

CENTRALES SOLARES DE POTENCIA CON CONCENTRADORES ESTUDIO PARA DETERMINAR SU FACTIBILIDAD⁺

L.E.Dawidowski, J.Farias, J.A.Moragues^a, A.T.Rapallini,
C.Rickert, M.A.Schiaroli y A.Vicente

RESUMEN

El presente trabajo se refiere a la Implementación de Plantas Solares de Potencia para la Generación de Electricidad, haciendo uso de concentradores cilíndrico-parabólicos de la radiación solar. En particular se propone el estudio de un conjunto de posibles ubicaciones de las plantas de acuerdo a ciertos parámetros de análisis, así como el estudio de prefactibilidad y el de factibilidad.

1.-INTRODUCCION.

En EE.UU. de Norteamérica existe desde 1984 experiencia en la producción comercial de electricidad generada en centrales de potencia por conversión de energía solar en térmica haciendo uso de concentradores cilíndrico-parabólicos. Actualmente se encuentra operando, entregando energía a la red, un grupo de centrales pertenecientes a la Compañía de Electricidad SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, con una potencia de 200 MW, existiendo un programa de construcción de 400 MW adicionales, habiéndose iniciado los trabajos para la erección de un primer módulo de 80 MW. En la Tabla I se resumen los principales datos de las centrales, su ubicación y el estado en que encuentran. Recientemente la empresa LUZ International Ltd., constructora de las centrales, ha firmado un contrato por 600 millones de dólares con la San Diego Gas & Electric Co., San Diego, California, EE.UU., para proveer por 30 años electricidad con centrales fototérmicas. El sistema será construido cerca de Victorville, California, y está prevista su finalización para 1994.

El buen nivel de radiación solar existente en el noroeste argentino, así como la importancia de disponer en el país de un parque diversificado de fuentes de energía para la producción de electricidad, llevaron a la CNEA a iniciar en 1976 un programa de aprovechamiento de energía solar complementario al de energía nuclear, haciendo uso de su infraestructura científico-tecnológica. Actualmente se encuentra en funcionamiento un banco de prueba donde se están midiendo las características de concentradores cilíndrico-parabólicos diseñados y construidos por CNEA, así como otro de origen español. La División Energía Solar de la CNEA cuenta con experiencia en aspectos teóricos e ingenieriles sobre esta tecnología.

En la Tabla II se indican los niveles de radiación solar global promedio anual de 8 estaciones dentro de la zona centro oeste y noroeste del país, que se considera la más adecuada para la ubicación de Centrales Solares de Potencia para la Generación de Electricidad (CSPGE), así como los datos de Kramer-Junction, California, EE.UU., donde se encuentran instaladas el mayor número de centrales solares de potencia en operación. Los niveles de radiación solar en el noroeste argentino presentan un conjunto de valores que pueden considerarse como muy adecuados, comparados con el nivel de radiación solar en California, a los fines del empleo de la energía solar para la producción de electricidad en gran escala.

Considerando módulos de plantas solares de 80 MW y una central completa de 320 MW, con datos disponibles de la empresa LUZ INTERNATIONAL, constructora de las centrales, y teniendo en cuenta que la planta trabaja 12,5 horas diarias durante 320 días del año, asistida por un sistema auxiliar de calentamiento alimentado por gas o por una mezcla de gas (8 meses) y empleo de combustible líquido (4 meses) de acuerdo con la disponibilidad de la zona, en la Tabla III se presentan los valores estimados de costo de kW instalado y del kWh producido.

En la Fig.1 se presentan valores de costo del kWh para centrales térmicas convencionales, los cuales se consideran representativos para la Argentina. Se han tomado los casos de generadores Turbo Gas de 100 MW, Ciclo Combinado de 300 MW y Turbo Vapor de 350 MW, para diferen-

⁺ Comisión Nacional de Energía Atómica. Depto. Fuentes Renovables y Uso Racional de Energía.
Avda. del Libertador 8250, 1429 Buenos Aires

^a Miembro de la Carrera del Investigador del CONICET

Tabla I

Centrales construidas y operadas por Luz International Ltd.
para la Compañía de Electricidad Southern California Edison

LOCALIDAD (California-USA)	POTENCIA (MW)	ENERGIA ANUAL (MWh)	COMIENZO DE OPERACION
Dagget	13.8	30.000	1985
Dagget	30	80.000	1986
Kramer-Junction	30	85.000	1987
Kramer-Junction	30	85.000	1987
Kramer-Junction	30	92.000	1988
Kramer-Junction	32	91.000	1989
Kramer-Junction	32	93.000	1989
Harper-Lake	80	-	Construcción

Datos de Ref. 1

Tabla II

RADIACION GLOBAL ANUAL MEDIA (MJ/m²)

Nº	LOCALIDAD	PROVINCIA	RGAM *
1	San Luis	San Luis	17.9
2	San Martin	Mendoza	19.2
3	San Juan	San Juan	20.8
4	V. Dolores	Cordoba	17.6
5	La Rioja	La Rioja	17.4
6	Catamarca	Catamarca	17.9
7	San Carlos	Salta	17.7
8	La Quiaca	Jujuy	24.3
9	Kramer-Junction	California	20.9

* Radiación Global Anual Media
Datos de Ref. 2

Tabla III

Estimación de costos de una planta solar de potencia para la generación de electricidad

Capacidad instalada	80	320	MW
Energía total anual (1)	320.000	1.280.000	MWh
Costo total proyectado por kW instalado	2.600	1.800	U\$S
Carga anual de capital (2)	231	160	U\$S
Costo del capital por kWh	5,8	4,0	¢
Costo de la energía alternativa por kWh (3)	0,8-1,2	0,8-1,2	¢
Costo de operación y mantenimiento por kWh	1,0	0,8	¢
Costo total por kWh	7,6-8,0	5,6-6,0	¢

1) Se considera un total de 12,5 horas diarias de funcionamiento combinando energía solar y alternativa durante 320 días anuales

2) Tasa de descuento 8 %, con una vida útil de 30 años

3) Precios actuales de combustible en el Noroeste argentino:

Gas : 5,56 U\$S/Gcal

Gas-oil : 23,09 U\$S/Gcal

Fuel-oil: 14,80 U\$S/Gcal

Se consideraron dos alternativas, según los siguientes casos de disponibilidad del combustible:

a) gas durante 12 meses

b) gas durante 8 meses y combustible líquido durante 8 meses, con un costo promedio de 10 U\$S/Gcal

tes números de horas de funcionamiento durante el año. Los combustibles considerados son los mismos utilizados en las centrales solares para el sistema auxiliar de calentamiento (ver Tabla III).

De la Tabla III y la Fig. 1, se aprecia que los costos estimados del kW instalado y del kWh de generación de electricidad por centrales solares son razonables en comparación con los valores estimados para centrales convencionales.

El análisis del conjunto de datos antes presentado justifica realizar un estudio de la factibilidad de construcción de Centrales Solares de Potencia para la Generación de Eléctricidad en la Argentina, a fin de obtener valores locales de costo tanto de instalación de las mismas, cuanto de generación de energía eléctrica, considerando el aporte de componentes fabricados en el país y los costos en la Argentina de operación, mantenimiento y energía auxiliar necesaria.

2.- ESTUDIO PROPUESTO

Se propone realizar un estudio de lugares posibles de ubicación de CSPGE en la zona noroeste del país, así como un estudio de prefactibilidad de construcción de las centrales y de factibilidad, teniendo en cuenta proveedores locales para diferentes componentes de las plantas. El estudio debe examinar, además, el potencial exportador de los componentes cuya producción nacional haya sido identificada para la construcción e implementación de estas plantas en otros países.

Debe tenerse en cuenta que la actual política del gobierno en materia energética está orientada a dar máxima participación a los capitales privados. Por ello se debe disponer de la información necesaria para mostrar la rentabilidad de la energía solar como recurso para producir electricidad.

Cualquiera sean los responsables de la construcción de dichas centrales, dado los problemas de financiación que existe para la construcción de obras energéticas de largo plazo de realización, el tiempo de 19 meses empleado para la construcción de una planta solar del tipo considerado es un factor digno de tener en cuenta.

COSTOS DE GENERACION

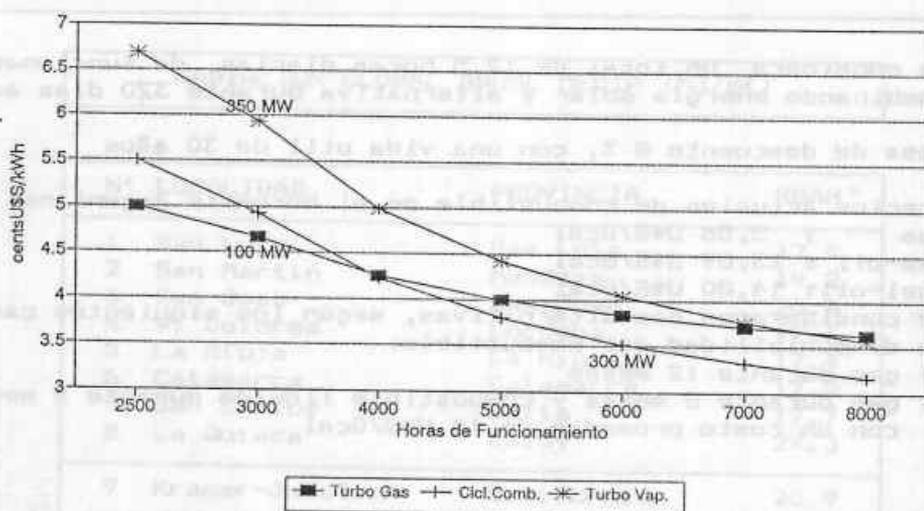


Figura 1: Costos de Generacion tomando: tasa de descuento 8% y Costo Combustible 10U\$/GCal. Datos de Ref.[3]

3.- ETAPAS DEL PROYECTO

3.1.- ESTUDIO DE UBICACION

El proceso de selección de la ubicación de las CSPGE incluye la formulación de los criterios para la selección del lugar, la determinación de lugares potenciales, su evaluación y la realización de los estudios de suelo y de otros temas complementarios relacionados con la ubicación.

3.2.- ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

El proceso de determinación de las condiciones de operación de las CSPGE comprenderá el diseño conceptual (definición y dimensionamiento del Sistema Solar y Subsistemas auxiliares, listado del equipamiento principal, disposición de los elementos de la planta y de las necesidades de mantenimiento, etc.), la estimación del costo del proyecto y el análisis económico y financiero.

3.3.- ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

La ingeniería conceptual se realizará incluyendo la definición y especificación de los equipos y componentes de producción local. El propósito de este estudio será no sólo identificar a los proveedores locales, sino también examinar el potencial exportador de los componentes que hayan sido identificados como de producción local para la construcción de estas plantas en otros países.

3.4.- CONSTRUCCION DE UNA PLANTA PILOTO

De acuerdo con los resultados del punto 3.3, se analizará la necesidad o conveniencia de construir una planta piloto de demostración y se realizará el desarrollo de la ingeniería, el montaje e instalación de la misma, con una potencia mínima de 10 MW, con el propósito de comprobar las especificaciones del diseño, demostrar la calidad y eficiencia de los componentes locales y servir de banco de entrenamiento para la operación y mantenimiento de las CSPGE.

3.5.- CONSTRUCCION E IMPLEMENTACION DE UNA CSPGE

La ingeniería y la construcción se llevarán a cabo en bloques modulares de potencia a determinar, siendo los utilizados de 80 MW, que podrán ser implementados en etapas según las necesidades de la demanda que sean establecidas oportunamente.

4.- CRONOGRAMA DEL PROYECTO.

Las distintas etapas del proyecto tienen muy rápida ejecución de acuerdo a los siguientes tiempos estimados.

Etapas	Duración
1. Estudio de ubicación.	5 meses
2. Estudio de prefactibilidad	5 meses
3. Estudio de factibilidad.	9 meses
4. Construcción de planta piloto.	9 meses
5. Construcción e implementación de la CSPGE.	19 meses

5.- COSTO DEL PROYECTO.

5.1.- ESTUDIOS DE UBICACION, DE PREFACTIBILIDAD Y DE FACTIBILIDAD

Para las primeras tres etapas del proyecto, que comprende los estudios de ubicación, prefactibilidad y factibilidad, se estima un costo total de:

Estudio de ubicación	232.380 U\$S
Estudio de prefactibilidad	217.670 U\$S
Estudio de factibilidad	629.270 U\$S
Total	1.079.320 U\$S

5.2.- PLANTA PILOTO

Para la construcción de la planta piloto, en caso que se determine su concreción, se estima un costo de 3.500 a 4.000 U\$\$/kW instalado, dependiendo de los sistemas de evaluación auxiliares que se implementen., Esto hace un total para esta etapa de 35 a 40 Millones de U\$\$.

5.3.- CONSTRUCCION E IMPLEMENTACION DE LAS CSPGE

Los costos estimados para un módulo de CSPGE de 80 MW y para una planta de cuatro módulos (320 MW), de acuerdo con los datos disponibles, son:

	80 MW	320 MW
Costo total de capital (Millones de U\$S)	208	576
Costo de capital U\$S/kW	2.600	1.800

6.- IMPLEMENTACION DE LOS ESTUDIOS DE UBICACION, PREFACTIBILIDAD Y FACTIBILIDAD

Los estudios de ubicación, prefactibilidad y factibilidad serán realizados por un equipo de la Comisión Nacional de Energía Atómica apoyado por un grupo externo de especialistas con amplia experiencia en el tema a nivel internacional.

La CNEA, a través de su Departamento de Fuentes Renovables y Uso Racional de la Energía (FRURE), asume la responsabilidad en la planificación, supervisión y ejecución de los estudios. El grupo de apoyo asesorará a CNEA en la planificación y ejecución de las tareas a través de sus conocimientos y experiencia.

7.- ETAPA EN MARCHA: ESTUDIO DE UBICACION

Si bien la financiación para la concreción del proyecto aún no ha sido obtenida, el Dpto.FRURE resolvió comenzar el estudio de ubicación de la CSPGE reuniendo información sobre radiación solar, clima, redes eléctricas, disponibilidad de energía complementaria, disponibilidad de agua para el proceso, vías de comunicación, topografía, etc., desarrollando metodologías de aproximación para los casos donde no se dispone de datos completos así como criterios de preselección de regiones aptas para la implementación de este tipo de centrales.,

7.1.- RECOPIACION DE INFORMACION. Vamos a presentar primero los datos obtenidos y las fuentes de información. La información recogida proviene fundamentalmente de organismos nacionales, restando completarla con la existente en los entes provinciales de cada región. Aún resta obtener información sobre un conjunto de parámetros necesarios para el análisis, así como establecer los criterios de mínima para algunos de ellos. No fue realizado todavía ningún reconocimiento de campo de las zonas preseleccionadas.

7.1.1.- RADIACION SOLAR DIRECTA. Los datos disponibles en el país sobre radiación solar directa son muy escasos, por lo que fue necesario recurrir a modelos que permitiesen su estimación con un margen de error aceptable.

El detalle de los trabajos realizados se presenta en otra publicación de la CNEA [4]. Aquí solo mencionaremos la metodología empleada.

Para los casos donde se dispone de radiación solar global se utilizó un módulo del programa TRNSYS [5] para estimar los datos de radiación solar directa horaria en las localidades ubicadas en la región de interés. A partir de ellos se obtuvieron los promedios mensuales por encima de un umbral mínimo considerado energéticamente conveniente para la puesta en marcha de la instalación. Dadas las condiciones atmosféricas particulares de la región considerada (altos valores de humedad y de heliofanía relativa) se convalidó el modelo a partir de los datos de una localidad de EE.UU. donde se tiene valores experimentales para radiación global y directa y condiciones atmosféricas similares; los resultados muestran un margen de error aceptable para el estudio global de ubicación de CSPGE encarado.

Costos redes eléctricas

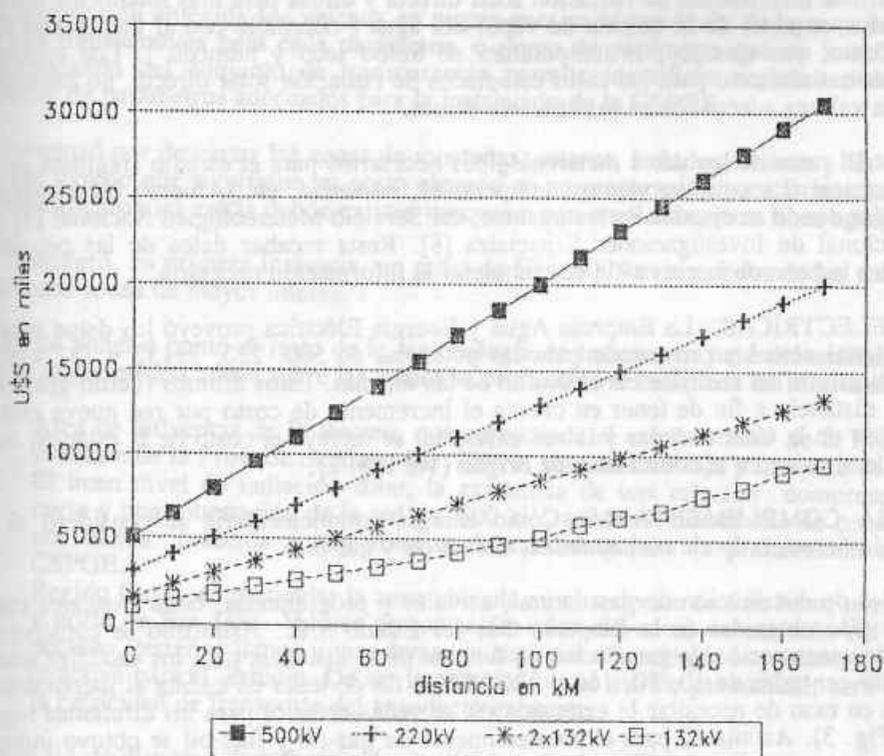


Figura 2: Costo de las redes eléctricas en función de la distancia incluyendo las subestaciones transformadoras

Costos Construcción Gasoductos

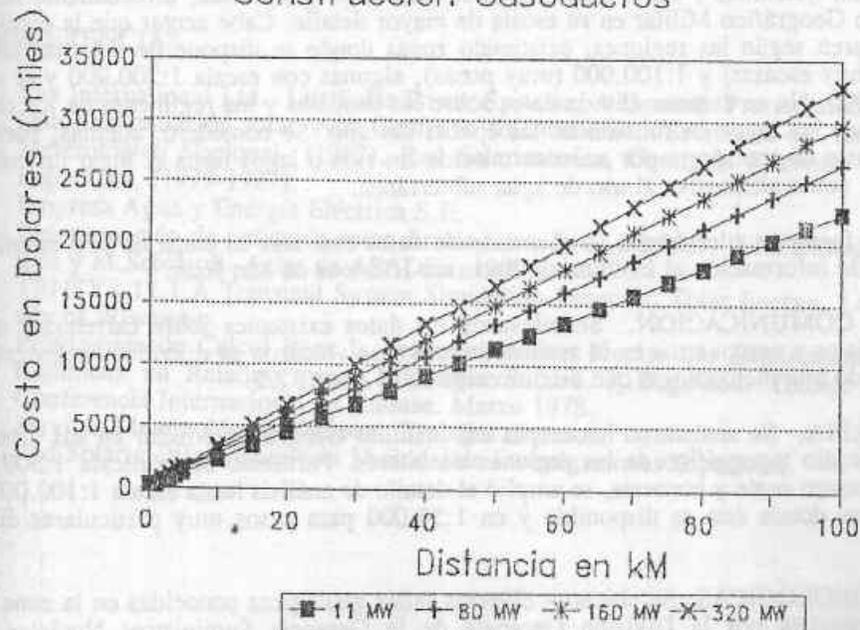


Figura 3: Costo de construcción de gasoductos tomando como base el consumo total de las plantas cuya potencia se indica

Para los lugares donde no se dispone de datos de radiación solar global se estudió el empleo de un modelo [6] que brinda información de radiación solar directa y difusa para días totalmente claros y totalmente nublados, a partir de la tensión de vapor del agua (obtenible con al menos dos datos meteorológicos como, por ejemplo, la temperatura de bulbo seco y húmedo). Los resultados indican un acuerdo satisfactorio para los casos estudiados de radiación solar directa, no habiéndose alcanzado todavía valores adecuados en los casos de difusa.

7.1.2.- CLIMA. El resto de los datos meteorológicos necesarios para el estudio (régimen de lluvias y granizo, característica de los vientos, temperatura, humedad, etc.), fueron obtenidos para aquellas localidades donde se dispone de los mismos, del Servicio Meteorológico Nacional [7] y de la Comisión Nacional de Investigaciones Espaciales [8]. Resta recabar datos de las provincias donde se encuentra la zona de interés a fin de completar la información necesaria,

7.1.3.- REDES ELECTRICAS. La Empresa Agua y Energía Eléctrica proveyó los datos sobre la red eléctrica nacional actual y proyectada para las potencias de 500, 220, 2x132 y 132 kW, así como valores indicativos del costo de construcción de las mismas. Estos últimos fueron graficados en función de la distancia a fin de tener en cuenta el incremento de costo por red nueva entre el lugar de instalación de la Central Solar y la red existente; se incluye el costo de la estación transformadora, que da el valor en la coordenada de origen (Ver Fig. 2).

7.1.4.- ENERGIA COMPLEMENTARIA. Como energía complementaria se consideró el gas natural y para el invierno, o donde no hay redes, el fuel-oil y gas-oil.

Los datos de redes de distribución de gas natural, actuales y programadas, tanto troncales como secundarias, han sido obtenidas de la Empresa Gas del Estado S.E.. Asimismo se construyeron curvas de costo de construcción de gasoductos en función de la distancia para los caudales necesarios para alimentar centrales de 10, 80, 160 y 320 MW, a fin de tener en cuenta el incremento de costo del sistema en caso de necesitar la extensión de las redes actuales para los diferentes lugares en estudio (Ver Fig. 3). Asimismo para el abastecimiento de gas-oil y fuel-oil se obtuvo información de la Empresa Agua y Energía Eléctrica sobre la metodología utilizada para abastecer a las centrales eléctricas y los costos involucrados para las diferentes regiones.

7.1.5.- DISPONIBILIDAD DE AGUA. Se ha considerado dos fuentes diferentes de provisión de agua; a) fluvial y reservorios naturales, b) subterránea.

Las primeras fueron obtenidas, en lo referente a su ubicación geográfica, directamente de los mapas del Instituto Geográfico Militar en su escala de mayor detalle. Cabe acotar que la escala de dichos mapas difieren según las regiones, existiendo zonas donde se dispone de información en escala 1:50.000 (muy escasas) y 1:100.000 (muy pocas), algunas con escala 1:200.000 y el resto con escala 1:500.000. No se dispone aún de datos sobre los caudales y los regímenes de los ríos y las profundidades de los lagos en función de las épocas del año. Se consideró, además, para las zonas llanas, el costo de transporte por acueducto desde los ríos o lagos hasta el lugar de instalación de la Central, como alternativa al uso de agua subterránea.

En lo referente a fuentes subterráneas, la obtención de datos está aún en etapa de procesamiento habiéndose recabado información al Instituto de Recursos Hídricos de San Juan.

7.1.6.- VIAS DE COMUNICACION. Se relevaron los datos existentes sobre carreteras, rutas ferroviarias y fluviales y aeropuertos en la zona de interés y se volcaron su distribución geográfica en mapas de acuerdo a la metodología que discutiremos en el Apart. 7.2.

7.1.7.- TOPOGRAFIA. Se analizaron los mapas del Instituto Geográfico Militar en sus diversas escalas para un estudio topográfico de las regiones de interés. Partiendo de la escala 1:500.000 para toda la zona centro oeste y noroeste, se amplió el detalle de análisis hasta escala 1:100.000 en algunos pocos casos donde ésta es disponible y en 1:50.000 para casos muy particulares donde existe esta escala.

7.1.8.- FALLAS GEOLOGICAS. Se ubicaron diversas fallas geológicas conocidas en la zona. La información fue provista por la División Geología de la Gerencia Suministros Nucleares de CNEA.

12.- ANALISIS DE LA INFORMACION

La información obtenida fue volcada en mapas para cada provincia de la zona de interés, utilizando una transparencia para cada parámetro, o grupo de parámetro que no interfieren entre sí. La superposición del conjunto de transparencia permite identificar regiones donde se conjuga el máximo de parámetros adecuados para la instalación de la CSPGE.

Se comenzó por descartar las zonas de montañas, esteros, bañados, salinas y todo tipo de accidentes del terreno que signifique un costo elevado en su preparación para la instalación de la planta. Se identificaron las zonas donde existen bosques o son empleadas para fines agropecuarios.

Se consideró, en primera instancia, un radio de 50 y 100 km alrededor de las redes eléctricas y de gas como zonas de mayor interés.

A fin de poner a punto el resto de la metodología de trabajo, en base del análisis antes mencionado, se eligieron dos zonas sobre las cuales se profundizó la búsqueda de información. Estas son:

- 1) Área de influencia de El Recreo, que comprende el extremo este de la Prov. de Catamarca, sudoeste de la Prov. de Santiago del Estero, este de La Rioja y noroeste de Córdoba. El buen nivel de radiación solar, la existencia de una estación compresora del gasoducto norte y una subestación de la red de 500 kW, así como buena vías de comunicación y terrenos llanos presenta a esta zona como candidata para la preselección de ubicación de CSPGE.
- 2) Región Cuyo, en particular la zona ubicada en el sudoeste de San Juan, noroeste de Mendoza y norte de San Luis. Valores de radiación solar elevados, subestación del sistema interconectado, terrenos llanos y una demanda regional de energía importante hacen a esta región atractiva para el estudio. De ser imprescindible el uso de gas natural, será necesario ampliar la capacidad de transporte del gasoducto existente.

Con el fin de disponer de información de rápido manejo cuando se realice el trabajo de campo, se elaboraron planillas con los datos disponible y la que falta obtener, para localidades fácilmente identificables. En un mapa se incluye la red caminera y ferroviaria, y los gasoductos, indicando el área que se consideró alrededor de estos últimos; en un segundo se indican las fallas geológicas, en un tercero la red eléctrica y su zona de extensión y en un cuarto las zonas montañosas y con inclinación mayor a un valor considerado adecuado. En Por superposición de los gráficos hechos en transparencias se obtiene la información.

1.- REFERENCIAS

- 1) Luz International Ltd., Luz Solar Power Systems, A General Presentation.
- 2) Datos de radiación solar, Año Geofísico Internacional, Secretaría de Aeronáutica, Servicio Meteorológico Nacional (1962). Red Solarimétrica, Comisión Nacional de Investigaciones Espaciales, (1979-1981).
- 3) Empresa Agua y Energía Eléctrica S.E.
- 4) Determinación de radiación solar directa a través de modelos. L.E.Dawidowski, A.T.Rapallini y M.Schiaroli. Actas de ASADES 1990.
- 5) TRNSYS 12.1.A Transient System Simulation Program. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin.
- 6) Programme de Calcul Pour la Predetermination Precise des Eclairgements Energetiques et Lumineux en Relation avec L'Energie Solaire. R.Dogniaux. Trabajo presentado en la Conferencia Internacional de Toulouse. Marzo 1978.
- 7) Servicio Meteorológico Nacional. Trabajos diversos.
- 8) Red Solarimétrica. Comisión Nacional de Investigaciones Espaciales.