



COMISIÓN DE EVALUACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN DE LA ENERGÍA RENOVABLE

PRIMER INFORME CONCLUYENTE PLAN DE DESARROLLO ENERGÍA RENOVABLE EN EL SENI: PERIODO CORTO PLAZO 2018-2020

PARA: MINISTRO DE ENERGIA Y MINAS, VICEMINISTRO DE ENERGIA DEL MEM, DIRECTOR EJECUTIVO DE LA CNE, VICEPRESIDENTE EJECUTIVO DE LA CDEEE, SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD Y GERENTE GENERAL ETED.

DICIEMBRE 2018

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. METODOLOGÍA PARA DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL POLÍGONOS.....	3
2.1 Criterios para la determinación de los polígonos	3
2.2 Determinación de la Capacidad Máxima en Polígonos Eólicos.....	5
2.3 Determinación de la capacidad Máxima en los polígonos fotovoltaicos.....	7
3. CAPACIDAD MÁXIMA EN POLÍGONOS DE INTERÉS.....	8
3.1 Criterios de selección de potenciales de ERNC y puntos de interconexión.....	8
3.2 Resultados Obtenidos.....	10
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	12

 NM

BSMP

JTS



1. INTRODUCCIÓN

En el mes de mayo del 2018, se constituye el Comité de Seguimiento de la Energía Renovable, integrado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y la Superintendencia de Electricidad (SIE), que tiene como tarea principal elaborar un Plan de Desarrollo de Corto y Mediano Plazo de la Energía Renovable en el SENI (PDER), donde se muestre una propuesta de solución a la problemática que ocasiona en el despacho la generación renovable variable y se trace una ruta efectiva hacia un sistema eléctrico sostenible, que sea capaz de incorporar las inyecciones adicionales necesarias para cumplir con la meta establecida en la Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales, en cuanto al requerimiento de que un 25% de la generación provenga de fuentes de energía renovable, y que esto se logre bajo condiciones estables de operación.

En ese sentido y como primeras acciones de este Comité, se encomendó a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la identificación de las posibles áreas de interés para el potencial desarrollo eólico y solar fotovoltaico, y a la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), determinar la capacidad máxima para su interconexión al SENI, bajo el principio de explotar los mejores potenciales, al menor costo y sin afectar la estabilidad y seguridad del sistema.

2. METODOLOGÍA PARA DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL POLÍGONOS

2.1 Criterios para la determinación de los polígonos

- ✓ Los polígonos resultantes fueron determinados con la mejor información disponible en la CNE utilizando mediciones de concesiones otorgadas, informe de IRENA, mapa de potenciales realizado por el Worldwatch Institute y realizando un barrido, a los fines de excluir las áreas protegidas e identificación de zonas con áreas pobladas.

MM

DISP
D

BB

JRS

SRP

- ✓ Durante la realización de esta labor, tanto para la determinación de los polígonos solar fotovoltaico como eólico, resultaron áreas muy extensas de hasta 130,000.00 hectáreas. Si consideramos los proyectos actualmente concesionados, los cuales ocupan una área efectiva de 30 a 90 hectáreas en el caso solar y de 5,000 a 11,000 hectáreas para proyectos eólicos, fue necesario establecer un factor de corrección o de utilización de terreno tomando como referencia las mediciones de los proyectos que se han depositado en la CNE para fines de Concesión, así como los datos de informaciones reales de mediciones con las que cuenta la CNE.
- ✓ Se identificaron veintiséis (26) áreas de interés para el potencial desarrollo eólico y veinticuatro (24) áreas de interés para el potencial desarrollo solar fotovoltaico. Distribuidos según ilustramos a continuación:



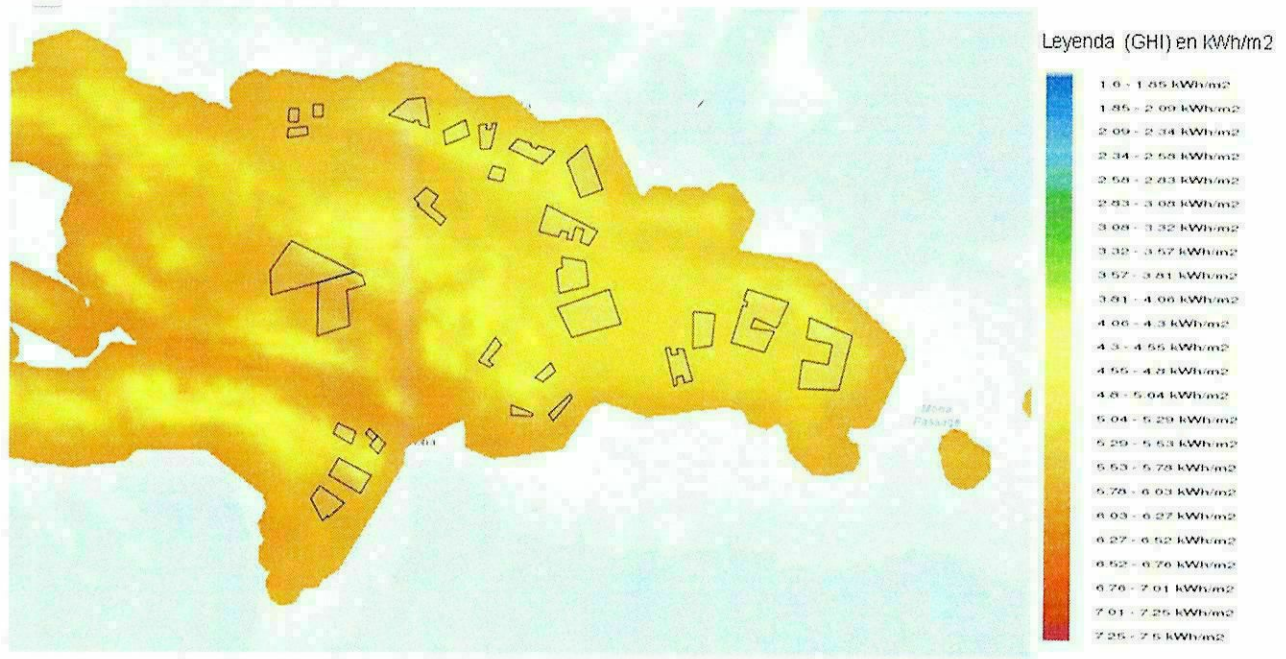


Figura 2: Polígonos Proyectos Solares

2.2 Determinación de la Capacidad Máxima en Polígonos Eólicos

Se tomaron las series temporales históricas de perfiles de vientos contenidas en la base de datos generados en el estudio del Worlwatch Institute, tomando el promedio de tres velocidades contenidas dentro de un mismo polígono. Con esta velocidad promedio, la generación eólica se modeló a una altura de centro de 90 metros (m) con la curva de potencia de un aerogenerador V117 de 3.5 MW que son los utilizados en el Parque Eólico Larimar I y para determinar el número de aerogeneradores posibles a instalar en el emplazamiento o polígono determinado, se realizó una regla de 3 tomando en cuenta la extensión territorial de los proyectos que ya están en operación y se están desarrollando actualmente según su correspondencia , según mostramos en la siguiente tabla:

Handwritten notes on the right side of the page:

- NU
- BMP
- JPA
- SKD

Potencial Eólico en áreas disponibles					
N# Poligono	Hectareas	Velocidad promedio	Potencia p.u.(kW)	No. de Aerogen.	Potencial del area (MW)
1	146,820.26	6.85	796.00	183.5	146.1
2	12,487.57	6.38	780.90	29.6	23.1
3	23,823.81	6.25	765.38	56.5	43.3
4	12,314.17	6.07	623.86	29.2	18.2
5	11,090.24	5.92	609.12	26.3	16.0
6	14,578.45	5.88	604.32	34.6	20.9
7	29,690.18	5.55	470.52	37.1	17.5
8	22,855.07	4.93	335.47	28.6	9.6
9	26,325.53	4.63	243.85	32.9	8.0
10	40,189.61	4.47	303.73	50.2	15.3
11	7,852.38	6.32	773.55	148.8	115.1
12	15,307.59	5.40	457.53	36.3	16.6
13	20,244.65	5.60	474.19	25.3	12.0
14	54,999.87	6.07	624.20	68.7	42.9
15	11,027.01	5.99	615.97	26.2	16.1
16	46,213.98	5.95	611.52	57.8	35.3
17	8,479.58	5.10	346.57	218.6	75.8
18	23,711.38	9.36	2015.54	449.3	905.6
19	9,828.71	6.64	813.14	253.4	206.1
20	19,409.27	8.61	1637.42	367.8	602.2
21	10,000.63	6.21	638.60	257.8	164.7
22	15,004.19	6.65	814.78	386.8	315.2
23	2,747.33	6.12	629.68	70.8	44.6
24	14,449.37	7.00	856.82	134.5	115.2
25	20,587.00	4.44	233.66	530.8	124.0
26	11,130.04	7.74	1472.54	103.6	152.6

	Area Agua Clara	AeroGen
Hectareas	28,000.00	35
	280km ²	

	Area Los Cocos	AeroGen
Hectareas	1,847.00	35
	18.5km ²	

	Area Larimar II	AeroGen
Hectareas	543	14
	5.43km ²	

	Area Matafongo	AeroGen
Hectareas	1,504.00	14
	15 km ²	

	Area PECASA	AeroGen
Hectareas	14,750.00	35
	147 km ²	

Generador: Vestas 117-3.5 MW

Tabla 1: Áreas de interés para desarrollo potencial eólico.

Estos datos son más coherentes tomando en consideración que se requiere de una extensión de terreno considerable para la instalación de los molinos eólicos ya que se requiere una separación entre 5 veces el diámetro del rotor con la dirección predominante del viento y una separación de al menos 7 veces el diámetro del rotor en la dirección paralela.

Cabe destacar también que independientemente de la potencia máxima resultante en el emplazamiento, solo se puede concesionar hasta 50 MW y expandir hasta duplicar dicha capacidad (100MW).

MM

CSA/P

JRS
SHO

2.3 Determinación de la capacidad Máxima en los polígonos fotovoltaicos

Se tomaron las series temporales históricas de perfiles de irradiación solar directa (W/m²) disponible en la base de datos del Mapa de la CNE (ver figura 2) contenidas en la base de datos generados por VAISALA (Vaisala Global Solar Dataset), tomando la irradiancia aproximada (W/m²) dentro de un mismo polígono. Con la irradiación, la generación solar se modeló utilizando un panel fotovoltaico de inclinación fija (PV) con una capacidad nominal de 270 Watts-pico (Wp) que son los instalados en Montecristi Solar y para determinar el número de módulos posibles a instalar en el emplazamiento o polígono determinado, se realizó una regla de 3 tomando en cuenta la extensión territorial del proyecto Montecristi Solar por ser el más grande concesionado, es decir 214 hectáreas (2,140,000 m²) y 270,000 módulos, que es la cantidad a instalar en Monte Plata Solar de realizar la 2^a etapa del proyecto (132,000 actuales más la expansión).

Potencial Solar en las Areas Disponibles						
N# Poligono	Hectareas	Hectareas efectiva a utilizar	Irradiancia Directa Prom. Anual (W/m ²)	Potencia p.u. (270 kWp)	Cantidad de modulos Posibles segun area	Potencial Max del area (MW)
1	13,621.8	3,405.5	283.95	76.67	4,296,605.3	329.4
2	131,064.3	13,106.4	236.52	63.86	16,536,153.8	1,056.0
3	8,272.5	2,068.1	236.52	63.86	2,609,300.8	166.6
4	6,673.0	1,668.3	236.52	63.86	2,104,804.6	134.4
5	23,681.5	5,920.4	206.78	55.83	7,469,628.9	417.0
6	19,268.4	4,817.1	236.52	63.86	6,077,662.1	388.1
7	15,142.5	3,785.6	206.78	55.83	4,776,252.7	266.7
8	22,111.1	5,527.8	283.95	76.67	6,974,308.2	534.7
9	9,852.8	2,463.2	206.78	55.83	3,107,785.2	173.5
10	11,518.7	2,879.7	206.78	55.83	3,633,241.1	202.8
11	5,633.9	1,408.5	206.78	55.83	1,777,054.2	99.2
12	15,753.1	3,938.3	206.78	55.83	4,968,845.3	277.4
13	32,556.5	8,139.1	206.78	55.83	10,268,980.0	573.3
14	32,643.6	8,160.9	206.78	55.83	10,296,462.6	574.9
15	28,258.1	7,064.5	206.78	55.83	8,913,192.1	497.6
16	58,181.9	14,545.5	206.78	55.83	18,351,764.4	1,024.6
17	17,793.4	4,448.4	206.78	55.83	5,612,410.5	313.3
18	21,979.0	5,494.8	206.78	55.83	6,932,641.1	387.1
19	68,779.4	10,316.9	206.78	55.83	13,016,660.3	726.7
20	60,846.8	9,127.0	206.78	55.83	11,515,395.3	642.9
21	5,852.8	1,463.2	236.52	63.86	1,846,084.0	117.9
22	5,511.3	1,377.8	206.78	55.83	1,738,390.0	97.1
23	7,939.7	1,984.9	236.52	63.86	2,504,328.9	159.9
24	4,466.4	1,116.6	283.95	76.67	1,408,778.6	108.0
Area Montecristi Solar		CantPaneles				
Hectareas	214	270,000.00				

MN
 BAMP
 JRS
 SRO

Tabla 2: Áreas de interés para desarrollo potencial fotovoltaico

En este caso particular y por ser extensiones de terrenos muy grandes, realizamos el cálculo tomando en consideración un 40% de área efectiva a utilizar del polígono originalmente determinado.

3. CAPACIDAD MÁXIMA EN POLÍGONOS DE INTERÉS

En este apartado se pretende mostrar la capacidad máxima aceptable de Energía Renovable No Convencional (ERNC) que puede manejar el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) en el corto plazo con la menor inversión posible, considerando:

- Identificación de los puntos de interconexión de los polígonos potenciales en las áreas de interés para el desarrollo de los potenciales eólicos y solares.
- Definir Máximo potencial aceptable de ERNC que es posible conectar sin crear restricciones en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- Presentar la inversión estimada en el STN para los proyectos de ERNC verificados.

3.1 Criterios de selección de potenciales de ERNC y puntos de interconexión

Para la realización del análisis eléctrico a los fines de determinar la capacidad máxima de potencia que se pudiera inyectar a la red sin crear restricciones al STN fueron tomados en consideración los siguientes criterios:

- Las obras e inversiones definidas en el plan de inversión al 2020, de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana.
- Los proyectos de energías renovables eólicas y solares fotovoltaicos que están en operación actualmente y que entrarían en operación durante el período 2018-2020. No se tomó en cuenta la ampliación en que pudieran incurrir estos proyectos amparándose a lo estipulado en el Art. 5 Párrafo I de la Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales, de que los proyectos que *pueden ser ampliados hasta ser duplicados*, ya que estas ampliaciones implican reforzamiento en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

NM
CAMP
JRS
SJR

- Las simulaciones fueron realizadas considerando los escenarios de demanda para la planificación de la operación con horizonte en el 2020, calculados por el OC: **Valle** 2,343 MW; **Media:** 2535.0 MW y **Pico:** 2761.3 MW.
- Fue necesario incorporar elementos de compensación de reactivos para mantener el desbalance en los perfiles de voltaje, producto de la incorporación de estos proyectos de ERNC.
- De los polígonos identificados por la CNE para el desarrollo del potencial eólico y solar, la ETED seleccionó aquellos donde se requiere menor inversión en el STN para su interconexión al SENI, con capacidades de inyección de potencia entre 30 y 50 MW. Basado en esta premisa, los puntos potenciales de explotación fueron los que se muestran a continuación:

POTENCIALES PUNTOS DE EXPLOTACION			
Tecnología	No. Polígono	Zona	Capacidad (MW)
Eólico	8	Norte	50
Eólico	26	Sur	50
Fotovoltaico	7	Norte	50
Fotovoltaico	22	Central	50
Fotovoltaico	19	Este	50

Tabla 3: Potenciales Puntos de Explotación y capacidad máxima

Handwritten notes and signatures on the right margin, including "CAMIP" and "KMY".

3.2 Resultados Obtenidos

3.2.1 Resultados Flujo de Carga: Cargabilidad en los Elementos del STN

De los resultados obtenidos en el análisis de flujo de carga, se puede comprobar que no existen sobrecargas en las facilidades de transmisión (líneas y autotransformadores) manteniéndose dentro de los parámetros normales de operación siempre y cuando se considere una capacidad máxima instalada en ERNC de **250 MW**, distribuidos en los polígonos mostrados en la tabla 3 para el periodo evaluado (2018-2020).

3.2.2 Necesidad de compensación reactiva

Producto de la incorporación de estos proyectos de ERNC en los polígonos descritos en la tabla 3, se verificó como efecto un deterioro significativo en los perfiles de voltaje de algunas zonas del SENI. En ese sentido, con el fin de mantener los perfiles de voltajes adecuados, será necesario incorporar elementos de compensación de potencia reactiva (capacitores fijos y variables, se definirá en estudios posteriores) según se muestra en la siguiente tabla:

COMPENSACION DE REACTIVOS	
ZONA	Banco De Capacitores Capacidad (Mvar)
NORTE	30
ESTE	30

Tabla 4: Necesidad de Potencia Reactiva

El costo del equipamiento, sin incluir los costos asociados a las ampliaciones que se deben hacer en las subestaciones (nuevos campos para la interconexión, elementos de maniobras, interruptores, etc.) para la instalación de los mismos es de aproximadamente **USD\$ 1, 406,250.00**

NM

3451P

[Handwritten signature]

JRA
SRQ

3.2.3 Necesidad de Redes Eléctricas

La tabla siguiente presenta el resumen de las longitudes de líneas (en km) por zona a instalar en cada uno de los puntos de interconexión identificados:

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN NECESARIAS		
Zona	Punto de interconexión estimado	Longitud de línea aprox. (km)
Norte	El Naranjo	10
Norte	Pimentel	10
Sur	Pizarrete	5
Sur	Julio Sauri	5
Este	Higüey	10

Tabla 5: Líneas de Transmisión Necesarias para la interconexión de los proyectos de ERNC

Se estima un monto de aproximadamente **US\$ 6,332,680.00** como inversión requerida para la construcción de las obras de transmisión señaladas en la Tabla 5 asociadas a la conexión de estas nuevas centrales de ERNC al SENI.

[Handwritten mark]

[Handwritten notes: BAUP, NU, and other illegible marks]

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Basados en los análisis realizados, esta **Comisión de Evaluación sobre la Situación de la Energía Renovable** concluye establecer las siguientes líneas de acción que deben ser abordadas en el corto plazo, de cara a la elaboración de un Plan de Desarrollo de Energías Renovables (PDER):

1. La capacidad de Energías Renovables No Convencionales a instalar para el periodo 2018-2020 no debe exceder los **250 MW**, distribuidos en los polígonos identificados según la tabla no. 3 contenida en este informe, ya que es la potencia que es posible conectar sin crear mayores restricciones en el SENI en el periodo evaluado.
2. Se recomienda que la contratación de estos **250 MW** sea realizada mediante un proceso de licitación y/o subasta, y que dicho proceso sea realizado por las empresas distribuidoras (puede ser a través de la CDEEE). Para ello será necesario la elaboración de un Reglamento para la celebración de Licitaciones o subastas para la Compra-Venta de Energía Eléctrica a base de fuentes de Energías Renovables ya que la referencia actual (Resolución SIE-056-2015-MEM, Art. 26, Párrafo II) solo destaca un criterio muy genérico respecto a la formulación de precios para este tipo de fuentes de energía. Dicho instrumento regulatorio puede ser desarrollado con la asistencia técnica de la GIZ (por ejemplo) dentro del marco del Proyecto Transición Energética que actualmente desarrolla en el país, y poder mostrar resultados en el corto plazo.
3. La licitación o subasta tendría que realizarse única y exclusivamente para desarrollar los proyectos eólicos y solares fotovoltaicos en los polígonos identificados en la Tabla 3 contenida en el presente informe.
4. Los Oferentes que concurren a estas subastas o licitaciones deberán incluir en sus ofertas las líneas de transmisión necesarias mostradas en la **Tabla 5** para su conexión al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

NM

3
B
D
P

JK
SKD

5. El desarrollo de los proyectos de generación renovables en el SENI que están en proceso de construcción, así como la capacidad considerada durante el periodo 2018-2020, tiene como efecto un deterioro significativo en los perfiles de voltaje de algunas zonas del SENI, por lo que será necesario la incorporación de elementos de compensación de reactivos para mantener los perfiles de voltajes adecuados. El costo estimado del equipamiento en que deberá incurrir la ETED, sin incluir los costos asociados a las ampliaciones que se deben hacer en las subestaciones (nuevos campos para la interconexión, elementos de maniobras, interruptores, etc.) es de aproximadamente **USD\$ 1,406,250.00.**
6. En los pliegos de la licitación se debe establecer el punto de interconexión al SENI y se recomienda sugerir el polígono donde puede ubicarse el proyecto para aprovechar el mayor potencial del recurso renovable, sin crear mayores dificultades en el trazado del tramo de red de transmisión requerido para su interconexión.
7. Para facilitar la evaluación de los recursos renovables por parte de los oferentes, en los pliegos de la licitación se colocará como anexo, información disponible sobre las mediciones de concesiones caducadas cuyos datos reposan en la CNE.
8. Que en el levantamiento de la moratoria por parte de la CNE para recibir solicitudes de instalación de nuevos proyectos de energía renovable variable, se tome en consideración la situación actual del sistema de transmisión para recibir nuevas inyecciones de este tipo de generación de acuerdo al informe precedentemente citado de la ETED.
9. Que la ETED al momento de evaluar nuevas solicitudes de interconexión debe reservar las potencias de los proyectos definidos en el cuadro No.3, en el punto de inyección previsto en el presente informe, vía una resolución o un mandato de CNE/MEM.
10. Contratar una consultoría para la prospectiva del potencial de generación eólica y fotovoltaica que se apoye en un análisis de las mediciones existentes. Se recomienda aprovechar acuerdo con la GIZ.

NM

BAIP


JRA
SMD

11. Hacer una solicitud formal a la Empresa de Generación EGEHID para continuar con el proceso de desarrollo de su proyecto de generación eólica Tierra Nueva , y en caso que presente dificultades para obtener financiamiento proponer que el mismo sea licitado a través de la metodología presentada por este Comité y bajo la coordinación de la empresa Holding CDEEE.
12. Identificar proyectos de energía renovable que cuenten con registros de medición existentes dentro de los polígonos identificados por la CNE y propuestos por ETED como viables para interconexión a subestaciones cercanas. Esta información estará disponible para formar parte de los pliegos de la licitación como información complementaria.
13. Es necesario encontrar un mecanismo para el manejo simultáneo de la apertura de las concesiones y las licitaciones de energía renovable.

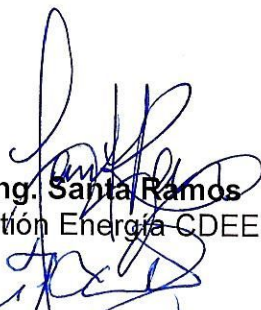
Por la Comisión de Evaluación Energía Renovables:



Ing. Anibal Mejía
Dir. Energía Convencional MEM



Ing. Norbo Mateo
Dir. Operaciones ETED



Ing. Santa Ramos
Dir. Gestión Energía CDEEE



Ing. José Ramón Acosta
Dir. Regulación SIE



Ing. Hipolito Núñez
Asesor General CNE

Equipo de Apoyo y colaboración:

Ing. Oscar de La Maza (MEM)
Ing. Tomas Varona (MEM)
Ing. Ernesto Acevedo (MEM)
Ing. Héctor Fernández (ETED)
Ing. Gil Sandro Gómez Santos (ETED)
Ing. Hugo Morales Sosa (CDEEE)
Lic. Iván Guzmán (SIE)
Ing. Nelson Carbonell (SIE)
Ing. Héctor Valdez (SIE)
Ing. Yeulis Rivas (CNE)