	Personal	81,8 × 10 ⁶	
			1.279,0 × 10 ⁶	1.279 × 10 ⁶ Ptas.

$$\text{Costo Kw/h año 81} = \frac{1.279 \times 10^6}{1.060 \times 10^6} = 1,20 \text{ Pesetas}$$

4.1.6.3 AÑO 1981

Producción: 1.165 Gwh.

Gastos:	4.1.1.3	Combustible	884 × 10 ⁶	
	4.1.2	Amortización	272,6 × 10 ⁶	
	4.1.3	Mantenimiento	139,6 × 10 ⁶	
	4.1.4	Personal	81,8 × 10 ⁶	
			1.378,0 × 10 ⁶	1.378 × 10 ⁶ Ptas.

$$\text{Costo Kw/h año 81} = \frac{1.378 \times 10^6}{1.165 \times 10^6} = 1,18 \text{ ptas.}$$

4.2 Costos medios del Kw/h producido por el sistema productivo siendo Jinámar IV de 80 Mw

Procederemos análogamente que para el caso de 60 Mw y consideraremos los conceptos de combustible, amortización, mantenimiento y personal.

4.2.1 Combustible

De acuerdo con los porcentajes de carga señalados en los apartados 3.1, 3,2 y 3.3, formaremos para cada año los cuadros similares al caso de 60 Mw.

4.2.1.1.

AÑO 1979:

Producción media diaria equivalente = 2.746 Mwh = P_v + P_d + P_i 432 Mwh + 1.514 Kwh + 800 Kwh.

Potencia máxima conectada en la punta = 237 Mw.

	PRODUCCION Mwh/día			CONSUMO Kcal/Kwh			CONSUMO COMBUSTIBLE					
	Valle	Diurno	Punta	0,50 Valle	0,73 día	0,87 Punta	Valle	Tm. fuel-oil/día		Total	oil/día	pesetas
Pot. =	43	151	54									
J ₁ =	67	236	85	2.512	2.418	2.364	16,8	57,2	20,4	94,4		
J ₂ =	108	377	134	2.476	2.388	2.364	26,8	90	31,8	148,6		
J ₃ =			134			2.364			31,8	31,8		
J ₄ =	214	750	268	2.272	2.240	2.203	48,7	168	59,2	275,9		
2D =			67		q	2.170			14,6	14,6	total =	1.810.000
1G _g =			58			3.600						
	431	1.514	800							565,3		1.979.500

La producción anual será la misma indicada en 4.1.1.1, o sea, 965 Gwh.

El costo anual del combustible, siendo 351,1 el número de días laborables equivalentes, sea: 1.979.500 × 351,1 = 695.10⁶ pesetas.

4.2.1.2.

AÑO 1980:

Producción media diaria equivalente = 3.037 Mwh = 476 Mwh + 1.673 + 888 Mwh

Potencia máxima conectada = 266 Mwh.

	PRODUCCION Mwh/día			0,45 Valle	0,64 día	0,86 Punta	Valle	Diurno	Punta	Total	oil/día	Pesetas
	Valle	Diurno	Punta									
Pot. =	38	133	54									
J ₁ =	59	209	84	2.569	2.452	2.395	15,2	50,6	19,9	85,7		
J ₂ =	95	333	134	2.534	2.420	2.366	24,1	80,6	31,8	136,5		
J ₃ =	95	333	134	2.534	2.420	2.366	24,1	80,6	31,8	136,5		
J ₄ =	189	665	265	2.331	2.252	2.206	44,1	150	58,6	252,7		
3D =			100			2.190			21,9	21,9		
G _v =			60			2.700			16,2	16,2	Total =	2.080.000
1G _g =			57			3.640						168.500
	478	1.672	888							649,5		2.248.500

La producción anual será la misma indicada en 4.1.1.2, o sea, 1.060 Gwh.

El coste anual de combustible, siendo 351,1 el número de días laborables equivalente será: $2.248.500 \times 351,1 = 790 \times 10^6$ pesetas.

4.2.1.3.

AÑO 1981:

Producción media diaria equivalente = 3.330 Kwh = 520 Mwh + 1.833 Mwh + 977 Mwh.

Potencia máxima conectada en la punta = 266 Mw.

PRODUCCION Mwh/día												
	Valle	Diurno	Punta	0,49 Valle	0,70 día	0,95 Punta	Valle	Diurno	Punta	Total	oil/día	pesetas
Pot. =	41	146	59									
J1 =	65	228	92	2.524	2.426	2.388	16,4	55,4	22	93,8		
J ₂ =	104	365	147	2.488	2.396	2.357	25,7	87,5	34,7	147,9		
J ₃ =	104	365	147	2.488	2.396	2.357	25,7	87,5	34,7	147,9		
J ₄ =	206	739	293	2.284	2.242	2.181	47,2	164	65	276,2		
3D =			110			2.240			24,6	24,6		
G _v =			66			2.810			18,6	18,6	total =	2.270.000
1G _g =			63			3.640			24		24	194.000

Procediendo como en el año 1979, resulta:

Producción anual: 3.330 Mwh × 351,6 = 1.165 Gwh.

Costo anual de combustible: 2.464.000 × 351,6 = 867 × 10⁶ pesetas.

4.2.2 Amortización

Será la misma para los tres años a considerar.

Las cifras que, sumadas, dan el total de la amortización serán las mismas que las indicadas en el apartado 4.1.2 a excepción del valor de la amortización del Grupo Jinámar IV que será mayor al serlo la inversión, cuyo valor es en este año 1.440×10^6 pesetas. Nos resulta entonces para valor de la amortización.

Guanarteme vapor	21×10^6	Ptas.
Guanarteme gas	$27,8 \times 10^6$	«
Jinámar diesel	$38,2 \times 10^6$	«
Jinámar Vapor I	$30,6 \times 10^6$	«
Jinámar Vapor II	$41,6 \times 10^6$	«
Jinámar Vapor III	$46,4 \times 10^6$	«
Jinámar Vapor IV = $6,2 \cdot 1.440 \cdot 10^6$	$89,4 \times 10^6$	«
	100	
Total amortización	$295,0 \times 10^6$	«

4.2.3 Mantenimiento

Procederemos igual que en el apartado 4.1.3 con la única diferencia de ser el grupo Jinámar IV de 80 Mw en vez de 60 Mw.

Guanarteme Vapor	$11,5 \times 10^6$	Ptas.
Guanarteme Gas	$15,7 \times 10^6$	«
Jinámar Diesel	$5,2 \times 10^6$	«
Jinámar Vapor I	$20,4 \times 10^6$	«
Jinámar Vapor II	$24,8 \times 10^6$	«
Jinámar Vapor III	$24,8 \times 10^6$	«
Jinámar Vapor IV: $20,4 \times 10^6 \frac{80}{33}$	$49,5 \times 10^6$	«
Total matwrias	$151,9 \times 10^6$	«

4.2.4 Personal

Los gastos de personal serán los mismos que para el grupo de 60 Mw ya señalados en el apartado 4.1.4, ya que el aumento de potencia del grupo no supone, en este caso, aumento de personal.

Por tanto, los gastos de personal suman $81,8 \times 10^6$ pesetas.

4.2.5 Costo del Kw/h.

De acuerdo con los gastos parciales antes calculados y que lo son en pesetas del año 75 nos resulta.

4.2.5.1 AÑO 1979

Producción: 695 Gwh.

Gastos:	4.2.1.1	Combustible	695 × 10 ⁶	Ptas.
	4.2.2	Amortización	295 × 10 ⁶	«
	4.2.3	Mantenimiento	151,9 × 10 ⁶	«
	4.2.4	Personal	81,8 × 10 ⁶	«
			<u>1.223,7 × 10⁶</u>	« 1.223,7 × 10 ⁶

Luego el costo medio del Kw/h producido será:

$$\text{Costo Kw/h año 79} = \frac{1.223,7 \times 10^6}{965 \times 10^6} = 1,27 \text{ Pesetas}$$

4.2.5.2 AÑO 1980

Producción: 1.060 Gwh

Gastos:	4.2.1.2	Combustible	790 × 10 ⁶	Ptas.
	4.2.2	Amortización	295 × 10 ⁶	«
	4.2.3	Mantenimiento	1.151,9 × 10 ⁶	«
	4.2.4	Personal	81,8 × 10 ⁶	«
			<u>1.318,7 × 10⁶</u>	1.318,7 × 10 ⁶

$$\text{Costo Kw/h año 80} = \frac{1.318,7 \times 10^6}{1.060 \times 10^6} = 1,24 \text{ Pesetas}$$

4.2.5.3 AÑO 1981

Producción: 1.165 Gwh

Gastos:	4.2.1.3	Combustible	867 × 10 ⁶
	4.2.2	Amortización	295 × 10 ⁶
	4.2.3	Mantenimiento	151,9 × 10 ⁶
	4.2.4	Personal	81,8 × 10 ⁶
			<u>1.395,7 × 10⁶</u>
			1.395,7 × 10 ⁶

$$\text{Costo Kw/h año 81} = \frac{1.395,7 \times 10^6}{1.165 \times 10^6} = 1,20 \text{ Pesetas}$$

4.3 Tamaño del grupo

Como resumen general para estos tres años, incluimos a continuación el cuadro de costos de Kw/h producidos en los diferentes casos y años.

Costo Kw/h en pesetas

	Año 79	Año 80	Año 81
Grupo Jinámar IV de 60 Mw	1,23	1,20	1,18
Grupo Jinámar IV de 80 Mw	1,27	1,24	1,20

Del examen del cuadro anterior se deduce como más ventajoso el grupo de 60 Mw ya que supondría los siguientes ahorros:

Año 79 $28,6 \times 10^6$ Ptas.
 Año 80 $42,4 \times 10^6$ «
 Año 81 $23,3 \times 10^6$ «

5. ELECCION DEL TAMAÑO DE GRUPO

Se elige un grupo de vapor de 60 M ya que los dos conceptos examinados de «Estabilidad del Sistema» y «Costo del Kw/h» arrojan como más conveniente el grupo de 60 Mw en vez del de 80 Mw. Este examen se ha realizado para los años 79, 80 y 81 en lo que el grupo Jinámar IV, que se ha de construir con extracción intermedia para acoplarlo a los evaporadores de la planta desalinizadora Las Palmas III, **no funcionará con extracción.**

En el año 82 se pondrá en servicio la potabilizadora Las Palmas III y entrará asimismo en servicio el grupo de vapor Jinámar V que suponemos se construirá también con extracción intermedia. Parece como más probable que en los años 82 y 83 se repetirá un proceso análogo al de los años 79, 80 y 81 y, **por tanto, el grupo Jinámar Vapor V debe ser igual a Jinámar Vapor IV.** La posible y futura potabilizadora Las Palmas IV entraría en servicio, de acuerdo con los condicionamientos y cadencia actuales, en el año 85.

SEGUNDA PARTE

TIPO DE TURBINA PARA EL GRUPO JINAMAR IV

1. DESCRIPCION

Para elegir el tipo de turbina con extracción regulable supondremos ésta idealmente dividida en dos partes: Rodetes antes de la extracción que denominaremos zona de Alta Presión de la turbina y rodetes después de la extracción o zona de Baja Presión de la turbina. Consideramos estas dos opciones o tipos de turbina. Tipo A: Turbina con zona de A.P. sobredimensionada, cuyo diagrama se representa en el gráfico núm. 8, que explicamos brevemente:

En extracción 0, (línea AB) la potencia máxima del grupo sería 60 Mw dado por el punto B del gráfico y un consumo aproximado de vapor de 240 Tm/h en la válvula de entrada a la turbina. Con una extracción de vapor de 50 Tm, línea A' B', la turbina daría un máximo de aproximadamente 70 Mw punto B', y ello por el aumento de caudal de vapor en la parte de A.T. de la turbina. Aumento sobre el correspondiente al punto B, que circularía por la extracción, es decir, no hay aumento de caudal de vapor en la sección de Baja Presión de la turbina cuyo caudal, el máximo admisible, permanecería constante a partir del punto B. Se observa que para una extracción de vapor de aproximadamente 115 Tm/h el grupo daría un máximo de potencia, 80 Mw en nuestro caso, el caudal de vapor en la Sección de Alta Presión el caudal será igual al del punto B o sea el máximo que admite esta sección.

A partir de esta línea de extracción si tomamos p.e. la A''' — B''' con una extracción de 150 Tm/vapor/h, la potencia máxima que puede dar el grupo es de unos 75 Mw, correspondientes al punto B'''. El caudal de vapor que pasa por la sección de Alta Presión de la turbina es el máximo como en el punto C, pero el caudal que pasa por la sección de Baja Presión ha disminuido en la cantidad en que ha aumentado la extracción con relación a la recta que pasa por C (en nuestro caso 15 Tm/vapor/h) lo que explica la disminución de potencia del grupo.

Tipo B: Turbina con zona de Baja Presión sobredimensionada, cuyo diagrama se representa en el gráfico núm. 9, que explicamos a continuación.

En extracción O, líneas A'B, la potencia máxima del grupo indicada por el punto B que en nuestro caso es de 60 Mw, dará un consumo de vapor del grupo indicada por el punto B que en nuestro caso es de 60 Mw, dará un consumo de vapor de 240 Tm/h aproximadamente. El vapor recorre las zonas de Alta y Baja Presión, por las que pasarán en este caso su máximo caudal de diseño para la sección de Baja Presión y un 92 por 100 aproximadamente de su capacidad para la sección de Alta.

Con una extracción de vapor de 150 Tm/h, líneas A''' B'', el máximo de potencia de la turbina descende a unos 53 Mw y el consumo de vapor del grupo aumenta a unos 262 Tm/vapor/h. Si esta es la extracción máxima que se prevé en la turbina, el caudal de vapor en la sección de Alta Presión es el 100 por 100 del diseño, muestra que en la zona de baja presión ha disminuido sensiblemente por obturación del paso de vapor en el primer rodete de alabes fijos en la sección de Baja Presión desviándose el caudal hacia la extracción.

2. ELECCION DEL TIPO DE TURBINA

Las previsiones de las que partiremos son las siguientes:

- a) Tamaño recomendable de turbina 60-80 Mw, siendo deseable el valor menor o próximo a él.
- b) Los evaporadores de la potabilizadora Las Palmas IV no entrarán en servicio hasta el año 82.

Tipo A.—En este caso el grupo, con extracción o daría una potencia máxima de 60 Mw y al pasar a una extracción de 140 Tm/h (punto C del diafragma 4 línea paralela a A'' B'' y pasa por C) que corresponde a 30.000 mm²/24 de agua desalada, la potencia aumentaría a 80 Mw. El funcionamiento será el siguiente:

AÑO 79: Según hemos visto en la primera parte de este estudio en el valle de la carga, el grupo trabajará al 57 por 100 de la potencia máxima que pueda dar (a extracción cero es de 60 Mw) o sea a 34 Mw. La caldera, con un caudal máximo de vapor de 410 Tm/vapor/h. (Ver gráfico 8), trabajará a sólo 112 Tm/vapor/h, es decir, al 27 por 100 de su carga y a 240 Tm/vapor/h en el aumento de máxima carga (60 Mw es el grupo) o sea un 60 por 100. En el primer caso, el generador de vapor difícilmente trabajará con la regulación de sus variables mediante mando automático, lo que en la práctica hará imposible un funcionamiento manual durante todas las noches. Aparte de lo anterior, una caldera cuyo régimen de trabajo es sólo del 28 al 60 por 100 sufrirá desgastes anormales por laminación en la válvula principal de vapor.

Ello aconsejará proveer al grupo no de una caldera al 100 por 100, sino de dos al 50 por 100, retrasando la puesta en servicio de la segunda hasta el año 82, ya que antes no sería necesario.

Ello, aparte significar una inversión mayor, limitará la potencia del grupo en este período 79—82 a unos 50 Mw, lo que no es admisible a efecto de potencia de producción en el año 81.

AÑO 1980.—Mediante razonamiento análogo al anterior concluimos que al ser el porcentaje de carga de cada grupo del 50 por 100, es decir inferior al señalado para el año 79, las condiciones de trabajo serán aún peores, lo que confirma para este año lo dicho para el anterior.

AÑO 1981.—El porcentaje de carga de cada grupo en el valle es de 55 por 100, inferior también al del año 79, por lo que se repite el mismo proceso.

Tipo B.—Si se elige este tipo de turbina el tamaño del generador se reduce a 260 Tm/vapor/h, si la extracción máxima prevista es de 140 Tm/h. En este caso nos ocurre:

AÑO 1979.—El porcentaje mínimo de carga del grupo será en el valle del 57 por 100 o sea 34 Mw, lo que en extracción cero supone un caudal de vapor en la caldera de 120 Tm/h, lo que significa un porcentaje de carga en el generador de vapor del 48 por 100. Ello permite una marcha normal y automáticamente regulada de la caldera. Los desgastes en la salida principal de vapor en este caso son normales.

AÑOS 1980 Y 1981.—Mediante análogas consideraciones se obtienen las mismas condiciones que para el año 79.

Por todo lo anterior concluimos que el tipo aconsejable de turbina es el B o sea sobredimensionada en la parte de Baja Presión de la turbina cuyo funcionamiento, por otra parte, ya se ha experimentado en el grupo Jinámar I con resultado satisfactorio.

TERCERA PARTE

ESTUDIO ECONOMICO COMPARADO DE LOS COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA EN CICLO NORMAL-POTABILIZADORA O CICLO COMBINADO-POTABILIZADORA, EN LA INSTALACION DEL GRUPO DE 60-80 MW — JINAMAR IV

1. INTRODUCCION

En la primera parte de este estudio hemos concluido que el tamaño aconsejable del grupo Vapor Jinámar IV es de 60 Mw y en la segunda que el tipo de turbina será similar al de Jinámar I, es decir, con paso de vapor regulable después de la extracción y sección de Baja Presión sobredimensionada. Se ha supuesto también que este grupo no se acoplaría a la Potabilizadora Las Palmas IV hasta el 1.º de enero de 1982 y que a esta fecha entrará en servicio el grupo Jinámar. V análogo al Jinámar IV. Interesa tantear el planning de explotación de grupos para los años 1982 y 1983. Para el cálculo de los Máx., Min. y Promedio diario nos basaremos en el estudio de Auxiesa ya reseñado. Nos resulta así el siguiente planning (Jinámar IV potabilizará y se reduce a 52 ó 53 Mw.

AÑO 1982	Demandas	Potencia conectada	Demanda Potencia conectada
	Máx. 294 Mv.	Pot.: +J1+J2+J3+J4+J5+30+g _v +2g _g = Mv.	94%
	Promedio. 163 «	Pot.: +J1+J2+J3+J4+J5 = 231 «	71%
	Valle 115 «	Pot.: +J1+J2+J3+J4+J5 = 231 «	50%
AÑO 1983	Máx. 339«Todo el equipo productivo	= 339 «	100%
	Promedio. 186 «	Pot.: +J1+J2+J3+J4+J5 = 231 «	81%
	Valle..... 131 «	Pot.: +J1+J2+J3+J4+J5 = 231 «	57%

La conclusión inmediata es que para el mes de noviembre de 1983, debe entrar un nuevo grupo (bien en Janámar o bien en el sur de la isla en una nueva central) del orden de 120-150 Mw. Entendemos que en el año 75 no se puede fijar con exactitud el valor de la punta del año 83, por lo que este estudio debe realizarse nuevamente en el año 78 y siguiendo el mismo método empleado por Auxiesa, basado en los crecimientos realmente habidos a lo largo de estos años.

Centrándonos en lo que es objeto de nuestro estudio, se observa que al igual que en el año 81 (Ver primera parte de este estudio), en el año 82 es necesario incorporar dos turbinas de gas en la punta. Si se aprovecha el calor de los gases de escape de estos dos grupos, para producir vapor en un cambiador de calor, a las presiones requeridas en los evaporadores desalinizadores, obtendremos dos ventajas:

- a) Elevación de 52 a 57 Mw. aproximadamente en la potencia disponible para generar energía eléctrica en el grupo Jinámar IV, que funcionaría con extracción al 50 por 100 aproximadamente en las horas de la punta.
- b) Disminución del costo de generación de energía a las dos máquinas de gas, al abonarle al mismo el precio de venta del vapor producido en el cambiador de calor.

Nos proponemos, por tanto, dos objetivos:

- 1.1 Cálculo costo de la energía producida en las máquinas de gases sin utilizar el calor de gases DE ESCAPE Y UTILIZÁNDOLO.

1.2 Descripción de la instalación y justificación del tamaño de grupos empleados y capacidad de los evaporadores.

2. COSTO DE LA ENERGIA PRODUCIDA EN LAS MAQUINAS DE GAS SIN UTILIZAR EL CALOR DE LOS GASES DE ESCAPE

Calcularemos este costo para el año 82 de acuerdo con el plano de cargas antes reseñado y precios de 1975. Análogamente que en la primera parte de este estudio, los factores del costo a considerar son: Combustible, amortización, mantenimiento y personal.

2.1 Energía producida

El número de días equivalente es de 151,6 igual que en el año 81. La punta dura cuatro horas y el promedio de cargas es del 94 por 100. Resulta, por tanto, $0,94 \times 2 \times 17,2 \text{ Mw} \times 4 \text{ h} \times 151,6 = 19.600.000 \text{ Kw/h}$.

2.2 Combustible

El consumo específico de calor para el porcentaje de carga señalado, 0,94 es de 3.520 Kcal/Kw/h. El precio del combustible es 8.090 pesetas Tm de gas-oil.

$$\text{Costo combustible} = \frac{1}{1000} \frac{3.520 \times 19,6 \times 10^6}{10.500} \times 8.090 = 53.200$$

2.3 Amortización

La amortización anual será la actual obtenida en nuestro Balance AL 30—9-75 que es en valor mensual y suma de ambos grupos 1.340.000 pesetas y su valor anual, por tanto, 16.100.000 pesetas.

2 Mantenimiento

Como el caso anterior lo obtendremos también del balance citado sumados ambos grupos (Partidas «Materiales» y «Mantenimiento de cada máquina») lo que arroja un total de 3.980.000 Ptas.

2.5 Personal

Obtenido análogamente del Balance citado. Resulta (se suma «Mano de Obra» y «Seguros Sociales») 3.140.000 Pesetas.

2.6 Gastos totales

2.2	Combustible	53.200.000 Ptas.
2.3	Amortización	16.100.000 «
2.4	Mantenimiento	3.980.000 «
2.5	Personal	3.140.000 «
	TOTALES ..	76.420.000 «

El costo del Kw/h producido bruto será:

$$\text{Costo Kw} = \frac{76.420.000}{19.600.000} + 3,89 \text{ Ptas/Kwh}$$

Este costo de Kw/h inferior al que actualmente se obtenía en 1,00 pesetas, aproximadamente, no debe extrañar, toda vez que los grupos de gas trabajan durante 4 horas a plena carga y con una producción superior a la actual.

3. COSTO DE LA ENERGIA PRODUCIDA EN LAS MAQUINAS DE GAS RECUPERADO EL CALOR DE LOS GASES DE ESCAPE

El aprovechamiento del calor de los gases de escape, produciendo vapor en un cambiador de calor o generador de vapor de baja presión (3,5 Kg/cm² aproximadamente), para el envío de aquel los evaporadores, afectará al costo de la energía producida por los dos grupos de gas en tres conceptos:

- a) Elevación de los gastos producidos por la instalación y servicio del generador de vapor de baja presión.
- b) Abono a los gastos de producción del importe de la venta de vapor, que en una primera aproximación se ha fijado a 108,50 Ptas/Tm/vapor (Acta de acuerdo del 31 de julio de 1975 entre el Excmo. Ayuntamiento de Las Palmas y Unelco).
- c) Aumento de producción en el grupo Jinámar IV por aumento de la potencia de 52 a 57 Mw conservando el mismo consumo de combustible.

La elevación de los gastos producidos por la instalación y servicio del generador de Baja Presión, será debido a los conceptos amortización de la inversión o costo del generador de vapor instalado, personal para su servicio y mantenimiento. No consideramos el eventual consumo de combustible en el quemador auxiliar, ya que éste se utilizará en casos de emergencia al fallar una o las dos máquinas de gas y por breve tiempo.

Como se justificará más adelante al calcular el tamaño del generador de vapor, la producción de vapor en él será aproximadamente el 50 por 100 de las necesidades de potabilización, por lo que la producción total de vapor se obtendrá trabajando en paralelo la extracción de vapor de la turbina con la tubería de vapor del generador de vapor que aprovechará los gases de escape de las tuberías de gas en servicio.

3.1 El cálculo de a)

Será el debido exclusivamente al valor de la amortización y mantenimiento de un generador de vapor. El precio de un generador de vapor de 55 Tm vapor/hora a 3,5 Kg/cm² de presión y temperaturas la correspondiente al vapor saturado, o sea, es de 50.000.000 de pesetas.

(Más adelante justifiaremos este tamaño de generador).

Amortización (En 20 años):

$$\frac{1}{20} \times 5 \times 40.000.000 = 2.000.000 \text{ Pesetas}$$

Mantenimiento (0,5 por 100 de la inversión):

$$\frac{0,5}{100} \times 40.000.000 = 200.000 \text{ Pesetas}$$

Total aumento de gastos 2.200.000 Pesetas

3.2 El cálculo de b) será el siguiente:

Producción anual de vapor: 55 × 4 × 151,6 = 33.400 Tm.

Valor del vapor vendido : 33.400 × 108,50 = 3.620.000 Pesetas

3.3 El aumento de producción, descrita en c), obtenido *sin aumentar el consumo de combustible*, ya que el vapor que se destina a evaporadores es ahora producido en el generador de vapor calentado por los gases de escape, será:

$$5,00 \times 4 \times 151,6 = 3.040.000 \text{ Kw/h}$$

3.4 Gastos totales.

Serán los mismos del apartado 2.6 aumentados en los indicados en 3.1, o sea:

El valor de la energía bruta producida, abonándole esta energía «extra» producida en la máquina de vapor, debido a la nueva instalación será:

Energía producida en gas	19.600.000 Kw/h.
Energía «extra» producida turbina vapor .	3.040.000 Kw/h.
	22.640.000 Kw/h.

Luego el costo del Kw/h producido por el gas (con la salvedad ya hecha de la producción «extra» de vapor) será:

$$\text{Costo Kw/h} = \frac{78.620.000}{22.640.000} = 3,47 \text{ Pesetas}$$

El ahorro anual experimentado será:

$$22.640.000 \text{ Kw/h} \times 3,89 = 88.400.000 \text{ Pesetas}$$

$$22.640.000 \text{ Kw/h} \times 3,47 = 78.500.000 \text{ Pesetas}$$

$$9.900.000$$

CUARTA PARTE

DESCRIPCION DE LA INSTALACION Y JUSTIFICACION DE SUS ELEMENTOS

1. DESCRIPCION

La instalación que nos ocupa se realizará en la Central Térmica de Jinámar, isla de Gran Canaria, situada a una distancia de 10 Km del centro de la ciudad de Las Palmas (ver plano n.º 1). Se encuentra la Central en terreno a orillas del mar y parcialmente ganado a él, a un nivel de 5 m sobre la pleamar viva equinoccial. La temperatura ambiente de la zona es de +15° C y la humedad relativa media del 75 por 100 (aunque puede alcanzar valores del orden del 90 por 100). La velocidad máxima del viento es de 150 Km/h y el coeficiente sísmico es de 0,08 correspondiente a una intensidad 7 de la escala M.K.S.

La captación de agua del mar se realiza mediante bahía artificial y por gravedad teniendo una capacidad de 24 m³/seg. (ver plano n.º 10).

La instalación principal esta constituida por el grupo de vapor, denominado Jinámr IV y la estación desalinizadora de agua del mar o «potabilizadora» denominada Las Palmas III. A esta instalación y al objeto de aprovechar el calor contenido en los gases de escape de una turbina de gas, añadiremos dos de éstas unidades que ya posee Unelco; estos gases de escape calentarán a un generador de vapor que enviará el vapor así obtenido a los evaporadores de la planta Las Palmas III. El esquema general de conjunto se incluye en el plano n.º 11.

El grupo Jinámar IV que tendrá una capacidad normal de 60 Mw (ampliable hasta 80 Mw como máximo) a la salida del generador. Será de las siguientes características:

4.1.1 Turbina de vapor de un solo eje del tipo de condensación a 3.000 r.p.m., con una presión de entrada de vapor de 90 Kg/cm²; la contrapresión en el condensador será de 38 a 39 mm de

columna de mercurio, con una temperatura de 25° C en el agua de mar como refrigerante. Llevará los siguientes elementos:

- Válvula de cierre rápido
- Cuatro válvulas de regulación del caudal de entrada de vapor.
- Equipo de regulación automático del vapor de extracción.
- Sistema de aceite en lubricación y regulación para la turbina y el generador.
- Sistema de cierres de rollados de vapor de turbina.
- Mecanismo visador del rotor.
- Regulador de velocidad y de la carga de la turbina.
- Sistema de disparo de la turbina por emergencia.
- Sistema de protección de la turbina.
- Instrumentos de vigilancia del rotor de la turbina.
- Instrumentos de vigilancia de la temperatura de cojinetes, metal, aceite y vapor.
- Instrumentos de vigilancia de la presión del vapor y aceite.
- Tacómetro para medir la velocidad de la turbina.

4.1.2 Generador eléctrico estanco, refrigerado por hidrógeno directamente acoplado a la turbina, trifásico sincromo, a 50 Hertz y para instalación interior equipado de los siguientes elementos:

- Equipo de excitación con interruptor de campo.
- Regulador de tensión.
- Conductores de fase aislada y equipo de puesta a tierra del neutro del generador.
- Equipo para conexión a los transformadores auxiliares y excitación.
- Equipo de relés de protección.
- Detectores de temperatura del estator.
- Sistema de llenado y control del hidrógeno, incluido refrigeradores.

4.1.3 Un condensador de vapor enfriado por agua de mar a una temperatura máxima de 25° C, del tipo de superficie y elementos cambiadores constituidos por tubos. Estará dividido en dos partes (doble paso) independientes y provisto de cajas de agua divididas.

- Dos bombas centrífugas del 50 por 100 cada una de extracción del condensado unidas mediante válvulas al condensador.
- Un eyector de arranque de vapor.
- Dos eyectores de servicio de vapor.
- Válvulas de seguridad y drenaje.
- Válvulas de entrada y salida de agua de mar.

4.1.4 Dos calentadores de agua de alimentación de alta presión del tipo de superficie y dos calentadores de baja presión.

4.1.5 Generador de vapor de una capacidad adecuada a la potencia de la turbina aumentada en un 20 por 100 por necesidades de la planta potabilizadora. Si la potencia en el grupo turbo-generador es de 60 Mw, la capacidad será de TM vapor/hora.

Sus características principales son:

- Presión máxima a la salida del recalentador: 95 Kg/cm²
- Temperatura máxima del vapor recalentado: 545 a 550° C.
- Temperatura máxima del agua de alimentación: 130° C.
- Rendimiento en carga máximo continuo referido al poder calorífico superior del combustible: 88 por 100.

La caldera será del tipo de radiación de hogar presumizado, formando el recinto del hogar con los tubos hervidores en membrana que lo refrigeran.

La caldera irá apoyada en sus elementos inferiores y lleva fija la parte frontal, dilatando, por tanto, de abajo arriba y de delante hacia atrás. Llevará los siguientes elementos:

- Tambores o colectores de agua y de agua-vapor saturado.
- Hogar de paredes refrigeradas.

- Haz de tubos vaporizadores.
- Haces de tubos recalentadores.
- Atemperador de vapor recalentador.
- Tuberías auxiliares (para sopladores, purgas y atomización del vapor).
- Puertas y mirillas.
- Sopladores de hollín.
- Ventilador de tiro forzado.
- Equipo de combustión, compuesto por 6 quemadores y un equipo de precalentamiento de fuel-oil. Equipo de arranque.
- Válvulas de seguridad.
- Válvula de alimentación.
- Equipo de seguridad, vigilancia y medida.
- Precalentador de aire tipo Lymgshöm.
- Equipo de dosificación química.
- Conductor de aire y gases.
- Chimenea.
- Equipo aislante.

4.2 Potabilizadora Las Palmas III

A contruir por el Excmo. Ayuntamiento de Las Palmas, no incluiremos aquí su descripción. Solamente indicaremos que tendrá una capacidad de 30.000 m³/24 horas e irá situada en las inmediaciones del grupo Jinámar IV antes descrito.

Sí es importante indicar, porque interesa a nosotros calcular que la presión de vapor a suministrar a la misma oscila entre 3,2 y 3,5 Kg/cm² y que la relación vapor/agua desalada será 1/10.

4.3 Grupos de gas

Como ya se ha dicho, Unelco posee dos grupos de la casa General Electric Co. que son los que vamos a utilizar en esta instalación y cuya descripción es como sigue.

Cada uno de ellos está constituido por una turbina de gas, un turbo-alternador acoplado a la anterior mediante un reductor de velocidad, un sistema de excitación rigidamente unido al rotor del alternador y un sistema de control. Se completa la instalación del grupo propiamente dicho mediante un motor de arranque. Todo este grupo forma un conjunto compacto de rápida instalación.

Como elementos exteriores al grupo están, el transformador elevador de acoplamiento a barras generales de la Central, el disyuntor y la instalación de combustíber.

El grupo tiene una potencia de 17,2 Mw en régimen de carga punta, y de 15,4 Mw en carga base, siendo la tensión de generación del alternador 11.500 V que mediante el transformador antes citado se eleva a 66.000 V.

La turbina, parte principal del grupo, es General Electric, de un solo eje y consta esencialmente de 10 cámaras de combustión, un compresor de aire y una turbina de potencia de dos ruedas de álabes móviles y dos fijas. La entrada de aire se realiza a través de unos filtros situados a un lado de la máquina y se comprime con el compresor, constituido por 17 ruedas de álabes móviles, para llegar a las cámaras de combustión. En estas se mezcla con el combustible, en nuestro caso gas-oil finamente pulverizado en el inyector y una vez producida la combustión, los gases de la misma inciden sobre la turbina de potencia, cediéndole a ésta su energía en forma de parrmotor. Los gases quemados salen a la atmósfera a través de la chimenea a una temperatura comprendida entre 520 y 570° C, según los casos. La combustión de la mezcla en cada generador es continua, por serlo las entradas de aire y combustible, pero ya se comprende que para arrancar el grupo, ha de producirse el comienzo de la combustión. Ello se consigue haciendo girar la turbina con un motor de arranque, en este caso un motor diesel con lo que estos grupos son totalmente autónomos, que al hacer girar a la turbina por medio de un convertidor se introduce en las cámaras de combustión aire, por medio del compresor y combustible por medio de la bomba y distribuidor, cuya mezcla arde por la presencia de un ignitor, produciéndose así la combustión inicial.

El sistema de control, tanto el mecánico de la turbina, como el eléctrico del alternador, es de diseño electrónico a base de circuitos impresos transistorizados.

Como más ventajoso el grupo de 60 Mw ya que supondría los siguientes ahorros:

Año 79	=	$38,6 \times 10^6$	Pesetas
Año 80	=	$42,4 \times 10^6$	Pesetas
Año 81	=	$23,3 \times 10^6$	Pesetas

5. ELECCION DEL TAMAÑO DE GRUPO

Se elige un grupo de vapor de 60 Mw ya que los dos conceptos examinados de «estabilidad del sistema» y «Costo del Kw/h» arrojan como más conveniente el grupo de 60 Mw en vez del de 80 Mw.

Este examen se ha realizado para los años 79, 80 y 81 en los que el grupo Jinámar IV, que se ha de construir con extracción intermedia para acoplarlo a los evaporadores de la planta desalinizadora Lass Palmas III, *no funcionará con extracción.*

En el año 82 se pondrá en servicio la potabilizadora Las Palmas III y entrará asimismo en servicio el grupo de vapor Jinámar V que suponemos se construirá también con extracción intermedia. Parece como más favorable que en los años 82 y 83 se repetirá un proceso análogo al de los años 79, 80 y 81 y, *por tanto el grupo Jinámar Vapor V debe ser igual a Jinámar Vapor IV.* La posible y futura potabilizadora Las Palmas IV entraría en servicio, de acuerdo con los condicionamientos y cadencia actuales, en el año 85.

Evaluación del aprovechamiento del calor de los gases de escape

La cantidad de energía perdida en los gases de escape de una turbina de gas como las empleadas en este estudio es de 27,2 por 100 según W. Traufel (ver termodinámica de Bachr). Esta energía, en forma de calor, es la que vamos a utilizar en un generador de vapor de baja presión a $3,5 \text{ Kg}^{-2}$ y enviar este vapor saturado así producido a los evaporadores. Los datos de partida son pues los siguientes:

Energía en gases de escape = 27,2%

Potencia turbinas de agua = $2 \times 17,2 = 34.000 \text{ Kw/h}$.

Consumo específico de turbina de gas a 17,2 Mw = 3.520 Kcal/Kwh.

Poder calorífico superior del gas-oil = 10.500 Kcal.

Kcal necesarios para pasar el agua a 145°C a vapor saturado a igual temperatura = 539 Kcal/Kg.

Rendimiento del generador de vapor = 90%

De acuerdo con ello tenemos:

a) Cantidad de calor en gases de escape:

$$A = 34.400 \times 3.520 \times \frac{27,2}{100} \text{ Kcal/hora}$$

b) Producción de vapor del generador = $\frac{90}{100} \times \frac{1}{539} A = 11 \text{ Tm/hora}$

Como hemos supuesto una solución vapor/agua desalada de 1/10, ésta producción de vapor significa unos $13.200 \text{ m}^3/24$ horas, por lo que se ha de trabajar en paralelo con la extracción de vapor de la turbina.

6. INSTALACION PROPUESTA

Estará compuesta de los elementos descritos anteriormente y ordenados de acuerdo con el esquema n.º 11 que resumimos a continuación.

En régimen normal funcionará el grupo de 60-80 Mw con extracción intermedia de vapor que alimentará a los evaporadores a una presión de $3,5 \text{ Kg/cm}^2$ y una temperatura de 150°C . Esta turbina estará alimentada por vapor a 100 Kg/cm^2 de presión y 500°C de temperatura procedente del generador de vapor. Estarán parados los grupos de gas y, por tanto, el generador de vapor saturado que se alimenta de los gases de escape de los generadores de gas. La turbina principal de 60-80 Mw verá disminuida su potencia en unos 10-14 Mw al estar funcionando la extracción de vapor a plena carga.

En régimen de punta trabajarán a plena carga los dos grupos de gas de 17 Mw cada uno; ello significará que el generador de vapor saturado producirá 55 Tm vapor/hora a $3,5 \text{ Kg/cm}^2$ de presión y 150°C de temperatura, con destino a los evaporadores. Esto permitirá reducir la aportación de vapor de la extracción de la turbina principal a aproximadamente la mitad, trabajando, por tanto, en paralelo las dos tuberías de vapor, la procedente de la extracción de la turbina principal y la procedente del generador de vapor saturado alimentado por los gases de escape de los grupos de gas. En estas condiciones se elevará la potencia disponible en barras del grupo principal de vapor en unos 5-7 Mw.

En ambos casos, también en régimen normal, como en régimen de punta la producción de agua desalada no variará y será de $30.000 \text{ m}^3/24$ horas.

Ideas sobre un programa general acelerado canario

I. CANTARELL

1. PORVENIR INCIERTO

La producción energética viene en función de la demanda de consumo de energía. La previsión y consiguientes planes de desarrollo energético han de elaborarse siguiendo las previsiones de la demanda o consumo. Así, por ejemplo, se aprecia en la «Previsión del desarrollo eléctrico de las Islas Canarias. Período 1973-1983», volúmenes I a III, realizado para UNELCO, Sociedad Anónima, por AUXIESA, y cuyos resultados se recogen globalmente en la figura 1-A.

Ordinariamente es difícil y arriesgado predecir, aun recurriendo a métodos convergentes y sugiriendo revisiones de los pronósticos como hace el citado informe de AUXIESA. Para el caso concreto de la energía eléctrica canaria en la figura 2 se aportan datos estadísticos de variables relacionadas (consumo absoluto, producción per capita y tasa relativa de producción eléctrica). Como puede observarse en dicha figura 2, la extrapolación de pendientes de distintos periodos de años introduce factores de cambio de hasta 5, y las variaciones relativas de las tasas de crecimiento no aseguran más las previsiones. Mas hoy día, con la sombra de la crisis mundial y específica española, resulta imposible asegurar tales pronósticos de consumo energético y, por lo mismo, arriesgar la inversión que precisa la futura producción. Un cálculo conservador, según los modelos econométricos en boga, señala un cuasi-estancamiento de la demanda local y, consiguientemente, aun suponiendo una tasa de crecimiento canario ligeramente superior a la actual nacional, Canarias no necesitaría, por ejemplo, la implantación de centrales eléctricas mayores en los próximos años. Ver en la figura 1A cómo una tasa prudente de crecimiento del 8 por 100, en estos momentos de austeridad energética, llevaría cuando más a una o dos centrales menores hasta 1985. El panorama no puede ser, pues, menos esperanzador para las islas según los actuales modelos económicos; y si, contra estos modelos, se produjera a corto o medio plazo un incremento inesperado de la demanda, éste sería paralizado o retrasado al no haber sido previsto a tiempo por la inversión y producción.

2. POSIBILIDAD DE UNA PREVISION FIRME

Con los modelos económicos que existían hasta ahora, el desarrollo canario ha sido normal y comparable al de otras regiones y países, y su futuro incierto, especialmente en momentos de crisis económica, general y específica. Ver la figura 2, donde el crecimiento canario se compara con el balear. Y ver también la figura 3, donde se establece la comparación con los restantes regiones económicas españolas, divididas según el estudio del profesor J. Sampedro, patrocini-

nado por la Fundación Ford. Tanto la curva diferencial como la integral, normalizadas, muestran una distribución normal y correcta; y su índice de Lorentz o Gini corresponde al típico de un país desarrollado.

Sin embargo, recurriendo a otros modelos estructurales nuevos y propios comprobados a nivel mundial y regional, aparece que el desarrollo canario no fue el correcto en los últimos años y es posible determinar relativamente cuál debe ser su desarrollo económico y energético inmediato. Las bases de estos modelos estructurales nuevos y su aplicación general puede encontrarse en trabajos anteriores publicados. (Ver figuras adicionales A, B, C, D, E, tomadas de esos trabajos, que se refieren respectivamente a la red mundial, red nacional, espectro discontinuo mundial, detalle del espectro mundial y espectro nacional de rentas «per capita»).

3. NUEVOS MODELOS ECONOMICOS Y SU APLICACION ENERGETICA

Con base en los nuevos modelos económicos que hemos desarrollado y comprobado experimentalmente sobre datos de las N.U. a nivel mundial y sobre datos del I.N.E. a nivel regional español, se ha podido detectar un orden económico básico o natural, por encima de las políticas socioeconómicas de los gobiernos e instituciones. Orden económico natural o técnico que, basado en los campos de fuerza de oferta y demanda, tiene poder suficiente para estructurar el nivel y crecimiento de países y regiones de modo semejante a como los átomos se estructuran en las redes atómicas. Así los niveles de renta y sus tasas de crecimiento aparecen cuantizados; y los organismos y empresas multinacionales, nacionales y locales han de seguir programas y planes de desarrollo sobre tales niveles permitidos o resignarse a desperdiciar cualquier energía o esfuerzo programado fuera de ese espectro discontinuo de valores.

La aplicación de estos nuevos modelos económicos a la energía en general y en particular supondría de modo sumamente económico —cuanto el diseño o planificación es más barato que la construcción o realización— un aprovechamiento y ahorro de la energía basado en la «tecnología» de estos nuevos programas. De hecho aparece que estos nuevos modelos económicos son también válidos para la energía, de los dos modos que se indican a continuación y con todas las ventajas arriba citadas.

Los modelos económicos indicados dirigen indirecta y fundamentalmente la energía, por cuanto ésta sigue a la demanda y consumo y depende de las previsiones de crecimiento económico. También la energía viene directamente en función de dichos modelos matemáticos, por cuanto se comprueba que éstos son válidos y verificados también por la energía, tanto global como para los diversos sectores de la energía; aunque el error estadístico o experimental aumente al disminuir la extensión relativa de esos sectores. Dichos modelos, incluso sectoriales, verifican no sólo el consumo, sino también con menor precisión la producción. En la figura 4 se muestra cómo los modelos económicos se verifican también en la energía global, tanto en el consumo, que se corresponde con la demanda económica, como en cierto modo en la producción, que trata de ajustarse a las previsiones de consumo, siempre que haya una cierta independencia en los bloques representados. En dicha figura 4 se representa el consumo y la producción, de energía total o global por continentes o subcontinentes como sistemas parciales cerrados.

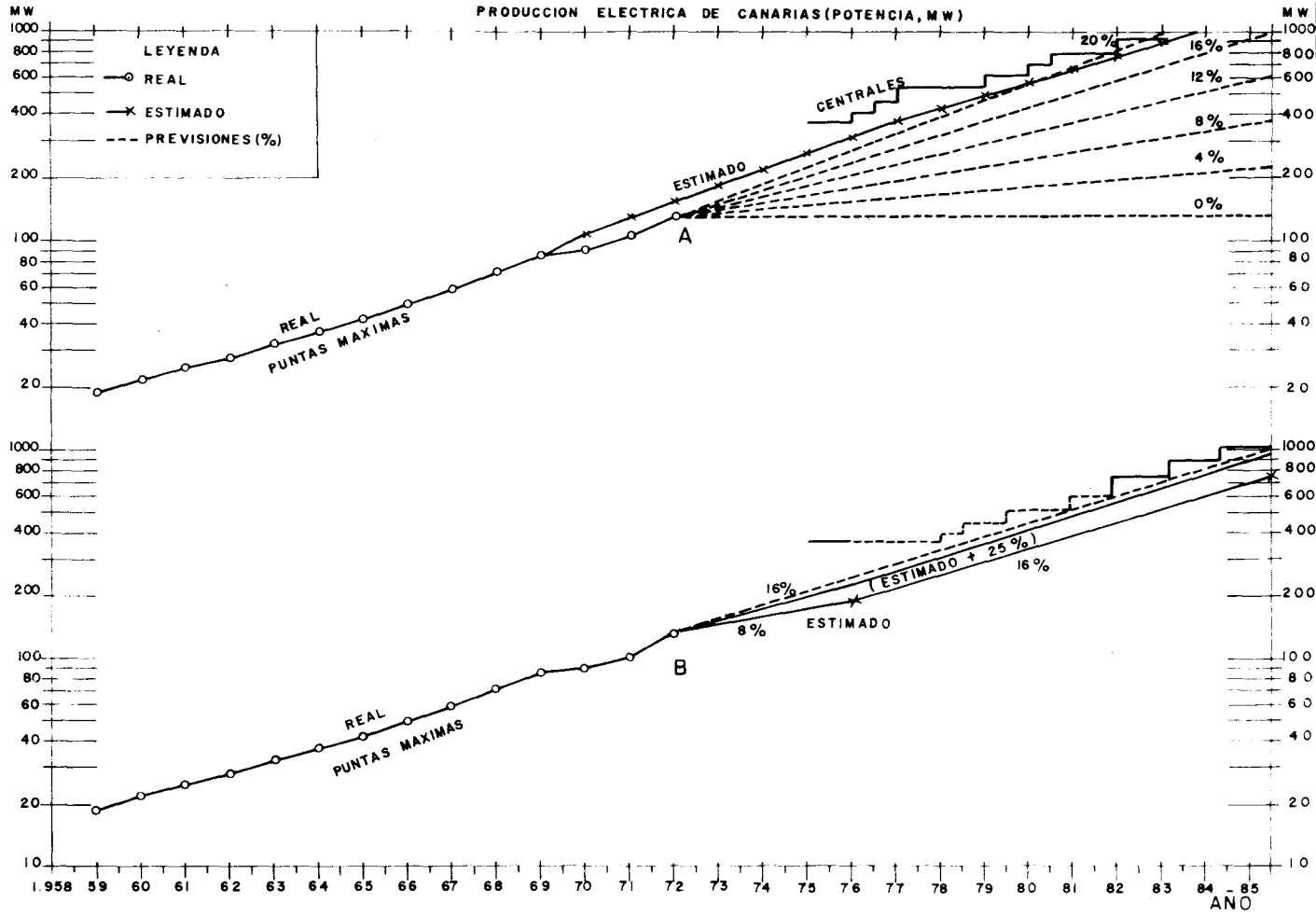
Ejemplos sectoriales, por ejemplo, de producción de energía eléctrica, se presentan en la figura 5, donde se muestra la interconexión de la red mundial desde el nivel de grandes grupos económicos —Comunidad Económica Europea, Norteamérica, Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas— hasta el nivel de regiones económicas españolas —Canarias, Baleares— pasando por el nivel nacional —España— sobre datos nacionales e internacionales del I.N.E. En dicha figura 5 se añade la correlación de tiempos, señalando el año de cada dato estadístico, lo que nos traslada de modelos estructurales a cuasi-coyunturales con el inevitable aumento de desviaciones estadísticas. En la producción eléctrica tanto la interconexión mundial que aparece en esa figura, como el espectro discontinuo o cuántico de valores permitidos, que también se observa en la figura, no tienen su origen en la red eléctrica, que ciertamente no es común ni arroja valores discontinuos, sino en los nuevos modelos, con los que es posible una previsión más firme de lo que era usual hasta la fecha.

4. PROGRAMA ACELERADO CANARIO

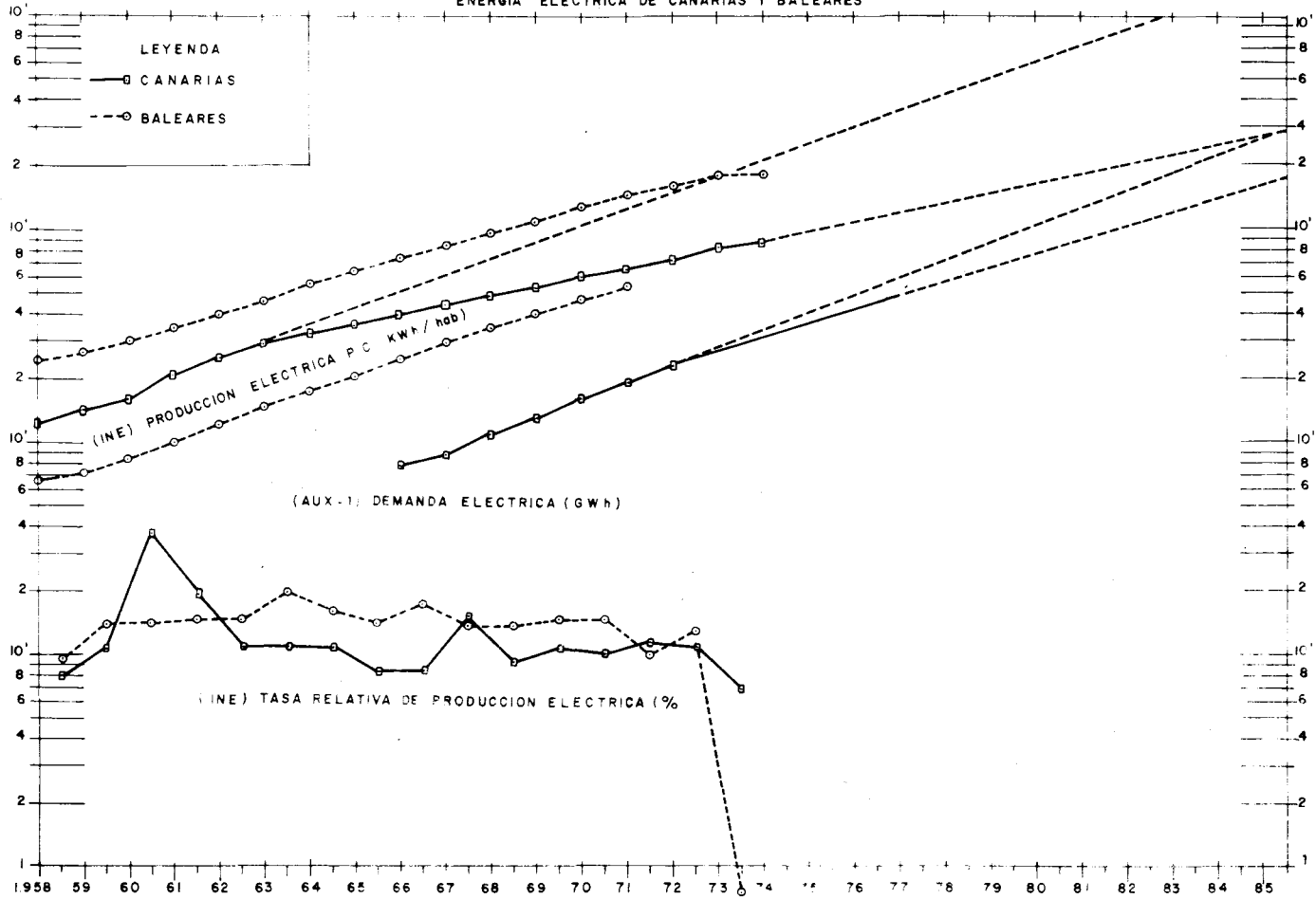
En función de los nuevos modelos económicos, extensible a la energía, el crecimiento canario económico y energético, especialmente de energía eléctrica ha sido muy inferior al debido (Fig. 5). Aproximadamente ha sido mitad del balear, que hubiera sido también el correcto para Canarias. Con relación al promedio nacional la tasa canaria diferencial habría de ser doblada, y como Galicia y Andalucía, Canarias debería seguir un programa acelerado energético y económico que en un plazo determinado les sitúe en posición semejante a las regiones económicas del Norte-Ebro, Cataluña y Centro, si se quiere que la tasa de crecimiento nacional alcance, dentro de la crisis mundial, niveles próximos a los mejores pasados (Fig. B).

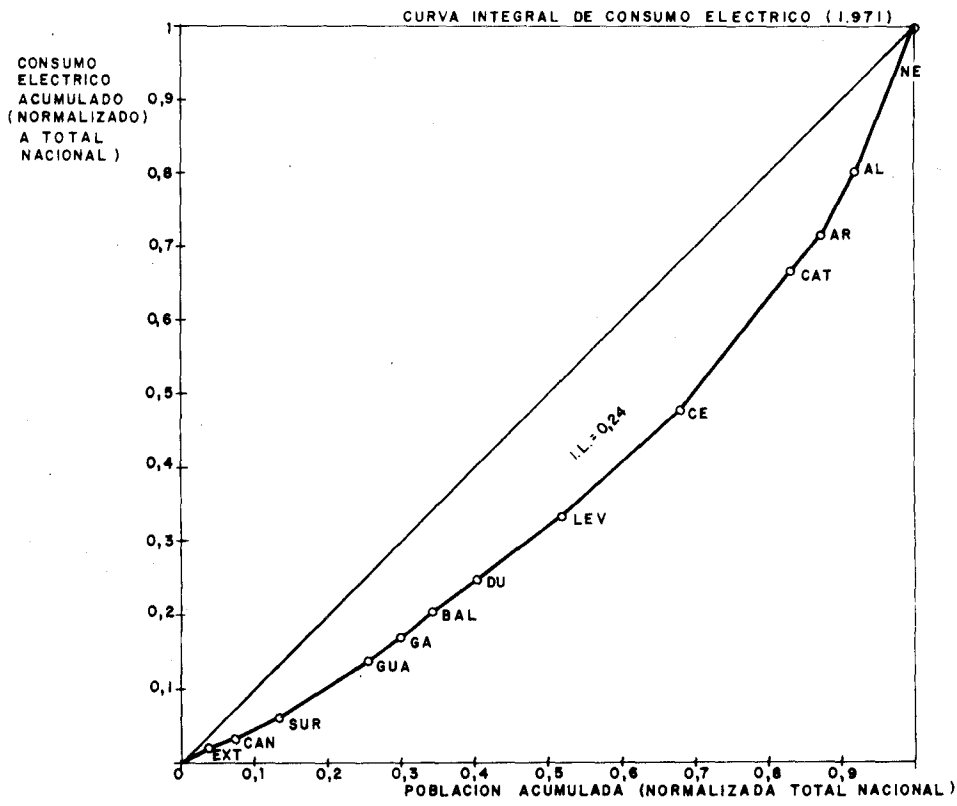
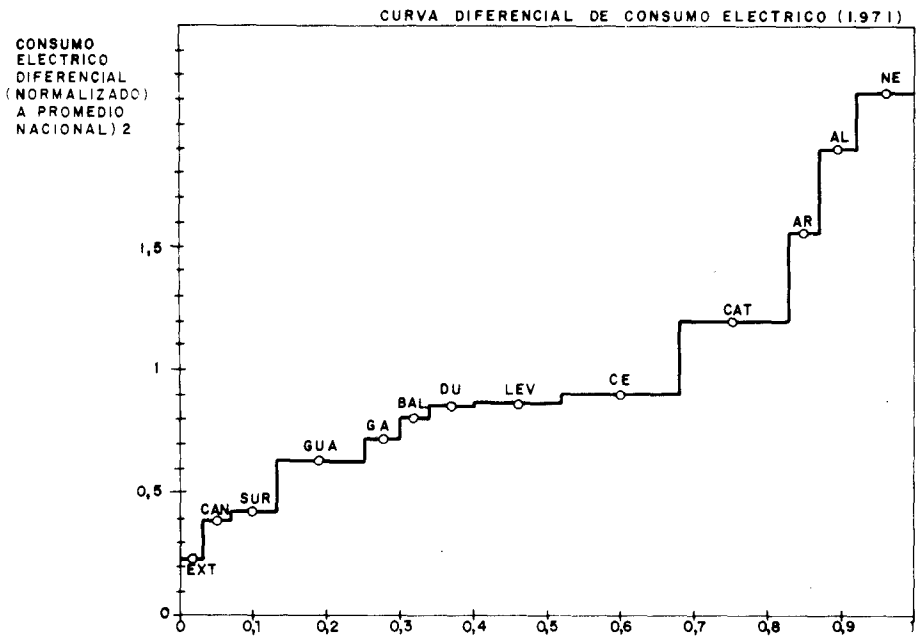
Como aplicación al campo concreto de la energía eléctrica, en la figura 1B aparece la nueva previsión, con base en estos nuevos modelos. A pesar de las circunstancias económicas y energéticas totalmente cambiantes, esta nueva previsión concuerda fundamentalmente con la anteriormente realizada por AUXIESA para UNELCO.

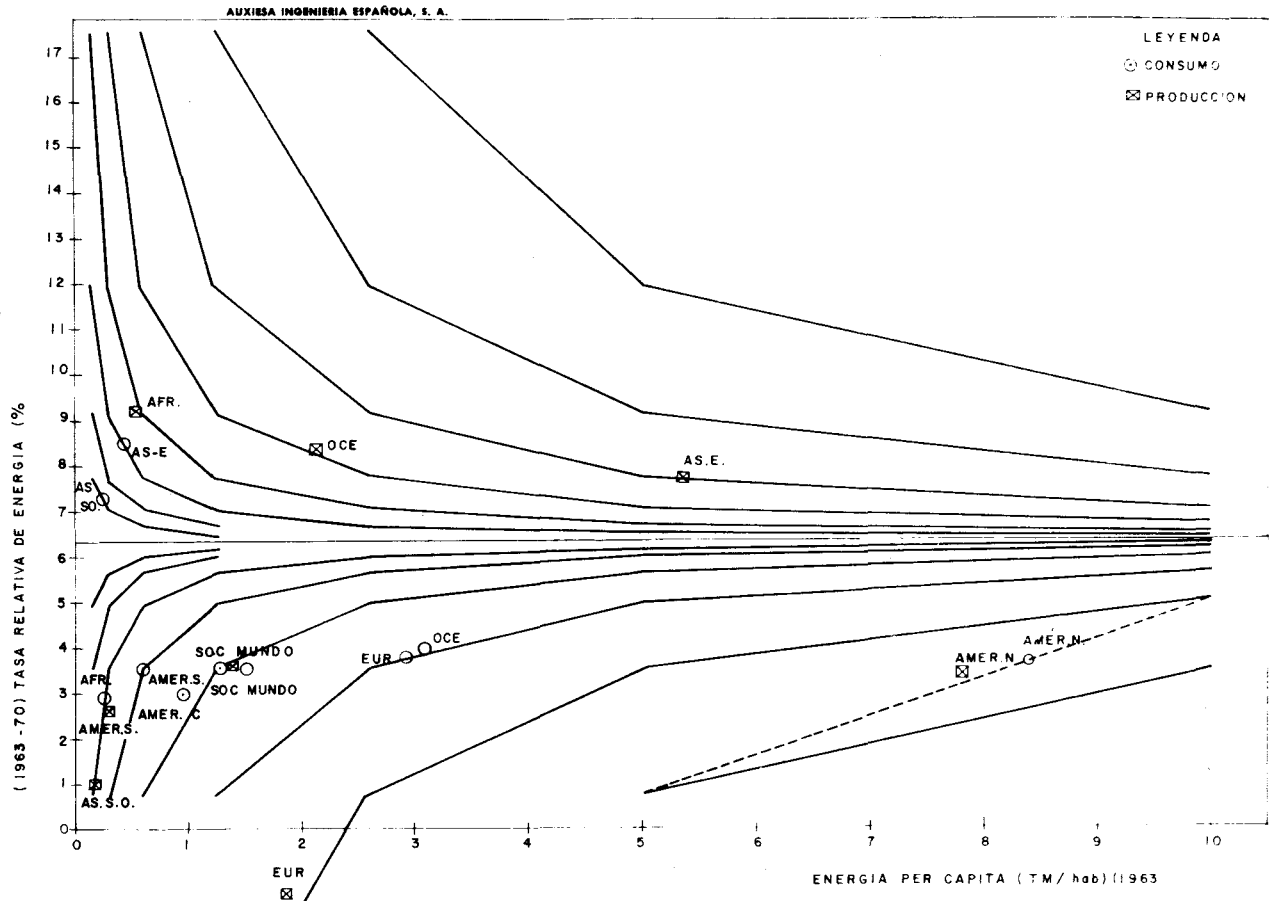
En el orden económico el pasado retraso relativo canario parece, según los números cuánticos experimentales, debido a que su economía, más que al nivel permitido peninsular, de trayectoria americana o nueva, estuvo unida a los niveles más lentos europeo y de la comunidad británica. Para que Canarias duplique su tasa de crecimiento económico y por ende energético, necesitaría de un fuerte apoyo nacional extraordinario, que se puede justificar por su beneficio especial a las islas y al resto de España. Tal apoyo debería ir fundamentado en un estudio más completo con las nuevas ecuaciones, y permitiría y se apoyaría en la instalación de centrales nucleares o equivalentes, mayores, en las islas Canarias. Estas centrales darían a las islas la conveniente autonomía energética más difícil de alcanzar en el orden puramente económico, ya que el nuevo análisis input-output cuantizado correspondiente a los nuevos modelos, tanto económicos como energéticos, arroja que frente a una extensa dependencia económica de las regiones o grupos menos desarrollados con respecto a los más desarrollados con respecto a los más desarrollados, las posibilidades de autonomía de las regiones o grupos menos desarrollados se originan en la línea energética y de materias locales.



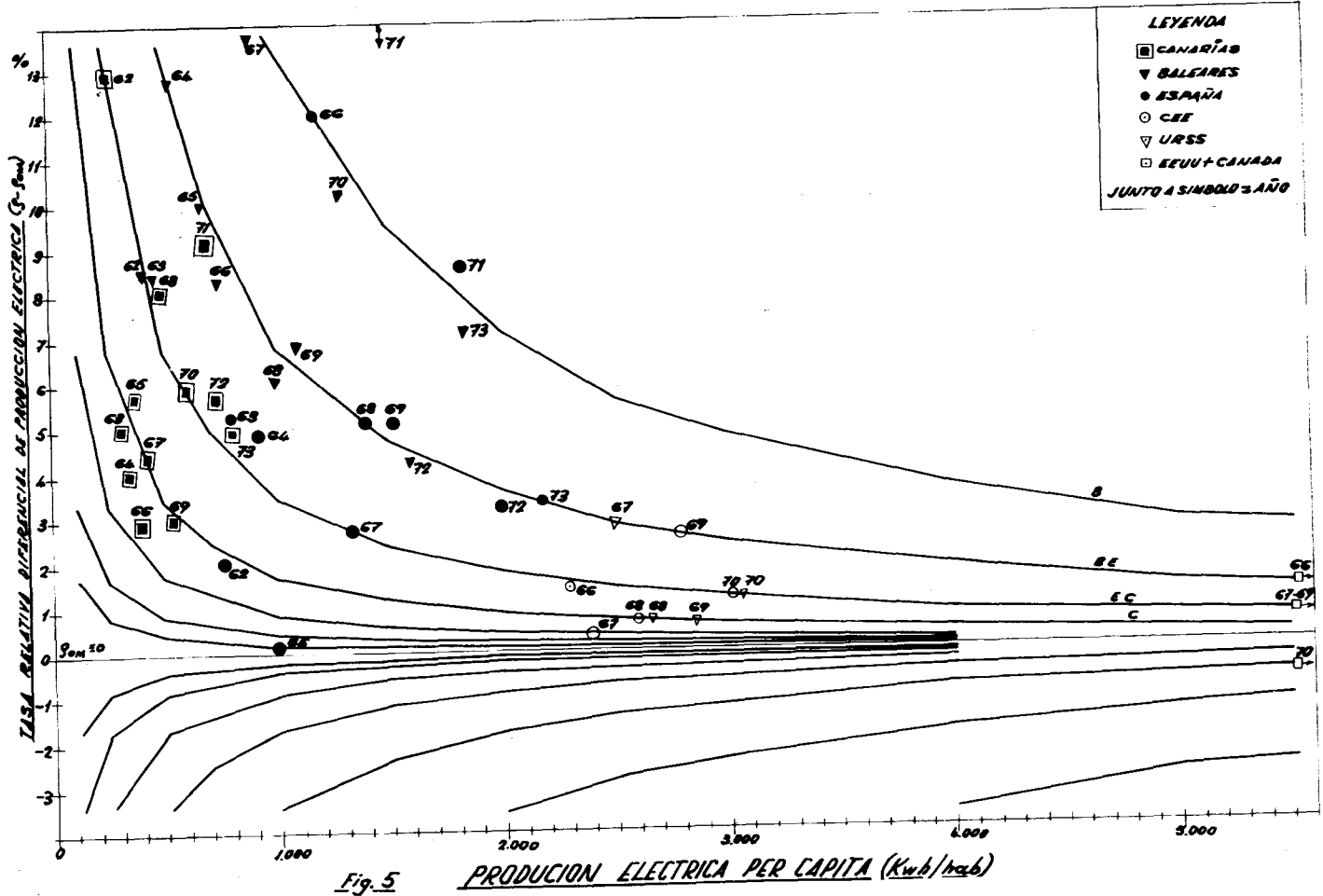
ENERGIA ELECTRICA DE CANARIAS Y BALEARES

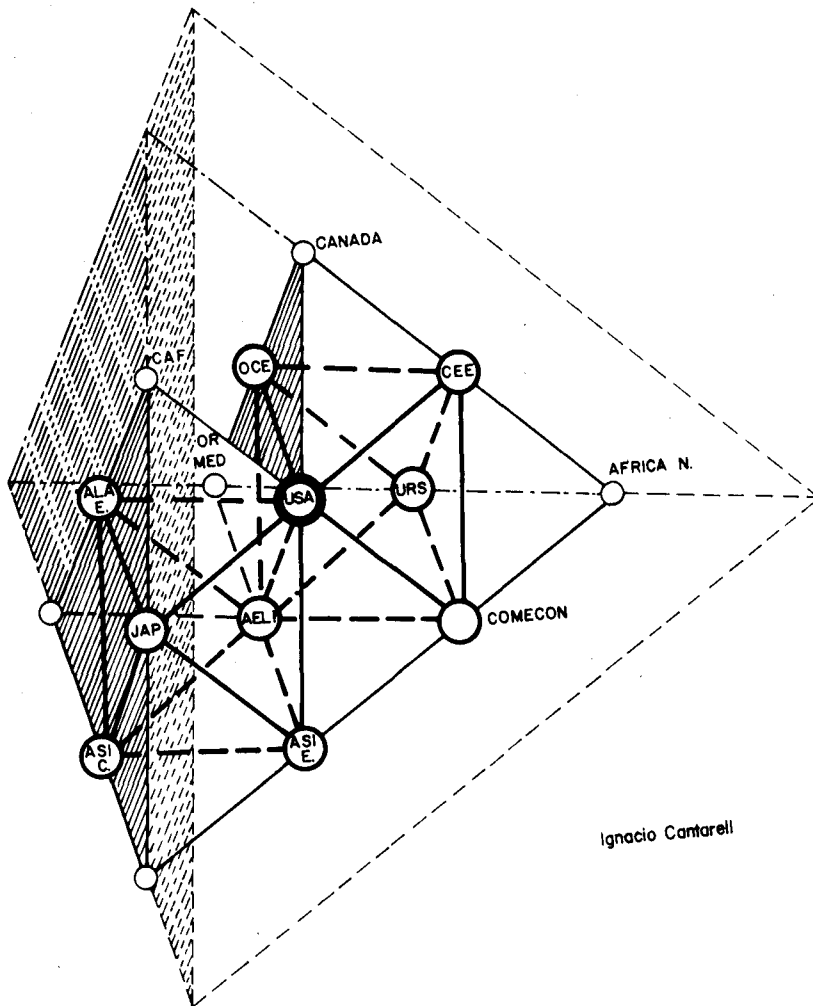




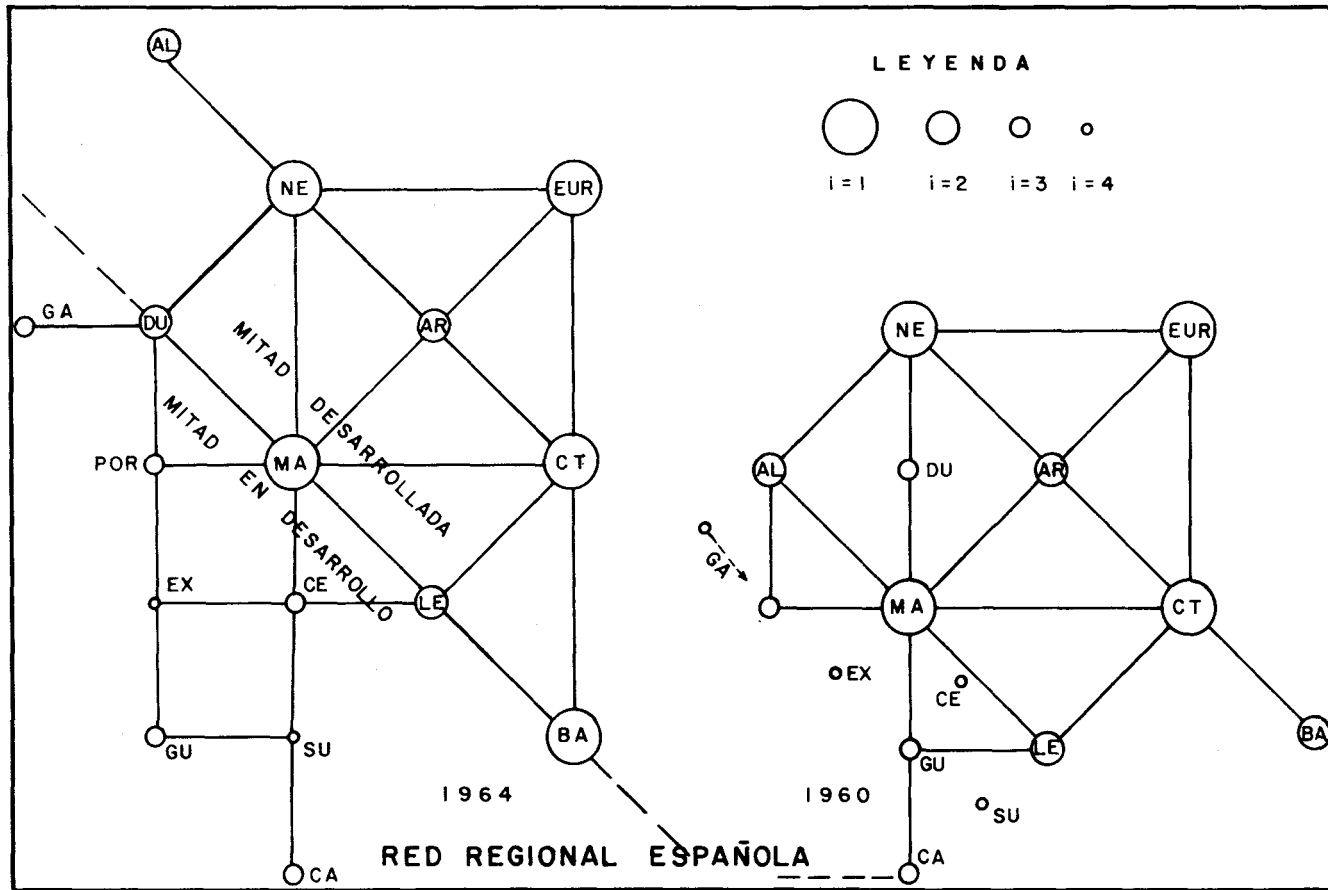


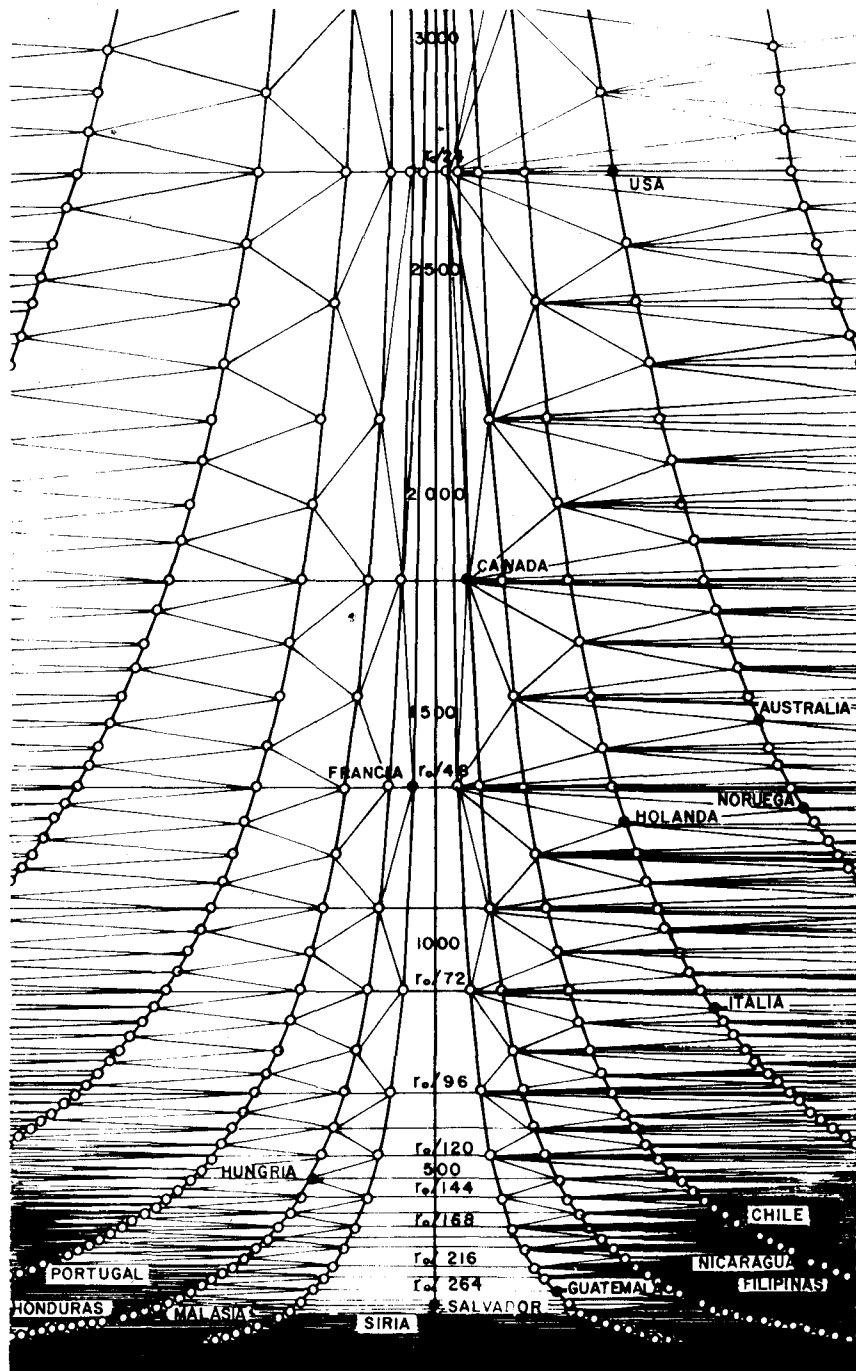
AUXISA INGENIERIA ESPAÑOLA, S. A.

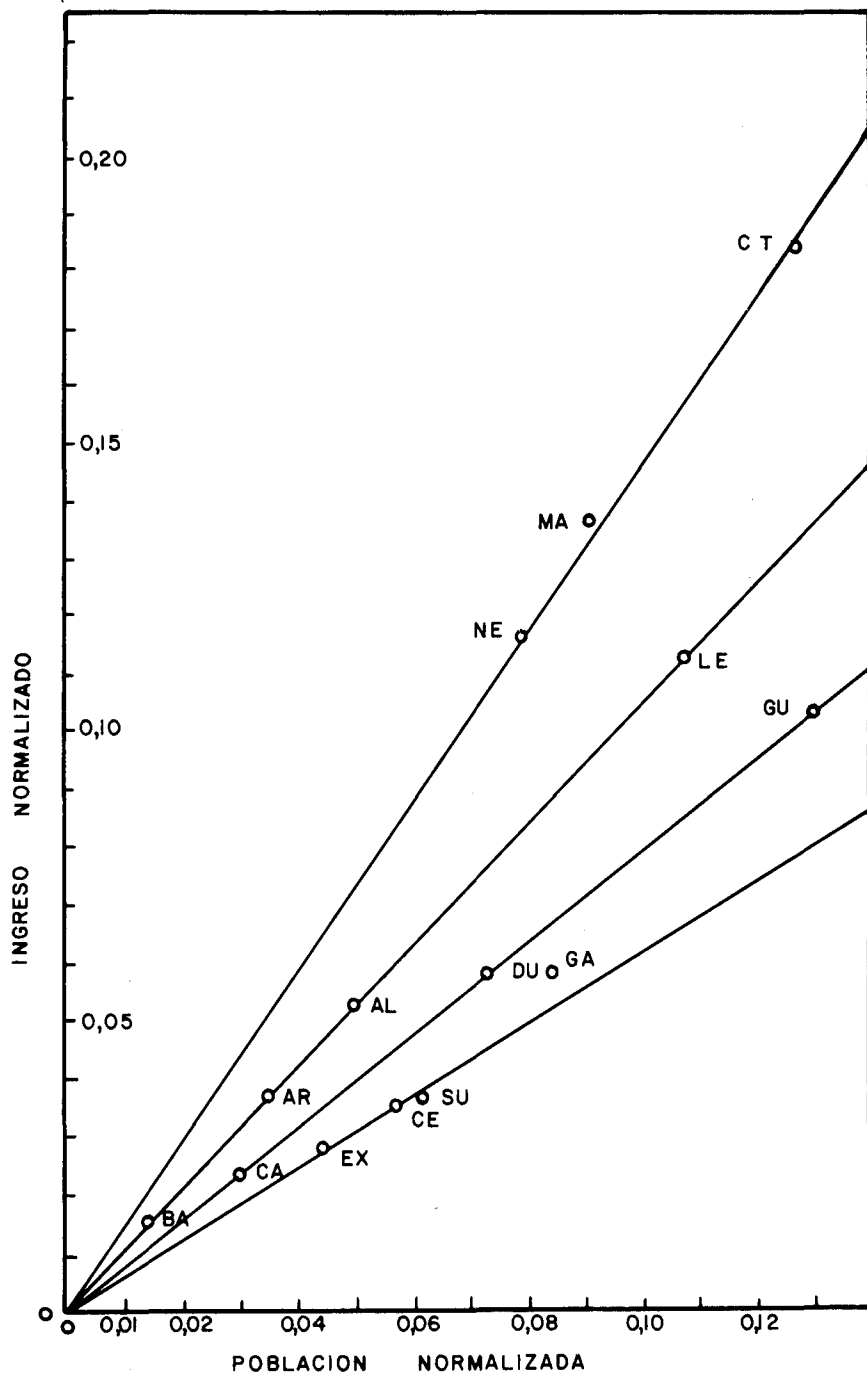




Ignacio Cantarell







Conclusiones y recomendaciones

JORGE GUIZA LAMBARRI

1. Teniendo en cuenta el Inventario de Recursos Energéticos de España, se puede concluir que es conveniente la intensificación de la explotación de las reservas de hidrocarburos que en forma preliminar se han detectado cerca de las costas del Mediterráneo y del Cantábrico.

2. Asimismo, deberá de incrementarse la explotación de los recursos Uraníferos para la producción del Oxido de Uranio que habrá de emplearse en la elaboración de combustibles nucleares.

3. La Energía Eólica no puede contribuir en forma substancial a la generación de energía eléctrica debido principalmente a su inconstancia, por lo que a la fecha su utilización sólo podrá ser de alguna utilidad en casos muy particulares y en instalaciones muy pequeñas.

4. La Energía Solar no es en la actualidad un recurso que pueda competir con los convencionales en la generación directa de electricidad; sin embargo, su utilización para el calentamiento de agua de piscinas y de hogares, así como para la calefacción de estos mismos en los lugares en donde haga falta, puede significar un importante ahorro de combustibles.

Una aplicación que se considera muy importante es la desalación de agua salobre.

5. A la utilización de energía geotérmica, especialmente en las Islas Canarias, debe dársele toda la importancia posible con el objeto de desarrollar su aprovechamiento ya que se ha comprobado en otros países que es una energía confiable y que puede constituirse en una importante contribución a la generación de electricidad, potabilización de agua, así como para otros múltiples usos.

La inversión que se requiere para comprobar su disponibilidad y visibilidad sobre todo en la Isla de Lanzarote es relativamente pequeña si se compara con las inversiones que se requieren para llevar adelante cualquier programa alternativo.

6. La instalación de una Central Núcleo-eléctrica dual, para la generación de electricidad y la producción de agua potable deberá de estudiarse detalladamente,

haciendo un cuidadoso estudio de mercados tanto para el agua como para la electricidad.

Aparentemente, la capacidad de los reactores que actualmente se fabrican puede resultar demasiado grande para las necesidades de la isla de Gran Canaria, con mayor razón si se toma en cuenta que para tener una capacidad firme habría que duplicar la instalación.

Resumiendo y en el caso concreto de Canarias se puede deducir como la principal conclusión de este Simposium es la necesidad de fomentar y programar su potencial energético con especial atención a los recursos naturales propios de las islas.

En este caso la utilización del viento, el sol y del mar como fuentes energéticas dependerá del progreso tecnológico a que se llegue en estas energías; pero por el momento no pueden resolver el problema Canario de generación de electricidad.

En cambio, la energía Geotérmica concretamente en la isla de Lanzarote podría resolver conjuntamente los problemas de suministro de energía eléctrica y producción de agua potable.

En el caso de que ese potencial de energía Geotérmica se confirmara debería de investigarse la fuente energética en todo el Archipiélago.

Por último para la resolución en corto y medio plazo de todos los problemas energéticos y afines que tiene planteados esta región debería fomentarse la creación de cuadros técnicos locales para impulsar desde el propio archipiélago el desarrollo de estos y de cualquier energética propia de Canarias.

La energía del futuro

LUIS MAGAÑA MARTINEZ

En primer lugar quiero felicitar a los ponentes y a los autores de las comunicaciones por su brillante contribución al éxito de este simposio. También quiero expresar mi gratitud a los participantes por el interés con que han seguido las deliberaciones y por su colaboración a lo largo de las reuniones celebradas.

La energía es un elemento esencial que vincula el desarrollo económico y social de los países, de tal modo, que una de las condiciones previas para iniciar un proceso de expansión en gran escala es la disponibilidad de energía necesaria.

Los problemas energéticos se pueden estudiar bajo distintos enfoques: a escala mundial o regional, es decir, considerando grandes áreas geográficas; a escala nacional desde un punto de vista más concreto, con vistas a asegurar las necesidades previsibles a corto y medio plazo o circunscribirse a entornos locales, en que por razón de la circunstancia, sea necesario una solución peculiar. Tal es el caso de los archipiélagos y concretamente el de estas hermosas provincias españolas del Sur, orientadas hacia América y hacia África, en las que la belleza de la naturaleza y las exquisitas cualidades de sus moradores crean un atractivo especial y una atmósfera de encantamiento que a veces nos hace olvidar la realidad.

LA ELECTRICIDAD

Entre los diversos suministros energéticos que son necesarios para la vida social y económica moderna, la electricidad constituye tal vez el más necesario, porque puede suplir a todas las demás energías y porque debe llegar a todos los hogares. Por lo general, un mercado eléctrico está servido por una red interconec-

tada con grandes centros de producción que general la energía, por transformación de otras energías primarias y luego la distribuye a lo largo de un ámbito geográfico extenso.

El transporte eléctrico a través de espacios marinos no está todavía tecnológicamente resuelto para grandes distancias y para grandes profundidades y ocurre en el caso de un archipiélago como el de Canarias que la unión por cable entre los mercados de las distintas islas no es posible y se hace necesario la instalación de numerosas pequeñas centrales generadoras para abastecer a cada una de ellas, con la dificultad adicional de que para garantizar la continuidad de los suministros y en evitación de fallos en algún grupo generador, es imprescindible disponer de un exceso de potencia significativo que contribuye a encarecer el coste de los suministros insulares.

Ante la falta de atractivo para la iniciativa privada, en lo que se refiere al abastecimiento de energía eléctrica de las islas Canarias, el Gobierno adoptó hace ya algunos años, la acertada decisión de encargar a una empresa de Instituto Nacional de Industria la responsabilidad de atender sin retrasos las demandas de electricidad de estas provincias insulares.

Para atender a este requerimiento y, en tanto no se encuentren fuentes propias de energía primaria, la solución que parece más ventajosa es la de instalar centrales alimentadas con combustibles líquidos, por su facilidad de transporte marino. La electricidad obtenida en una o varias centrales situadas junto al mar, se distribuye a todos los centros de consumo de la isla por una red mallada y que disponga además de una cierta potencia de reserva.

COMBUSTIBLE

En lo que se refiere a las demás modalidades de energía comercial como son los combustibles para la industria, los carburantes para el transporte y los combustibles para los usos domésticos, pueden suministrarse por medios discontinuos y recibirse, en el caso de que no exista producción propia, a través de los sistemas convencionales del transporte marítimo y terrestre.

Los gases combustibles constituyen una mercancía que puede considerarse intermedia, desde el punto de vista del transporte y de la distribución, entre la electricidad y los combustibles ordinarios, en el sentido, de que requieren por lo general, medios continuos de distribución, aunque también hay clases como gases licuados de petróleo que pueden ser suministrados en envases y utilizando los medios corrientes de comercialización.

Mientras que la aplicación de medios discontinuos de transporte y distribución no ofrecen una dificultad intrínseca en el caso de un archipiélago o de una isla, el empleo de medios continuos tanto para la electricidad como para los gases combustibles, sí puede constituir un obstáculo, cuando no es posible la interconexión con otros mercados o zonas de producción más extensas.

Actualmente la posibilidad de transportar por buque gas natural líquido, y su utilización posterior por medio de una planta de regasificación y de una red canalizada de distribución abre también nuevos caminos para el abastecimiento de estos mercados insulares.

LA CRISIS DE LA ENERGIA

El encarecimiento de los precios de la energía, a partir de finales de 1973, ha modificado profundamente las condiciones de la oferta y ha creado un interés en el desarrollo de nuevos recursos y en el ensanchamiento del inventario mundial de los recursos tradicionales.

Cuando se examina el potencial conocido de recursos convencionales y se compara con las necesidades actuales, se aprecia una limitada dimensión de las reservas de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y se vislumbra en un plazo no muy lejano, pero menos breve de lo que se dice, su agotamiento, si se continua consumiendo al ritmo progresivo de los años pasados.

No quiere esto significar que el porvenir energético de la humanidad sea sombrío, la naturaleza ofrece grandes posibilidades de otras fuentes y no hay que olvidar que el Universo es todo él un conjunto de interacciones energía-materia que se concreta en los astros y en los movimientos estelares. El sol es un gigantesco generador nuclear que nos envía cada día una energía, unas ocho mil veces superior a la que consume el mundo en un año. En el agua del mar existe un potencial de uranio que nos permitiría cubrir las necesidades actuales del mundo durante cinco millones de años. El deuterio contenido en el agua del mar sería suficiente para mantener las necesidades energéticas del mundo actual tres mil millones de años.

En términos algo más modestos comparados con esa escala gigantesca del cosmos, el flujo de energía geotérmica es equivalente a unas tres veces el consumo mundial y degradando la temperatura interior del globo terráqueo se pueden obtener cantidades ingentes de energía térmica.

Todas estas cuestiones son apasionantes y las posibilidades de las nuevas fuentes de energía, el sol, el viento, las mareas, la energía geotérmica, los gradientes térmicos y otras han sido objeto de deliberaciones en este importante symposium internacional sobre el aprovechamiento de la energía.

LOS NUEVOS PLANTEAMIENTOS

No se debe ser gratuitamente optimista, ni sistemáticamente pesimista, de cara a los planteamientos actuales. Frente a un futuro energético que muchos han vaticinado de crítico, se debe adoptar una actitud realista y comprender que el proble-

ma fundamental no es de escasez de recursos energéticos, sino de acomodación de la tecnología a las nuevas fuentes que es preciso poner en explotación. El problema es también de precios, porque las nuevas tecnologías serán más complejas, exigirán una mayor inversión por unidad física y tendrán en definitiva un coste relativo superior.

Todas las energías convencionales proceden de la solar, a través de un proceso natural de concentración. Tal es el caso de los carbones y del petróleo, donde a través de las convulsiones geológicas y grandes períodos de maduración se han concentrado volúmenes de materia orgánica, vegetal o animal determinante de los yacimientos actuales.

Tal es el caso de la energía hidráulica y de los vientos, donde el calor solar actuando sobre la atmósfera, induce a cambios térmicos que producen diferencias de presión, evaporación del agua, nubes y posteriormente la lluvia y el desencadenamiento de las corrientes aéreas. Más concentrada es la energía hidráulica que se acumula en las cuencas altas de los ríos y, por eso, de más fácil aprovechamiento tecnológico. Menos concentrada y más irregular la energía de los vientos y por tal característica su explotación técnica tiene un coste superior y una utilización más circunscrita a situaciones especiales.

Las conclusiones que a grandes rasgos derivan de la consideración de los sistemas naturales es que nuestro futuro energético puede quedar asegurado, si acertamos a edificar las tecnologías adecuadas que nos abran las puertas de las nuevas fuentes y nos las modulen al ritmo de nuestras necesidades.

Refiriéndose al hecho geográfico de las islas Canarias se aprecian unas condiciones naturales que pueden ser propicias al desarrollo de algunos de estos nuevos recursos, como la energía geotérmica y la radiación solar. Confiamos en los estudios que van a llevarse a cabo como resultado de las conclusiones de este symposium puedan tener una adecuada aplicación en este caso y contribuir a crear una prosperidad y un porvenir brillante a estas islas españolas que bien lo merecen por encerrar tantas virtudes, tanto atractivo y tanta belleza.

Palabras pronunciadas por don Lorenzo Olarte Cúllen, presidente de la Excma. Mancomunidad Interinsular de Cabildos de Las Palmas, en el acto de clausura

Nos encontramos hoy ante un tema que ha interesado a todos, sin distinción de clases ni profesiones, ha interesado no sólo a quienes han hecho de la ciencia y la investigación su vocación y su profesión, sino también al hombre de la calle, que ha seguido estas actividades con una pasión e interés, que ustedes, concentrados en este recinto en las jornadas de trabajo, no pueden siquiera imaginar, tanto en cuanto al «I simposium internacional sobre aprovechamiento de la energía» se refiere, y es que indiscutiblemente todos lo consideramos de interés vital para nuestra supervivencia, como tantas veces se ha dicho y también de cara a la necesaria planificación de nuestro progreso.

Entrando en el capítulo de las gracias, lo que hoy hago con especial satisfacción, tengo que aludir de forma particularísima a todos aquellos que han participado en el simposium, y a quienes han prestado una colaboración sin límites en la obtención de sus conclusiones.

He de incluir aquellas personas que, procedentes de distintos países se han fundido en una única nacionalidad, la nacionalidad determinada por el estudio, por la investigación, por el amor a la ciencia y al progreso, he de agradecer también de forma singular a un número cuantioso de estudiantes que han seguido apasionadamente estas sesiones, dando un ejemplo de responsabilidad para una generación en la cual quienes vamos ya dejándola, tanto creemos; asimismo vaya mi agradecimiento a los medios de comunicación social, su labor forzada día tras día, tratando de que cuanto aquí se ha hablado, cuanto se ha estudiado, y cuanto se ha concluido, llegue a los últimos rincones de nuestra isla, agradecimiento en el que, por supuesto, no puedo dejar atrás al Instituto de Ingenieros Civiles de España, tan dignamente representado aquí por su presidente, por la colaboración

que desde el primer momento ha prestado para la organización del «I simposium internacional sobre aprovechamiento de la energía», con extraordinaria responsabilidad y sentido pragmático, a la Mancomunidad de Cabildos que me honro presidir.

De igual manera he de hacer una especial alusión, como no, al ilustre representante del Ministerio de Industria, aquí presente, a quien lógicamente trasladaré ahora, una serie de preocupaciones que como autoridad provincial de Las Palmas, me encuentro en la obligación de hacerle llegar.

Por otra parte, como muchos de los aquí presentes saben, ha coincidido la fecha con que prácticamente salía a luz pública la celebración de este simposium, con un pronunciamiento categórico del Consejo de Ministros, en virtud del cual se hablaba de la necesidad de estudiar y de fomentar todo lo relacionado con la energía geotérmica y solar, saliendo al paso de las preocupaciones que a los políticos y no políticos, por lo que se refiere a la energía en general, nos abrumba; es más, hace poco creo que el señor Martín, hacía una llamada a las autoridades canarias, a fin de que como máximo estímulo, hiciera gala de una preocupación que hoy por hoy creemos es insoslayable:

La prueba evidente de nuestra gran preocupación por este tema, es precisamente la grata circunstancia de que estemos aquí reunidos. Yo creo que en el futuro coincidieron con el parecer de un paisano, señor Medina, que hace pocos momentos nos dirigía la palabra, es preciso establecer una confluencia de esfuerzos, de responsabilidades y de solidaridades entre las autoridades insulares y entre el poder central. Creo que es fundamental para poder fomentar y programar nuestro potencial energético el posibilitar todo ello. Necesario es también que el Ministerio, o los ministerios correspondientes, establezcan en conjunción con los cabildos, una delegación, entidad, instituto o centro de estudios, que impidan queden reducido a mero romanticismo lo que tanto y por tantas razones nos preocupa a todos.

Hace unos días, el lunes pasado, en ocasión de inaugurar este simposium, comentaba jocosamente con unos compañeros que puesto que a continuación debía inaugurar otro sobre «cultivos hidropónicos», que por iniciativa de la Caja de Ahorros —también de mi presidencia— se estaba celebrando y por la tarde debía inaugurar como presidente del cabildo una «casa de la cultura» en un municipio rural de la isla, que ya no sabía si iba a hablar de «energía» al hacerlo de los cultivos hidropónicos», o al inaugurar el centro cultural y así fue al declarar inaugurada la casa dedicada a nuestro incomparable poeta «Tomás Morale» llegué a la siguiente conclusión:

Ustedes han hecho precisamente posible que una luz muy intensa siga alumbrando nuestra esperanza.

He llegado a una conclusión muy evidente, que hay una energía insustituible, que por fortuna esa energía es inagotable, y que esa energía es esa de la cual vosotros habéis dado muestras bien sobradas, la energía intelectual.

Muchas gracias.

Palabras pronunciadas por don Ramiro Cercós Pérez, Presidente del Instituto de Ingenieros Civiles de España, en el Acto de Clausura.

Hemos llegado al final de este trabajo en común desarrollo con el pragmatismo y elevado carácter científico que exigen la responsabilidad de estas jornadas en estos momentos críticos para el país y en particular para las islas Canarias y el perfil humano y el talante personal de todos ustedes asistentes a este simposium. Al hilo del caudal de experiencias y realidades aquí expuestas se ha hecho futuro.

Energía y medio ambiente, dos términos que hemos de hacer compatibles, armoniosos, porque los exige ineludiblemente nuestro bienestar y nuestra supervivencia, habrán de ser permanente término de discusión y referencia, me atrevería a decir que centro de gravedad de las inquietudes, de nuestra sociedad, en el nuevo marco de convivencia que nos aprestamos a decidir y a configurar todos los españoles. Y yo aseguro a ustedes que la ingeniería española asumirá responsablemente su cuota de participación en dar satisfacción a este reto con que se enfrenta nuestra sociedad. Si a España y a su idiosincrasia les urge en las nuevas horas superar los teoricismos y divagaciones y hacer operativos el desarrollo tecnológico y la investigación científica ahí estará presente la ingeniería, sin afanes de protagonismo, y sí con el más elevado sentido social y espíritu de servicio a la sociedad.

A todos ustedes, a la prestigiosa y brillante representación extranjera y a ustedes profesionales y científicos españoles que en excelente quehacer pluridisciplinario han hecho realidad este simposium el agradecimiento del Instituto de Ingenieros Civiles, el de sus miembros y el mío propio.

A la Mancomunidad Provincial Interinsular de las Palmas, a su presidente Lorenzo Olarte y a su equipo, nuestro sincero reconocimiento por facilitarnos su ayuda, su colaboración y por darnos la oportunidad de gozar de esta bella metrópolis que es Las Palmas y de sus gentes. Gratitud también a intérpretes y azafatas por su amabilidad y eficacia. Y para todos los asistentes a este simposium que el futuro nos depare en afanes de coincidencia la posibilidad de seguir colaborando en pro de la investigación de nuevas fuentes de energía y en el logro del aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos.

Un reto a la alta investigación española

JOSE SERRANO CAMARASA

Aprovechando la ocasión del Primer Simposium de Energía, celebrado en Las Palmas, quiero públicamente alentar a la alta investigación española en la realización de una experiencia a mi juicio trascendente, de la que espero los mejores frutos para nuestro país.

Esta experiencia tiene como fin desentrañar los procesos naturales que se desarrollan en la atmósfera y conducen a situaciones de lluvia, buscando hallar una operativa sistemática que permita provocar a voluntad precipitaciones en forma de lluvia en situaciones meteorológicas favorables.

Para realizar esta experiencia se precisan los siguientes elementos:

1.º Un grupo de personas equivalente por su número —unos quinientos hombres— y operatividad a la de un batallón de soldados zapadores, que pueda ofrecer seis horas de su trabajo disciplinadamente bajo directrices concretas en la zona que indique.

2.º La prestación por un día de una flota de unos cincuenta camiones, mejor todo terreno, con capacidad aproximada de tres toneladas métricas por camión.

3.º Un millón de metros cuadrados de lienzo que presente una de sus caras en negro y la otra en blanco, o bien ambas en negro. Este lienzo podría estar integrado, por ejemplo, por cinco mil piezas de tela de dos metros de anchura de banda, cien metros de longitud, cuyo peso por pieza estimo podría ser de unos veinticinco kilogramos.

4.º Cien mil doscientos bastones o piquetes de acero, de unos veinte metros de altura, fabricados con redondo de cinco milímetros de diámetro, aguzados por su extremo inferior y rematados por dos ganchos en la cabeza superior.

5.º Doscientos mil doscientos ojales, a fabricar con cinta plástica autoadhesiva, que se peguen fácilmente al lienzo y permitan un fácil tendido horizontal de los lienzos, sin desgarrarlos, incluso con fuertes vientos.

6.º Como herramientas auxiliares, unos doscientos cincuenta mazos, precisos para encar los anteriores, hasta que su punta penetre en el suelo unos cuarenta centímetros de profundidad.

A continuación se explica el funcionamiento del método que se pretende desarrollar y la forma operativa pensada:

El mecanismo de la lluvia está basado en el funcionamiento de una máquina térmica que tiene su foco caliente en el suelo. Su foco frío en la alta atmósfera, en lugares donde se alcanzan temperaturas inferiores a -3°C (3 grados bajo cero). El medio agente es el vapor de agua y el elemento catalizador los núcleos de condensación.

Para que funcione esta máquina, generalmente disponible (salvo en casos claros y excepcionales de inversiones de temperatura en la curva de estado de la atmósfera) se requiere su lanzamiento, que consiste en singularizar una chimenea ascensional de aire, por los métodos que fuesen, de tal forma que ponga en marcha el mecanismo.

Para que ascienda en la atmósfera un globo de tipo Montgolfier se precisa, como es sabido que el aire en el interior del globo esté más caliente que en su entorno exterior.

El tiro de cualquier chimenea se mantiene en análogas circunstancias y la chimenea material propiamente dicha, puede considerarse prolongada en la zona, sobre ella, en que existe diferenciación clara de la temperatura de la columna de aire ascendente respecto del entorno. El tiro y la chimenea virtual se interrumpe por entropía, cuando por corrientes fuertes de viento, esencialmente horizontales, se mezcla la masa de aire frío y caliente rompiéndose el gradiente término original y el contraste térmico que posibilitaba la ascensión.

Hay que tener en cuenta en cada caso que las masas de aire, al experimentar en su ascenso la expansión adiabática van enfriándose y de la comparación de sus propias curvas de expansión adiabáticas secas o húmedas con la curva de estado natural, en aquel lugar de la atmósfera, puede inferirse los tramos de ascendencia natural de la gota de aire considerada, con la localización de los distintos niveles de formación de nubes y el límite total de su ascenso.

Las depresiones atmosféricas o ciclones, implican corrientes ascensionales de aire en el entorno del foco u ojo de los mismos. Similares corrientes ascendentes podrían generarse mecánicamente mediante el soplo hacia arriba de grandes baterías de ventiladores adecuadamente dispuestos. Es posible que para el citado lanzamiento no basten potencias soplantes del orden de 100.000 ó 500.000 Kw pero es seguro que cada situación podría resolverse con potencia suficiente y adecuada (que es función de la altura pasiva a vencer para crear la chimenea de lanzamiento).

En buena parte de los casos, la disponibilidad de 1.000 Mw de potencia localizada en ventilación desencadenaría el fenómeno.

Aunque ya se dispone de grupos generadores de tal tamaño, resultaría muy caro usarlos en experiencias de este tipo, habida cuenta, sobre todo del valor del vapor del circuito primario de la máquina, una vez desmineralizado y desgaseado. Exigiría, por tanto, la disposición adecuada de intercambiadores de calor gigantescos que evitasen la utilización del vapor del circuito primario. Por lo tanto, no nos atrevemos a proponer experiencias que utilicen este método, y buscamos para nuestras eventuales experiencias, simples generadores concentrados de energía más baratos y más desplazables.

Sabido es que en zonas soleadas de nuestro país, a gran altitud y/o a baja latitud, existen áreas en que el calor de irradiación solar alcanza potencia superior a $1\text{Kw}/\text{m}^2$. En la mayor parte de los casos, buena parte de este calor, más de la mitad, se pierde por reflexión y caldeo del suelo, sin que el aire inmediato superior reciba aportaciones excesivas, y en todo caso no suelen darse situaciones de concentraciones locales de calor y, por tanto, a los efectos ascensionales, las chimeneas resultan inoperantes por falta de contraste térmico en el suelo.

Mi propósito es tender a 1,80 m de altura sobre el suelo, a manera de parrilla, los lienzos, con su cara negra mirando hacia el cielo con ánimo de crear una mancha negra singular absorbente de la radiación solar, en que el aire se caldee mucho más que la zona de entorno no cubierta por el lienzo. Tendríamos así, con un millón de m^2 de lienzo tendido, una máquina soplante singular de potencia del orden del millón de Kw que resultaría operativa a los fines que nos proponemos.

Con esta potencia, y contando además con la simultánea emisión de yoduro de plata en el centro de la mancha negra, que garantice la formación de cristales de hielo en cuanto el aire alcance la temperatura crítica de -3°C . Creemos asegurar el inicio de una precipitación cuya continuidad queda ligada al mantenimiento del caldeo solar y a la ascendencia consiguiente del aire; es decir, a la posibilidad de disponer las cosas de manera que las nubes originadas no proyecten sombra sobre la mancha negra, foco singular de calor, y que la chimenea no se rompa por vientos que provoquen la turbulencia del aire y su homogeneización térmica.

Contando con vientos moderados de dirección conocida, es posible que la chimenea se mantenga y el penacho de nubes correspondiente se aleje lo bastante del foco caliente para no impedir la continuidad de insolación, por lo menos en el tiempo exigido para el lanzamiento de la máquina. Más tarde, una vez cebado el fenómeno, tales precauciones resultarían menos necesarias.

La operativa ya no necesita ser descrita:

Elegido un lugar soleado con aire lo más cargado de humedad posible y teniendo en cuenta la dirección de brisa en superficie, se elige el foco caliente, o sea, una extensión de aproxima-

damente 1 Km. con la forma más adecuada (podría ser, por ejemplo, un circo de montaña orientada al sur), con acceso fácil a la cuña fría que a través de la parrilla-lienzo facilitará la ascensión de la gota caliente. Se replantea sobre el suelo quinientas alineaciones rectas separadas dos metros y se hincan a lo largo de ellas piquetas al tresbolillo con separación de unos cinco metros.

Sobre los piquetes se tienden a derechas e izquierdas los lienzos y se inicia el fuego en los quemadores de carbón impregnado en yoduro de plata.

Espero que antes de una hora se habrá cebado una tormenta en la inmediata proximidad del lugar del experimento.

Quiero aclarar que «a priori» la zona operativa más adecuada en nuestro país podría ser la de alguna alta meseta de las Castillas o Albacete, próxima a bosques, vegas o embalses que humidifiquen el ambiente.

No descarto sin embargo, la posibilidad de operar en las Islas Canarias, con el fuerte inconveniente en este caso de que las direcciones contrarias del Alisio y Contraalisio y su obstinada permanencia cizallen las incipientes chimeneas rompiendo los contrastes.

Ciertos valles del Teide y de la isla de Gran Canaria, orientados al sur ofrecerían para nuestro propósito singular interés que debe estudiarse.

En cuanto a la situación meteorológica más favorable es la del paso de frentes fríos o aprovechando la presencia de gotas de aire frío en la vertical del punto elegido, porque en estas ocasiones la altura de la chimenea a crear será más pequeña y entonces la extensión de la mancha negra —precisa para cebar el dispositivo— sería más reducida, acaso con radio del mismo orden que la altura de la zona pasiva.

Por último, tengo que añadir que aún cuando el coste del primer ensayo pudiera ser elevado (del orden de 80 millones de ptas.), como prácticamente la totalidad de los materiales sería recuperable, podría volverse a ensayar a continuación con el mismo equipo en los puntos más diversos de la geografía hispana y establecer de manera más permanente manchas negras en el suelo en aquellos puntos que ofrecieran mayor interés.

OBSERVACIONES COMPLEMENTARIAS DEL INGENIERO SEÑOR ALONSO DE OZALLA

Después de redactada la precedente comunicación, mi asiduo colaborador en INYPSA, el ingeniero de montes don José Miguel Alonso de Ozalla, ha formulado las siguientes observaciones, y por ello las recojo a continuación:

Un foco calórico singular de gran magnitud con gradientes térmicos superiores a los conseguibles con la experiencia propugnada, puede ser un gran incendio forestal. Aunque no son raros los chaparrones coincidentes con tales incendios, no siempre suceden; ello pudiera atribuirse a cuales quiera de los siguientes factores:

a) Que la chimenea diferenciada de aire caliente no alcance la isoterma -3° C, provocándose antes la mezcla con aire frío, que la neutraliza, lo que ocurrirá cuando se registren grandes vientos durante el incendio, lo que es bastante frecuente.

b) Insuficiente cantidad de núcleos de condensación en altura, que podrían producir un leve goteo entre niveles altos, sin llegar a mojar el suelo.

c) El frente de fuego es predominantemente laminar y con espesor demasiado débil para crear chimeneas ascendentes con suficiente capacidad perforadora de las zonas pasivas de la alta atmósfera.

d) Dificultad de formación y penetración de la cuña fría, causante último del ascenso de la gota caliente, por falta de parrilla ventiladora.

e) Que la teoría expuesta no sea totalmente correcta.

Ahora bien, de confirmarse la teoría y fallar solo el factor b) de escasez de núcleos, un procedimiento lógico para atajar incendios forestales sería provocar inseminaciones de yoduro de plata mediante quemadores portátiles en el suelo en la inmediata vecindad del incendio, con lo cual se evitaría la escasez de núcleos de condensación y sería más fácil provocar chaparrones que contribuirían a sofocar el fuego.

Todo lo expuesto podría servir de base a experiencias complementarias que brindamos a ICONA.

Relación de asistentes al Primer Simposium Internacional sobre Aprovechamiento de la Energía

DON LUIS ALVAREZ DE BUERGO

Físico nuclear

Empresa: Junta de Energía Nuclear.

DON JERONIMO ABAD FERNADEZ

Ingeniero de Minas.

Domicilio: Paseo de Leñeros, 39, 2.º, B - Madrid-20 - Teléf. 4505533.

Empresa: Instituto Geológico y Minero de España.

Ríos Rosas, 23 - Madrid.

DON JOSE ALBERT BELTRAN.

Doctor en Ciencias Geológicas.

Domicilio: Cardenal Siliceo, 35, 9.º, 1.º - Madrid-2.

Empresa: Compañía General de Sondeos, S. A.

Avenida de América, 32 - Madrid - Teléf. 225 53 00.

DON JUAN ARMARIO SANCHIZ.

Ingeniero Técnico Industrial.

Domicilio: Playa del Inglés - Las Palmas - Edificio Mercurio - Teléf. 25 38 40.

Empresa: Eléctrica Maspalomas, S. A.

Edificio Mercurio - Playa del Inglés - Las Palmas - Teléf. 25 38 40..

DON JUAN ALMEIDA MACIAS.

Ingeniero Industrial.

Domicilio: Avda Mesa y López, 15, 6.º, J - Las Palmas - Teléf. 24 42 87.

Empresa: Servicio Municipal de Abastecimiento de Agua.

C/. Alfonso XIII, 2 - Las Palmas - Teléf. 21 62 00-1-2.

DON ABRAHAN ABIAN LICIAGA.

Ingeniero de Minas.

Domicilio: Plaza Doctor Laguna, 4 - Teléf. 273 74 75.

Empresa: Geotécnica, S. A.

Cuevas del Valle, 26 (El Plantío) - Madrid-23 - Teléf. 207 70 52.

DON ANTONIO ASTORQUIA HEVIA.

Ingeniero de Minas.

Domicilio: Parque La Colina, bloque D, 2.º, B - Teléf. 416 43 63

DON JOSE MARIA ANDREO RUBIO.

Domicilio: Plaza de Castelar, 3 - Badajoz - Teléf. 22 51 15.

DON FRANCISCO ADAM CERVERO.

Ingeniero Técnico.

Domicilio: Obispo Romo, 16, 9.º, A - Las Palmas - Teléf. 24 03 43.

Empresa: Ramón Vizcaíno, S. A.

Doctor García Castrillo, 5 - Las Palmas - Teléf. 24 03 43-7-8.

DON FELIX ALVARO FERNANDEZ.

Doctor Ingeniero Aeronáutico.

Domicilio: Urbanización Los Berrocales del Jarama, Y, 26.

Paracuellos (Madrid) - Teléf. 657 79 69.

DON JOSE LUIS ALEJANDRE RABOSO.

Economista.

Empresa: Energía Solar, S. A. - Alberto «alcocer, 41 - Madrid

DON NICOLAS DE ARENCIBIA PINEDOS.

Doctor Ingeniero de Minas.

Empresa: E. N. Edaro - Serrano, 116 - Madrid - Teléf. 70 34 00.

DON FERNANDO ALVAREZ PESTAÑA.

Arquitecto.

Domicilio: Pérez del Toro, 70 - Las Palmas - Teléf. 24 86 74.

Empresa: Excmo. Cabildo Insular de Gran Canaria

Bravo Murillo, 23 - Teléf. 21 69 04.

DON FELIX JUAN BORDES CABALLERO.

Arquitecto.

Domicilio: Cronista Jorde, 1 - Las Palmas.

Empresa: Teléf. 24 99 84.

DON JOAQUIN BELTRAN GALLART.

Ingeniero de Caminos.

Empresa: INTECSA - Villalba Hervás, 9 - Las Palmas - Teléf. 24 15 95.

DON MANUEL BRUSINT DEL OLMO.

Ingeniero Técnico.

Domicilio: Serrano, 15, 1.º, izq. - Santa Cruz de Tenerife - Teléf. 27 64 98.

Empresa: Standard Eléctrica, S. A. - Rambla Pulido, 85, 1.º

Santa Cruz de Tenerife - Teléf. 27 64 98.

DON CEAR CASTAÑEYRA MEDINA.

Perito Industrial.

Domicilio: León y Castillo, s/n - Puerto del Rosario - Fuerteventura.

Empresa: Planta Potabilizadora - Puerto del Rosario - Teléf. 85 03 38.

DON ISIDORO GUZMAN DE TOMAS.

Domicilio: Jerónimo Falcón, 32 - Santa Cruz de Tenerife - Teléf. 24 82 91.

Empresa: Standard Eléctrica, S. A. - Rambla de Pulido, 85.

Santa Cruz de Tenerife - Teléf. 27 55 38.

FELIPE CEBALLOS PORRAS.

Ingenieros Industrial.

Domicilio: Luis Doreste Silva, 54, 1.º - Las Palmas - Teléf. 24 65 85.

Empresa: Estudio Proyectos - Avda. Escaleritas, 66, 2.º - Las Palmas - Teléf. 25 48 44.

DON CARLOS CARDENES CABALLERO.

Ingeniero Industrial.

Domicilio: Juan XXIII, 2 - Las Palmas - Teléf. 34 38 88.

Empresa: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales.

Plaza de Tomás Morales, s/n - Las Palmas.

DON JUAN CASTELLANO CABRARA.

Ingeniero Industrial.

Domicilio: Avda. Marítima, edf. La Equitativa, 7.º, C - Las Palmas - Teléf. 24 04 47.

Empresa particular: Avda. Rafael Cabrera, 16, 1.º - Las Palmas - Teléf. 21 62 34.

DON JOSE FRANCISCO FERNANDEZ BELDA.

Ingeniero Industrial.

Domicilio: Malteses, 5 - Las Palmas - Teléf. 21 82 12.

Empresa: Escuela Técnica Superior de Arquitectura - Tamaraceite - Las Palmas.

DON JOSE MARIA FIESTAS COLL.

Ingeniero Industrial.

Empresa: Cabildo Insular de Lanzarote - Teléf. 81 07 00.

DON JACQUES FOURNIER.

Doctor Ingeniero.

Domicilio: «La Tuileere» F-74140 SCIEZQUSSY - Battelle, Centre de Recherche de Geneve.
7 Rute de Drize - CH-1227 Geneve.

DON PEDRO GIGAR VELASCO.

Ingeniero de Minas.

Domicilio: Alvarez de Baena, 4 - Madrid-6.

Empresa: Ibérica de Sondeos, S. A.

López de Hoyos, 13 - Madrid-6. Teléf. 261 08 07.

DON JESUS FERNANDEZ GONZALEZ.

Ingeniero Agrónomo.

Domicilio: Mauricio Legendre, 5 - Madrid - Teléf. 215 16 88.

Empresa: E.T.S. de Ingenieros Agrónomos.

Ciudad Universitaria - Madrid-3.

DON FELICIANO FUSTER JAUME.

Doctor Ingeniero Industrial.

Domicilio: Prohomonias, 3, 1.º - Palma de Mallorca - Teléf. 213 32 12.

Empresa: Gas y Electricidad, S. A.

Juan Maragall, 18 - Palma de Mallorca - Teléf. 27 85 27.

DON ALVARO FERNANDEZ FERNANDEZ.

Ingeniero ICAI.

Domicilio: El Carmen - Carretera Villamedina - Logroño.

Empresa: Fernández Hnos. - Apartado 40 - Logroño.

DON JUAN ANTONIO FALCON QUEVEDO.

Perito Industrial.

Domicilio: Brunete, 117 - Las Palmas - Teléf. 25 05 24.

Empresa: Juan Falcón Quevedo.

Brunete, 117 - Las Palmas - Teléf. 25 21 89.

DON JOSE IGNACIO GAFO.

Empresa: Compañía Española de Petróleo, S. A.

Avda. América, 2 - Madrid-2 - Teléf. 256 53 00.

DON ANTONIO GARCIA PADRON.

Químico.

Empresa: Compañía Española de Petróleo, S. A.

Avda. de Améric, 2 - Madrid-2 - Teléf. 256 53 00.

DON FRANCISCO GRAU CLARAMUNT.

Domicilio: Berlín, 7 - Madrid - Teléf. 255 32 50.

Empresa: Compañía Española de Petróleo, S. A.

Avda. de América, 32 - Madrid - Teléf. 256 53 00.

DON JUAN GARCIA LORENTE.

Domicilio: Víctor de la Serna, 12 - Teléf. 457 74 19.

Empresa: Compañía Española de Petróleo, S. A.

Avda. de América, 32 - Madrid-2 - Teléf. 256 53 00.

DON JOSE M. GONZALEZ MORENO.

Ingeniero Industrial.

Domicilio: Avda. Borbolla, 5 - Sevilla - Teléf. 23 60 50.

Empresa: Compañía Sevillana de Electricidad.

Avda. Borbolla, 5 - Sevilla - Teléf. 23 12 25.

DON FERNANDO CARDOSO SUAREZ.

Arquitecto.

Domicilio: Plaza de Cairasco, 5 - Las Palmas - Teléf. 21 95 36.
Empresa: Escuela Técnica Superior de Arquitectura de Las Palmas.
DON JOSE MARIA CAMPOS RODRIGUEZ.
Economista.
Empresa: Energía Solar, S. A.
Alberto Alcocer, 41 - Madrid.

DON FERNANDO CUETO ALVAREZ SANTULLANO.
Domicilio: O'Donnell, 41 - Madrid-9 - Teléf. 276 96 63.
Empresa: Ibérica de Sondeos, S. A.
López de Hoyos, 13 - Madrid-6 - Teléf. 261 08 07.

DON EMILIO CUSTODIA JIMENA.
Doctor Ingeniero.
Domicilio: Marina, 305-163 - Barcelona-13 - Teléf. 255 59 84.

DON IGNACIO CANTARELL COSTILLA.
Doctor en Ciencias e Ingeniero.
Domicilio: Edificio Eurocentro - Capitán Haya, 3 - Madrid-20 - Teléf. 455 16 26.
Empresa: AUXIESA, Ing. Española, S. A.
Padilla, 17 Madrid-6 - Teléf. 447 01 00.

DON JESUS CASTILLO GANA.
Técnico Superior.
Domicilio: Paseo de Chil, 1013 - Las Palmas.
Empresa: ESSO Española, S. A.
Explanada Tomás Quevedo, s/n - Las Palmas - Teléf. 26 44 94.

DON ANTONIO COTO MUÑIZ.
Ingeniero Industrial.
Domicilio: La Maruca (Avilés).
Empresa: Cristalería Española, S. A.
Almagro, 42 - Teléf. 419 96 10.

DON FRANCISCO CHAVEZ.
Empresa: Geotérmica, S. A.
Cuevas del Valle, 26 - El Plantillo, 23 - Madrid - Teléf. 207 70 52.

DON FRANCISCO DIAZ SOAREZ.
Ingeniero Industrial.
Empresa: Compañía Española de Petróleo, S. A.
Avda. de América, 2 - Madrid - Teléf. 256 53 00.

DON CARLOS DIAZ LOPEZ.
Empresa: Unión Eléctrica de Canarias, S. A.
Viera y Clavijo, 1, Las Palmas - Teléf. 22 15 43.

DON EDWIN EICHLER.
Domicilio: Apartado 26 - Granadilla de Abona - Tenerife.

DON PEDRO JOSE FONOLLA CUIXART.
Licenciado en Ciencias Químicas.
Domicilio: General Mola, 30 - Coloma Gram el Barcelona - Teléf. 386 03 53.

DON MODESTO GONZALEZ DE RIANCHO Y BELTRAN.
Empresa: Unión Eléctrica de Canarias, S. A.
Viera y Clavijo, 1 - Las Palmas - Teléf. 22 15 43.

DON LUIS GARBO Y FERNANDEZ VICTORIA.
Ingeniero Industrial.
Domicilio: Maestro Pérez Cabrero, 7, bajo, D - Madrid - Teléf. 250 21 09.
Empresa: ENHER - Vía Layetana, 162-164 - Madrid - Teléf. 215 73 26.

DON EMILIO GARCIA-CONDE ANGOSO.
Arquitecto.
Domicilio: San Nicolás, 18 - Las Palmas.

Empresa: Excmo. Cabildo Insular de Gran Canaria.
Bravo Murillo, 23 - Teléfs. 23 36 09 - 21 69 04.
DON LUIS MARIA GARCIA SANTILLANA.
Arquitecto.
Domicilio: Juan XXIII, 17, 1.º, 7º, D, 1 - Las Palmas - Teléf. 24 26 61.
Empresa: Escuela Técnica Superior de Arquitectura - Tamaraceite - Las Palmas.
DON CARLOS GUIGOU FERNANDEZ.
Arquitecto.
Domicilio: Perojo, 25 - Las Palmas.
DON JOAQUIN GOMEZ MORTE.
Geólogo.
Domicilio: León y Castillo, 26-28 - Las Palmas - Teléf. 21 50 49.
Empresa: AGICANSA - León y Castillo, 26-28 - Teléf. 64 10 98.
DON RAFAEL HERAS.
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.
Jefe del Servicio de Tecnología General de Obras Hidráulicas.
Paseo Bajo Virgen del Puerto, 3 - Madrid.
DON PEDRO HERNANDEZ SPINOLA.
Ingeniero Industrial.
Domicilio: Juan XXIII, 5, 3.º
Empresa: COBRA, S. A. - Barcelona, 47 - Las Palmas.
DON MERCEDES HEREDIA MUÑOZ.
Empresa: Energía Solar, S. A. - Alberto Alcocer, 41 - Madrid.
DON FERNANDO HERNANDEZ HERNANDEZ.
Ingeniero Aeronáutico.
Domicilio: Leñeros, 1 - Madrid.
Empresa: SENER, S. A. - Madrid.
DON JULIUS HENRICIC.
Doctor Ingeniero.
Rey Francisco, 4 - Madrid.
Empresa: Construcciones Aeronáutica, S. A. - Rey Francisco, 4 - Madrid-8.
DON LUIS HERNANDEZ PEREZ.
Economista.
Empresa: Cabildo Insular de Gran Canaria.
Bravo Murillo, 23 - Teléf. 22 11 05.
DON JOSE HERNANDEZ SINTES.
Aparejador de Obras.
Empresa: Cabildo Insular de Las Palmas.
DON JOSE JIMENEZ SUAREZ.
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.
Domicilio: Juan XXIII, 11, 6.º - Obras Públicas - Las Palmas.
DON JOAQUIN OCON.
Catedrático.
Empresa: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales.
Paseo de Tomás Morales, s/n.
DON JOSE PEREZ GUZMAN.
Ingeniero Industrial.
Domicilio: Plaza de San Gregorio, 19.
Empresa: José Pérez, 21 - Calderín López, 30 - Las Palmas.
DON MIGUEL PEREZ ELIZONDO.
Ingeniero Industrial.
Domicilio: Tomás Morales, 93, 6.º, D.
Empresa: Prefabricados de Jinamar - Plaza de Santa Isabel, 3 - Las Palmas.

DON JOAQUIN PONS QUINTANA.

Ingeniero Industrial.

Domicilio: Cebrián, 27 - Las Palmas.

Empresa: Percasa - Cebrián, 27 - Las Palmas.

DON SERVANDO PADRON.

Empresa Cía Española de Petróleos, S. A.

Avda. de América, 32 - Madrid-2.

DON ADOLFO PEREZ LUIÑA.

Doctor en Ciencias Químicas.

Domicilio: Juan Montalvo, 23 - Madrid-3

DON JOSE MARIA PLANS.

Empresa: Unión Eléctrica de Canarias, S. A.

Viera y Clavijo, 1 - Las Palmas.

DON CARLOS RODRIGUEZ HERNANDEZ.

Perito Industrial.

Domicilio: Teniente Coronel Castillo Olivares, 26 - Edificio América, 4.º, 1.

Empresa: Almacenes Caspe, S. A. - Suárez Naranjo, 101 - Las Palmas.

DON JUAN RUIZ AGUI.

Instituto Astrofísica de Canarias.

DON ARGELIO RUIZ CABALLERO.

Físico.

Domicilio: Princesa, 3, dpto. Apartado 712 - Madrid.

Empresa: Junta de Energía Nuclear (Madrid).

Ciudad Universitaria (Madrid).

DOÑA ELENA RUBISTEIN.

Arquitecto.

Empresa: Escuela Técnica Superior de Arquitectura - Las Palmas.

DON FERNANDO REDONDO RODRIGUEZ.

Economista.

Empresa: Excmá. Mancomunidad Provincial de Las Palmas - Bravo Murillo, 21.

DON SAMUEL STREINGER RITVO.

Arquitecto.

Empresa: Escuela Técnica Superior de Arquitectura - Las Palmas.

DON JULIO SALAZAR MITCHELL.

Arquitecto Superior.

Empresa: Instituto Nacional para la Capacidad de la Edificación y Escuela de Arquitectura de las Palmas.

DON LUIS RAMIREZ NARANJO.

Empresa: Unión Eléctrica de Canarias.

Viera y Clavijo, 1 - Las Palmas - Teléf. 22 15 43.

DON JUAN RETA.

Gerente de la Delegación del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales en Las Palmas.

General Franco, 33, 3.º - Teléfono 21 72 87 y 22 15 09.

ANGEL RODRIGUEZ PARADINA.

Doctor Ingeniero de Minas.

Empresa: Cía. General de Sondeos, S. A.

Corazón de María, 15 - Madrid.

DOÑA CARMEN SMITH AGREDA.

Doctora en Ciencias Físicas.

Empresa: Cía. Española de Petróleos, S. A.

Clara del Rey, 31 - Madrid-2.

DON JOSE SAENZ RODRIGUEZ.

Ingeniero de Canales, Caminos y Puertos.

Empresa: Servicio Geológico de Obras Públicas.
León y Castillo, 232 - Las Palmas.
DON ELOY SANSON CABRERA.
Ingeniero de Minas.
Empresa: Cía. Española de Petróleos, S. A.
Avenida 3 de Mayo, 87 - Madrid.
Apartado 74 - Tenerife.
DON JOSE SERRANO CAMARASA.
Ingeniero de Caminos.
Empresa Informes y Proyectos, S. A.
Hermanos Miralles, 49-51 - Madrid-1.
DON JOSE LUIS TIESTOS DEL RIO.
Arquitecto Técnico.
Domicilio: Pío XII, 31 - Teléf. 24 54 35.
Empresa: Excmo. Cabildo Insular de Gran Canaria.
Bravo Murillo, 23 - Las Palmas - Teléf. 22 36 09.
DON MANUEL SANTANDREU LEON.
Ingeniero Técnico Industrial.
Empresa: Babcock & Nilcox Española, S. A.
Tomás Morales, 3, 3.º - Las Palmas.
DON CARLOS SANCHEZ MAGRO.
Instituto Astrofísica de Canarias.
DOCTOR ADRIANO TRIMBOLI LONGHETTO.
Ingeniero.
Empresa: Patentes Simplex Aerotérmicas, S. A.
Avenida Concha Espina, 63 - Madrid-16.
DON ALEJANDRO REQUEJO DIAZ DE ESPAÑA.
Químico.
Empresa: Cía. Española de Petróleos, S. A.
Avda. de América, 32 - Madrid.
DON JUAN TEMBOURY VILLAREJO.
Ingeniero Industrial.
Empresa: Centro de Estudios de la Energía.
Agustín de Foxá, 29 - Madrid.
DON VICTOR VALVERDE MUELA.
Ingeniero Industrial.
Empresa: Centro de Estudios de la Energía.
Agustín de Foxá, 29 - MADRID.
DON AGUSTIN JUAREZ RODRIGUEZ.
Arquitecto.
Domicilio: Federico León, 4, 6.º
Empresa: Escuela de Arquitectura - Tamaraceite - Las Palmas.
DON RAFAEL KINDELAN JARNOTOT.
Economista.
Domicilio: Capitán Haya, 60 - Madrid.
Empresa: Cristalería Española, S. A. - Serrano, 26, 8.º - Madrid.
DON PEDRO MASSIEU VERDUGO.
Doctor Arquitecto.
Domicilio: Buenos Aires, 1, 3.º - Las Palmas.
DON ANTONIO MILLA RIERA.
Doctor Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.
Empresa: Centro de Estudios Hidrográficos, piso bajo - Virgen del Puerto, 3 - Madrid-5.
DON PEDRO MARRERO O'SHANAHAN.
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.

Domicilio: Plazoleta de Perón, 10, 3.º
Empresa: Tecnicarias - Plazoleta de Perón, 10, 3.º

DON SEBASTIAN MOLINA PETIT.

Ingeniero Industrial.

Domicilio: Camilo Saint, 23.

Empresa: Cía. Molina - Primo de Rivera, 15 - Las Palmas.

DON MARIANO MUÑOZ LOPEZ.

Empresa: Solicalor, S. A.

Bon Repos, 3 y Camp Presios, 16-18 - Altea (Alicante).

DON JOSE MARIA MARIN MAQUEDA.

Doctor en Ciencias Económicas.

Empresa: C.E.P.S.A. - Avenida de América, 32 - Madrid-2.

DON EUGENIO MARIN GARCIA-MANSILLA.

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.

Domicilio: Castellón, 120, 4.º - Madrid.

DON LUIS MENA SINTES.

Doctor Ingeniero Aeronáutico.

Domicilio: Malteses, 19 - Las Palmas.

Empresa: Escuela de Arquitectura - Tamaraceite - Las Palmas.

DON LUIS MENA BURGOS.

Domicilio: Malteses, 19 - Las Palmas.

DON MIGUEL MARTINEZ MELGAREJO.

Empresa: Unión Eléctrica de Canarias, S. A.

Viera y Clavijo, 1 - Las Palmas.

DON FERNANDO MONTEVERDE ASCANIO.

Domicilio: Unión Eléctrica de Canarias, S. A.

Viera y Clavijo, 1 - Las Palmas.

SEÑOR MORENO GARCIA.

SEÑOR A. LUIS MEDINA TOLEDO.

SEÑOR MORAN ARAYA.

SEÑOR LUIS MORA CARTAYA.

SEÑOR ANTONIO MARRERO BOCH

SEÑOR AUGUSTO MENVIELLE.

SEÑOR CASTO MARTINEZ SOTO.

SEÑOR MANUEL NAVARRO CACRES.

Arquitecto.

Domicilio: Avda. Rafael Cabrero, 18

Escuela de Arquitectura - Las Palmas.

DON JOSE L. NIÑO OLAIZ.

Doctor Ingeniero de Minas.

Empresa: instituto Nacional de Industria.

Plaza de Salamanca, 8 - Madrid.

MR. NELKEN.

DON MAXIMO NAGELEX.

Doctor Ingeniero Industrial.

Domicilio: Avda. de Anaga, 31. Santa Cruz de Tenerife.

Empresa: Enrique Siemens.

DON ANTONIO NUÑEZ ORDOÑEZ.

Ingeniero de Telecomunicaciones (electrónico).

Domicilio: Luis Doreste Silva, 54 - Las Palmas.

Empresa: Escuela Técnica Superior Ing. Industriales - Las Palmas.

DON JOSE LA ROCHE BRIER.

Ingeniero de Caminos.

} UNION ELECTRICA DE CANARIAS.

Domicilio: Pérez del Toro, 70 - Las Palmas.
Empresa: Dragados, S. A. - Dársena exterior. Puerto de La Luz - Las Palmas.

DON JAIME LOPEZ DE ASIAIN.
Doctor. Escuela de Arquitectura, Catedrático.
Domicilio: Nicolás Esteváñez, 76 - Las Palmas.
Empresa: Escuela de Arquitectura. Tamaraceite - Las Palmas.

DON OCTAVIO LLINAS GONZALEZ.
Licenciado en Ciencias Químicas.
Domicilio: Cayetano de Lugo, 27 - Las Palmas.
Empresa: Centro de Tecnología Pesquera de Gran Canaria - Cabalejas, 41.

DON CLAUDE LEBARBIER.
Ingeniero.
Domicilio: 1, Rue de Terres Franches, 78510 Triel S. Seine. Teléf. 974 95 62.
Empresa: Electricité de France Dafeco.
68, Rue de Faubourg Saint-Honore - París - Teléf. 764 68 74.

KURT OLOF LARSON.
Director.
Domicilio: Apartado de Correos 223. Altea. Alicante.
Empresa: Solycalor, S. A.
Bon Repós, 3 y Camp Presios, 16-18 - Teléf. (965) 84 13 58.

DON CARLOS LOPEZ PERDOMO.
Ingeniero Técnico Industrial.
Domicilio: Tomás Morales, 21 - Las Palmas.
Empresa: Excmo. Cabildo Insular de Gran Canaria.
Bravo Murillo, 23 - Las Palmas.

DON RICARDO LAGARES ACOTA.
Ingeniero Técnico del ICAI.
Domicilio: Mesa y López, 22 - Las Palmas.
Empresa: Injas, S. A. - Mesa y López, 32 - Las Palmas.

DON JOSE MARIA LARRUCEA URTIAGA.
Empresa: Unión Eléctrica de Canarias.

DON JORGE LARRUCEA URTIAGA.
Empresa: Unión Eléctrica de Canarias.

DON ORTUN SILVA.
Ingeniero Industrial.
Empresa: Unión Explosivos Río Tinto. Paseo Castellana, 20 - Madrid.

DON FERNANDO ORTIZ WIOT.
Alcalde de Las Palmas de Gran Canaria - Ayuntamiento.

an