



**UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS**  
**VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948**  
**Facultad de Ingeniería Eléctrica**

**Departamento de Electroenergética**



**TRABAJO DE DIPLOMA**

*Impacto de la generación fotovoltaica en el sistema aislado Cayo*

*Santa María*

**Autor: Yanet Rivas Arocha**

**Tutores: Ms.C Yandi Gallego Landera**

**Dr. Leonardo Casas Fernández**

**Santa Clara**

**2016**

**"Año 58 de la Revolución"**



**Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas**

**Facultad de Ingeniería Eléctrica**

**Departamento de Electroenergética**



## **TRABAJO DE DIPLOMA**

*Impacto de la generación fotovoltaica en el sistema aislado Cayo*

*Santa María*

**Autor: Yanet Rivas Arocha**

e-mail: yriva@uclv.cu

**Tutores: Ms.C Yandi Gallego Landera**

Profesor Asistente, Departamento Electroenergética, Facultad Ingeniería Eléctrica

e-mail: ygallego@uclv.cu

**Dr. Leonardo Casas Fernández**

Profesor Titular, Centro de Estudios Electroenergéticos, Facultad Ingeniería Eléctrica

e-mail: lcasas@uclv.edu.cu

Santa Clara

2016

"Año 58 de la Revolución"



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

---

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

---

Firma del Autor

---

Firma del Jefe de Departamento  
donde se defiende el trabajo

---

Firma del Responsable de  
Información Científico-Técnica

## PENSAMIENTO



*Todos los países tienen que encarar hacia el futuro el problema de la energía, cualquier país, pero mucho más lo tienen que encarar un país en desarrollo del tercer mundo*

*Fidel Castro Ruz*

## **DEDICATORIA**

*Quiero dedicarles este trabajo a todas esas personas que siempre confiaron en mí, que estuvieron a mi lado dándome su apoyo incondicional en los momentos difíciles para continuar este largo y difícil camino.*

*A mi mamá por estar siempre a mi lado, por su paciencia, por su perdón, por su amor incondicional y por sus lecciones de entrega y constancia a lo largo de toda mi vida.*

*A mi papá por su apoyo frente a las adversidades para continuar mi camino de frente y saber que siempre puedo contar con él.*

*A Ernesto que ha sido un padre para mí y siempre ha estado en las buenas y en las malas.*

*A mis hermanos por todo su cariño y que estos cinco años le sirva de guía en sus vida.*

*A mi novio Adrián por su amor, por permanecer a mi lado en todo momento, por sus horas de desvelo junto a mí y por darme su apoyo cuando creía que todo estaba perdido.*

*A mi tutor Yandí Gallego por su ayuda incondicional.*

*A todos ellos va dedicado este trabajo que sin su ayuda nada de esto fuera posible.*

## *AGRADECIMIENTOS*

*En la ocasión de finalizar mis estudios, me da un inmenso placer expresar mi gratitud a todas las personas que me han apoyado y han contribuido con mi desarrollo no solo profesional sino también humano.*

*A mis padres Lucila y Pablo por su amor, confianza por estar siempre a mi lado dándome el apoyo que siempre necesite y ayudarme a encarar las adversidades que se han presentado en el camino. A mi padrastro por su ayuda en todo momento y a mis hermanos que los quiero mucho.*

*A mi novio que más que mi pareja ha sido mi amigo y me ha dado su apoyo cuando lo necesité. A alguien muy especial que aunque en estos momentos no se encuentre físicamente conmigo la llevaré siempre en mi corazón por sus lecciones de valentía, mi suegra y amiga Magalys. Un agradecimiento muy especial para alguien que sus consejos de vida siempre serán los mejores mi suegro Osvaldo, para mi cuñada Amanda y un amigo que quiero mucho Daléxis.*

*A mí tutor y amigo Yandí Gallego por su tiempo, su guía, su amistad, comprensión, dedicación, paciencia y esfuerzo incondicional ya que sin él no hubiera sido posible este triunfo.*

*Un agradecimiento especial al Dr. Leonardo Casas Fernández por sus valiosos consejos y ayuda los cuales facilitaron la realización de este trabajo.*

*A mis amigos de estudio que a lo largo de estos cinco años han compartidos momentos de dificultad y de alegría y en especial a mis amigas Ana Mary, Ismaray, Deyanira y Lianeth que juntas hemos hecho que este largo y difícil camino quedara en el recuerdo como una experiencia inolvidable.*

*En fin a todos los que de una forma u otra han contribuido con la realización de este trabajo.*

*A todos muchas gracias*

## **TAREA TÉCNICA**

- 1- Estudio del estado del arte sobre parque fotovoltaicos en sistemas aislados.
- 2- Actualización del estado de la red en los software PSX y RADIAL.
- 3- Análisis perspectivo de la operación del sistema eléctrico del Cayo Santa María con la implementación de los parque fotovoltaicos.
- 4- Análisis del comportamiento de la frecuencia ante la salida de bloques de generación fotovoltaica.
- 5- Redacción del informe de acuerdo a las normas establecidas.

---

Firma del Autor

---

Firma del Tutor

## RESUMEN

El actual interés mundial por incentivar el uso de energías renovables ha gatillado una apertura masiva a los medios de generación no convencionales, lo que conlleva a una evolución de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). En vista de los incentivos actuales a nivel de país para la instalación de paneles fotovoltaicos (PFV), sumados a la disminución de los costos de inversión de dichas tecnologías, es posible prever que en un futuro existan altos niveles de penetración de generación distribuida de este tipo conectada al sistema eléctrico. En nuestra provincia el sistema aislado Cayo Santa María cuenta con tres áreas para la instalación de PFV como forma de generación alternativa. En vista de lo anterior y considerando que un alto nivel de penetración de generación fotovoltaica produce efectos tanto estáticos como dinámicos en los sistemas aislados en los que se conecten, resulta indispensable realizar estudios a nivel sistémico que determinen el impacto que produciría la conexión de estas tecnologías, tomando en consideración su ubicación, tecnología, modelación y nivel de penetración, de forma tal de mantener la seguridad del sistema.

La investigación que se presenta tiene como objetivo determinar el impacto de la generación fotovoltaica en el sistema aislado Cayo Santa María. Los resultados se obtienen mediante los software técnicos PSX y RADIAL. El análisis realizado permite conocer cuan beneficioso o perjudicial puede ser la instalación de generadores fotovoltaicos en dicho sistema aislado.

## TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO .....	i
<i>DEDICATORIA</i> .....	ii
<i>AGRADECIMIENTOS</i> .....	iv
TAREA TÉCNICA.....	vi
RESUMEN .....	vii
INTRODUCCIÓN.....	1
Organización del informe.....	3
CAPÍTULO 1. INFLUENCIA DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LA RED.....	5
1.1 Definición de la Generación Distribuida.....	7
1.2 Clasificación de la Generación Distribuida.....	8
1.3 Paneles Fotovoltaicos.....	9
1.4 Parques fotovoltaicos e impacto ambiental.....	10
1.4.1 Generación de los Parques Fotovoltaicos .....	11
1.4.2 Predictibilidad de la energía solar .....	13
1.4.3 Impactos de la GD en el sistema eléctrico .....	14
1.4.4 Ubicación de las unidades de GD.....	14
1.4.5 Impactos en la estabilidad del sistema.....	16

1.4.5.1	Inercia del sistema .....	17
1.4.5.2	Estabilidad de frecuencia.....	18
1.5	Requerimientos adicionales de reserva rodante.....	21
1.6	Conclusiones del capítulo .....	23
CAPÍTULO 2. INTEGRACION DE LAS FUENTES DE GENERACION DISTRIBUIDA.....		24
2.1	Descripción del sistema aislado Cayo Santa María .....	24
2.1.1	Carga eléctrica.....	25
2.1.2	Generación.....	27
2.1.3	Redes.....	27
Tabla 2.2 Parámetros de los conductores soterrados de aluminio utilizados en las redes actuales del sistema aislado Cayo Santa María [20]. .....		28
Tabla 2.3 Parámetros de los conductores soterrados de aluminio utilizados en las redes actuales del sistema aislado Cayo Santa María [24]. .....		28
2.2	Integración de la energía fotovoltaica al sistema aislado Cayo Santa María .....	30
2.2.1	Ubicación de la generación fotovoltaica.....	31
2.2.2	Penetración fotovoltaica en el Cayo Santa María.....	33
2.3	Implementacion de la red del Cayo Santa María en los <i>softwares</i> técnicos RADIAL y PSX.....	34
2.3.1	Software RADIAL .....	34
2.3.2	Software PSX.....	35
2.4	Metodología del sistema de estudio .....	36
2.5	Conclusiones del capítulo.....	38
CAPÍTULO 3. ANALISIS DE LOS RESULTADOS .....		39

3.1	Ubicación de los PFV en la red del polo turístico Cayo Santa María .....	39
3.1.1	Zona Las Dunas .....	40
3.1.2	Zona Delfinario .....	42
3.1.3	Zona Las Estrellas .....	44
3.2	Análisis general del circuito .....	46
3.3	Análisis de la estabilidad de frecuencia.....	47
3.3.1	Determinación de la inercia total del sistema.....	48
3.4	Análisis de la salida de la generación fotovoltaica.....	48
3.4.1	Análisis para el escenario 1 .....	48
3.4.1.2	Comportamiento de la potencia entregada.....	49
3.4.2	Análisis para el escenario 2 .....	51
3.4.2.1	Comportamiento de la potencia entregada.....	51
3.5	Análisis del comportamiento del Cayo Santa María ante la salida del mayor generador .....	53
3.6	Análisis Económico .....	53
	Se consideran además premisas del análisis. ....	54
3.7	Conclusiones del capítulo .....	58
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	59
	CONCLUSIONES .....	59
	RECOMENDACIONES .....	61
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	62
	ANEXOS .....	64

## INTRODUCCIÓN

Actualmente el ser humano vive en una sociedad de consumo y de creciente expansión, en la era de la tecnología, donde la necesidad de energía es inevitable. En esta situación uno de los principales problemas a nivel mundial que existen en el panorama actual es el de la finitud de las fuentes de energía habituales ya que las necesidades energéticas son crecientes y los recursos limitados.

Desde hace unos años, los gobiernos y las instituciones públicas de muchos países han comenzado a aumentar su conciencia, no sólo frente a las limitaciones que presentan los recursos naturales, sino también frente a las consecuencias económicas de mantenerse dependientes de la importación de energías primarias de unos países cuya inestabilidad puede aumentar los precios de forma imprevisible. Por ello, son muchos ya los que han tomado diferentes tipos de medidas para fomentar el ahorro energético y el uso de energías renovables.

En Cuba la generación eficiente de energía constituye uno de los motores que impulsan las transformaciones estructurales de la economía que se desarrollan mediante la implementación de los Lineamientos aprobados en el VI Congreso del Partido. Cuba actualmente produce con el empleo del combustible fósil, el 95% de su energía eléctrica [1]. Este dato encuentra una economía muy dependiente de la importación y con elevados costos de generación eléctrica. Por tal razón, El Consejo de Ministros, el 21 de junio de 2014, aprobó la Política para el Desarrollo Perspectivo de Fuentes Renovables y el uso eficiente de la Energía, elaborada por la Comisión Gubernamental creada con este fin y dirigida a aprovechar al máximo los recursos renovables disponibles en el país [2].

La situación geográfica y las características propias de nuestro país, le confieren condiciones excepcionales para la instalación de tecnologías que aprovechen las fuentes renovables de energía, con imponderables condiciones para la instalación de la solar fotovoltaica y la solar térmica. Algunos estudios afirman que sus posibilidades son prácticamente infinitas. El territorio cubano recibe muy altos niveles de radiación solar durante todos los días del año. Se estima que, como promedio anual, cada metro cuadrado del territorio nacional recibe una cantidad de energía solar igual a 5 kWh/día, equivalentes a medio litro de petróleo diario [3]. Ello crea las mejores condiciones para la instalación de sistemas para la conversión de la energía solar fotovoltaica y térmica.

En vista al progresivo aumento de la carga en el polo turístico Cayo Santa María y al alto costo de transportación de los combustibles hasta las máquinas generadoras del cayo, con el riesgo de la contaminación del ecosistema provocado por un derrame estimulado por algún accidente de los camiones cisternas, la generación de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos parece una opción que representa una contribución significativa al sistema aislado Cayo Santa María, tomando en cuenta además la magnitud del aporte energético y la reducción de pérdidas de energía en el sistema.

### **Antecedentes del problema**

El polo turístico Cayo Santa María produce toda su energía eléctrica a base de combustibles fósiles, lo cual solamente en concepto de transportación de dicho combustible provoca altos costos al país, con el consecuente riesgo, como se mencionó anteriormente, de un daño al ecosistema provocado por algún accidente. Por otra parte existe el interés de la Unión Eléctrica de desplegar parques fotovoltaicos conectados a las redes eléctricas del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) como vía para incrementar la capacidad de generación eléctrica instalada [4], diversificar las fuentes de generación reduciendo consumos de combustibles fósiles y atenuar la contaminación atmosférica asociada a su quema, empleando la transformación directa en electricidad de la radiación solar, fuente renovable con manifestación estable y predecible en Cuba.

A partir de estos antecedentes cabe entonces el planteamiento de la interrogante científica siguiente:

¿Cómo influye la instalación de los nuevos parques fotovoltaicos en el sistema aislado Cayo Santa María?

Para dar respuesta a esta interrogante en el presente trabajo se planteó como Objetivo General el siguiente:

**Objetivo:** Analizar el impacto de la generación de los nuevos parques fotovoltaicos posibles a instalar en el sistema aislado Cayo Santa María.

De este objetivo general se derivan los objetivos específicos siguientes:

- 1- Desarrollar el análisis bibliográfico necesario para elaborar el marco teórico del problema en cuestión.
- 2- Organizar la información técnica relacionada con las redes eléctricas del cayo para ser utilizadas en los *softwares* RADIAL y PSX.
- 3- Valorar el efecto que tienen los parque fotovoltaicos sobre la red del sistema aislado Cayo Santa María a partir de los resultados obtenidos con los *software* PSX y RADIAL.

### **Organización del informe**

En el presente trabajo se desarrollará un estudio sobre la influencia que tienen los nuevos paneles fotovoltaicos que se instalaran en el sistema aislado Cayo Santa María.

**En el Primer Capítulo:** Se realiza una descripción y análisis de los conceptos y definiciones básicos relacionados con los sistemas fotovoltaicos, así como el impacto de su incorporación a las redes eléctricas.

**En el Segundo Capítulo:** Se realiza una caracterización de la red eléctrica del sistema aislado Cayo Santa María y se dan a conocer las áreas para las posibles ubicaciones de los parques fotovoltaicos.

**En el Tercer Capítulo:** Se hace referencia al análisis de resultados y valoración. En el mismo se explican los resultados obtenidos de las simulaciones en los

---

programas RADIALE y PSX, se valora el comportamiento de las redes eléctricas del Cayo Santa María al instalar los nuevos parques fotovoltaicos y se realiza el análisis económico de los mismos.

## **CAPÍTULO 1. INFLUENCIA DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LA RED**

Hoy en día, una creciente cantidad de la energía eléctrica es generada por medios de generación descentralizadas de pequeño tamaño, denominados comúnmente como “Generación Distribuida” (GD) [5-9]. En virtud del actual interés mundial de diversificar la matriz energética e incentivar el uso de energías renovables, el panorama energético futuro probablemente incluirá un mayor número de centrales de pequeña capacidad situadas en las redes de distribución. Tal argumento se corrobora con la tendencia de las inversiones en pequeños medios de generación a nivel mundial, en el caso de las inversiones en las energías renovables aumentó, llevando en el año 2015 el total mundial a su punto histórico más alto al alcanzar los 329 000 millones de dólares, un 4% más que en el 2014 [10] (figura 1.1), así como el creciente protagonismo que está alcanzando la GD alrededor del mundo y nuestro país no está exento de ello.

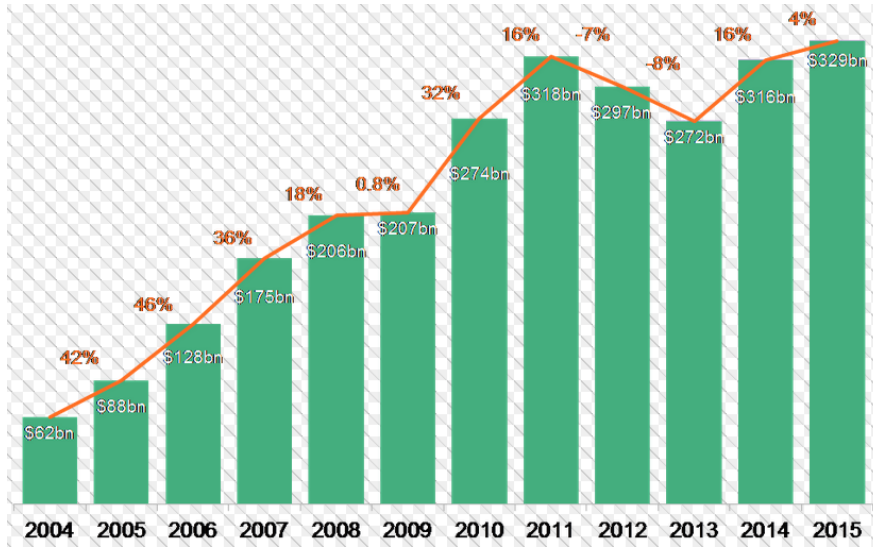


Figura 1.1 Inversiones por año en las energías renovables [10]

La tendencia de aumento de estos medios de generación es potenciada por el hecho que la GD está constituida por un variado conjunto de tecnologías que explotan energías provenientes de fuentes renovables, entre las cuales es posible destacar los paneles fotovoltaicos, las turbinas eólicas, entre otros. En vista de lo anterior, la situación en Cuba no debería ser distinta a la esperada a nivel mundial en cuanto al aumento de la GD, gracias al gran potencial existente en el país de fuentes renovables. A esto se suma también la necesidad de poseer fuentes de energías que no dependan del precio internacional de los combustibles y promover fuentes de energía más sustentables.

Considerando que un fuerte nivel de penetración de GD produce efectos tanto estáticos como dinámicos en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) en los que se conecten, es indispensable realizar estudios independientes que determinen el impacto que produciría la conexión de estas tecnologías, tomando en consideración su ubicación, tecnología, modelación y nivel de penetración, así como también las características del SEP. En este capítulo se presentan las bases del marco teórico de este estudio, profundizando en los conceptos de generación distribuida y estabilidad transitoria de frecuencia. Asimismo, se explica los impactos que tiene la inserción de la GD sobre algunas variables del SEP.

## 1.1 Definición de la Generación Distribuida

En la actualidad existen dos grandes formas de generación de energía eléctrica. Por un lado se encuentran los generadores convencionales que producen grandes cantidades de energía de forma concentrada, la cual es transportada a través de largas líneas de transmisión para abastecer a los centros de consumo. Por otro lado, se encuentran los medios de generación de baja escala dispersados por toda la red, conectados normalmente cerca de los consumos, y denominados generación distribuida.

La GD es un concepto que ha sido definido por varios organismos e institutos tanto regionales como globales, tales como el *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), la *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRE), la *International Energy Agency* (IEA), el *Electric Power Research Institute* (EPRI) y la *Distributed power Coalition of America* (DPCA), entre muchos otros.

El IEEE la define como “Instalaciones de generación eléctrica conectadas al sistema eléctrico mediante un punto de conexión común: Un subconjunto de fuentes distribuidas”, mientras que la CIGRE añade: “No es usualmente planificada; No es despachada de forma centralizada; y su capacidad es inferior a 50 o 100 MW” [11].

La definición por parte de estos organismos no siempre es convergente y presentan diferencias según la capacidad de las unidades, la conexión de éstas al sistema, su ubicación, y sus características de despacho.

En estricto rigor no hay una definición formal de la GD y sus características se desprenden finalmente de las normativas existentes en cada país. Por ejemplo, la GD en la República Checa está conectada mayoritariamente a las redes de transmisión, a niveles de voltaje de 110 kV, (Niveles que en otros países europeos corresponden a redes de distribución), e incluso se han reportado conexiones de GD en redes de 400 kV en Francia.

Para el interés de este estudio se adopta la siguiente definición para la Generación Distribuida, que a su vez concuerda con la entregada por [11].

“Unidades de generación de potencia eléctrica cuya capacidad es considerablemente inferior a las centrales convencionales, y que se encuentran conectadas en las redes de distribución de baja y media tensión, a proximidad de los consumidores”.

## 1.2 Clasificación de la Generación Distribuida

Desde el punto de vista de la disponibilidad de la fuente energética, la GD puede ser clasificada en GD controlable y GD no-controlable. La primera clasificación corresponde a aquellas tecnologías donde la disponibilidad de la fuente de energía es conocida (combustibles, por ejemplo), mientras que la segunda corresponde a aquellas en donde su disponibilidad es incierta (energía eólica, solar, hidráulica, etc). La GD no-controlable puede presentar altas fluctuaciones en su potencia generada, las que pueden ser suavizadas con el uso de baterías [12].

Desde el punto de vista tecnológico, la GD envuelve una amplia gama de tecnologías permitiendo la explotación de diversas fuentes energéticas. Estas tecnologías pueden clasificarse tanto como renovables como convencionales, y sus características de operación difieren de la generación por parte de las grandes centrales.

Los medios de GD más comunes son la cogeneración, las turbinas de combustión convencional, las micro-turbinas, la biomasa, los paneles fotovoltaicos y las turbinas eólicas. También hay tecnologías de GD que se encuentran todavía en fase experimental y sus costos de inversión imponen una fuerte barrera de entrada (Por ejemplo, la mareomotriz) [13].

En la Tabla 1.1 se diferencia la disponibilidad de las unidades de GD según su tecnología.

**Tabla 1.1 Clasificación de la disponibilidad de las unidades de GD según su tecnología**

<b>Tecnología de GD</b>	<b>Controlable</b>	<b>No controlable</b>
Convencionales	✓	
Micro Turbinas	✓	
Cogeneración		✓
Pequeñas hidroeléctricas		✓
Turbinas eólicas		✓
Paneles fotovoltaicos		✓
Plantas geotérmicas	✓	
Plantas de biomasa	✓	
Plantas mareomotriz		✓

El interés de este estudio se centra en los impactos de la penetración de GD renovable en el polo turístico Cayo Santa María de la provincia Villa Clara ubicada en la zona centro-norte de Cuba, por lo que las tecnologías que se consideran predominantes son los paneles fotovoltaicos debido al gran potencial energético solar existente en la zona de estudio.

### 1.3 Paneles Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos convierten la radiación solar en electricidad. Un panel fotovoltaico consiste en dos o más capas de semiconductores dopados con impurezas que están dispuestas de forma que cuando son expuestas a la luz solar, los fotones hacen que los electrones se desplacen de una capa a la otra, generando una corriente continua (DC de sus siglas en inglés).

Un módulo puede llegar a suministrar entre 5-300 W y puede llegar a tener un rendimiento de entre 5%-30% [13] dependiendo de los semiconductores utilizados (Monocristalinos, Policristalinos, amorfos o concentrados).

Debido a la generación en corriente continua, la inyección de la potencia eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos a la red requiere la utilización de un conversor que transforme la corriente DC en corriente alterna (AC de sus siglas en

inglés). Lo anterior aporta una amplia variedad de beneficios que podrían ser útiles al momento de regular la potencia activa y reactiva que se inyectan a la red. Uno de los beneficios es la posibilidad de inyectar potencia reactiva durante las horas que la energía solar no se encuentre disponible, absorbiendo una pequeña cantidad de potencia activa correspondientes a las pérdidas inherentes del conversor [14].

La unión de cientos de estos paneles fotovoltaicos forman los parques fotovoltaicos, los cuales son grupos de generación de potencia variable. Hay que tener en cuenta que para 1 kWp se requieren de 8 a 10 m<sup>2</sup> de superficie, lo que implica el uso de terrenos que muy frecuentemente compiten con otras actividades vitales, como la agricultura y el urbanismo. Las mayores plantas actuales con potencias de entre 250 y 500 MW se encuentran en zonas desérticas de Estados Unidos y China, donde resulta evidente que la situación de competencia por el espacio no es lo más importante. Plantas menores, de entre 1 y 3 MW se localizan cercanas a las redes de media tensión (33 kV), pero siempre con la valoración de los espacios requeridos por estas instalaciones.

En las redes de distribución se están incrementando los paneles fotovoltaicos con potencias desde varios kW hasta algunos cientos, ubicados en azoteas (y fachadas) de las edificaciones urbanas, lo que constituye una sabia solución y un aprovechamiento de las áreas ociosas, además de que estos parques se clasifican como los más efectivos desde el punto de vista de la generación distribuida.

#### **1.4 Parques fotovoltaicos e impacto ambiental**

La expansión de generación eléctrica a nivel mundial muestra una tendencia a la búsqueda de proyectos que tengan en cuenta la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), ya que el CO<sub>2</sub> representa el 86% del total de partículas aceleradoras del cambio climático [15].

La Organización Meteorológica Mundial (OMM), la agencia meteorológica de la Organización de Naciones Unidas (ONU), indica que el dióxido de carbono, el

metano y el óxido nítrico son ahora más prevalentes en la atmósfera que en ninguna otra época desde la revolución industrial.

El reporte de la OMM mide la cantidad total de gases de efecto invernadero en la atmósfera con base en estaciones de monitoreo en más de 50 países. Esto significa que incluye las emisiones naturales y los procesos de absorción, al igual que las emisiones causadas por la actividad humana. El dióxido de carbono, responsable del 80% del efecto de calentamiento global en las últimas dos décadas, subió rápidamente con el uso de combustibles fósiles [16].

Las principales fuentes de CO<sub>2</sub> son: la quema de combustibles fósiles y la deforestación. La figura 1.2 muestra datos entregados por Iberdrola, una de las cinco principales compañías eléctricas del mundo [16], donde se puede observar que la principal actividad que contribuye con la emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera es la producción de electricidad a través de la quema de combustibles fósiles como el carbón y derivados del petróleo.

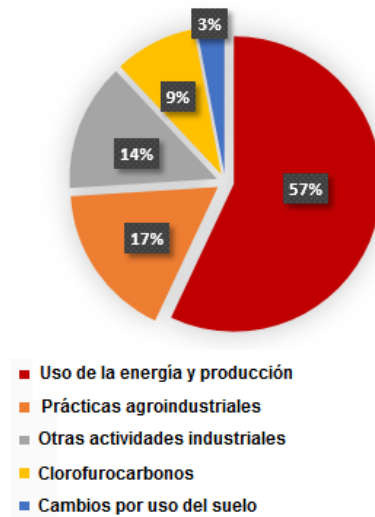


Figura 1.2 Actividades que contribuyen con la emisión de CO<sub>2</sub>

#### 1.4.1 Generación de los Parques Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos conectados a las redes eléctricas constituyen una de las tecnologías de la generación distribuida de mayor impacto y crecimiento en los últimos años, lo que los han convertido en una opción atractiva para generar energía eléctrica de una forma ecológica y cada vez más rentable, por lo que se

anticipa que en el futuro tendrá un papel importante en los sistemas eléctricos de potencia, teniendo impactos tanto positivos como negativos en las redes de la distribución. A pesar de los adelantos que ha tenido esta tecnología persisten aspectos que deben resolverse de manera satisfactoria para propiciar su desarrollo en gran escala, por lo que es necesario tener conocimiento de una serie de aspectos relacionados con este tema.

Durante el día el parque fotovoltaico genera energía eléctrica, que se entrega directamente a la red, y/o a su vez alimenta las cargas que puedan estar conectadas en este horario. Esta generación dependerá de la época del año y se considera como promedio de 7 a.m. a 7 p.m. aproximadamente, mientras que en las horas restantes, es decir, durante la noche, no se genera energía, esta realidad se puede apreciar en un gráfico de “campana” mostrado en la Figura 1.3.

La nubosidad es uno de los grandes factores que más afecta una planta fotovoltaica ya que varía su producción de energía considerablemente, aunque como se observa en muy contadas ocasiones llega a ser cero, (véase Figura 1.3), esto provoca que la energía solar no sea controlable y no se pueda despachar para la planificación de generación del sistema, (lo que hace que en el cómputo general se le califique como “variable”). El hecho de ser no controlable implica que la posibilidad de que una unidad determinada no esté disponible cuando es necesaria es significativamente mayor que en el caso de plantas controlables, por ejemplo una térmica convencional.

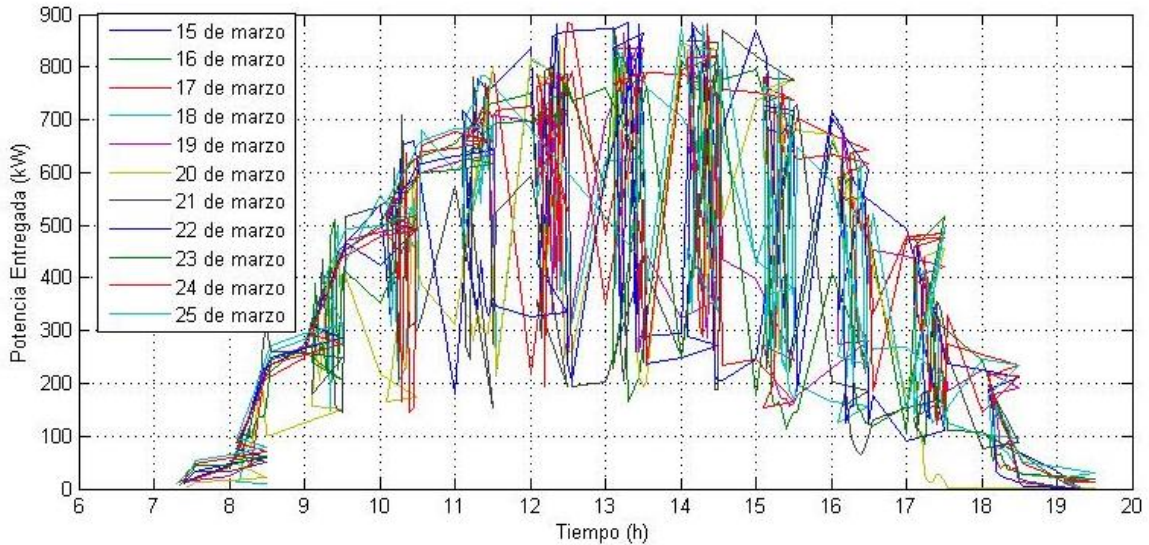


Figura 1.3 Gráfico de generación de un parque fotovoltaico

#### 1.4.2 Predictibilidad de la energía solar

Como se vio previamente en la sección 1.2, existen tecnologías de GD que no son controlables, siendo su producción dependiente de las condiciones meteorológicas en un momento dado (radiación solar o velocidad del viento). En este sentido, un alto nivel de penetración de generación fotovoltaica requiere que los operadores del sistema tomen en cuenta el despacho de estas máquinas a partir de datos estadísticos de la disponibilidad de la fuente renovable, lo cual presenta un alto grado de incertidumbre.

Por lo general, los operadores del sistema de transmisión no poseen una normativa que les indique cuál es el margen de error en la predicción que debería ser considerado para evaluar la estabilidad del sistema ante una falla (debido al bajo nivel de penetración de energías renovables presente en la mayoría de los sistemas). Esto resulta en una mayor complejidad en la asignación de reservas de control primario de frecuencia, pudiendo afectar fuertemente a la estabilidad en el caso que la generación se desvíe en cierto grado de las predicciones meteorológicas para las fuentes renovables.

### 1.4.3 Impactos de la GD en el sistema eléctrico

El nivel de penetración de GD en un sistema es un factor clave a considerar en estudios de los SEP puesto que los impactos que acarrear modifican el considerablemente la planificación, operación y control de la generación del mismo.

### 1.4.4 Ubicación de las unidades de GD

La ubicación de la GD en un sistema de distribución es un factor que juega un rol importante en el voltaje de los SEP. En efecto, cuando una unidad de GD es conectada al final de un alimentador de distribución, la carga que se observa en el punto de conexión del alimentador puede verse reducida (dependiendo de la característica de la carga y de la hora del año), lo que se traduce en una disminución del flujo de potencia. Desde una vista local, los alimentadores del polo turístico Cayo Santa María son largos y radiales, por lo que la GD puede mejorar el perfil de voltaje observado a lo largo de la línea.

En la literatura consultada existen numerosos trabajos entre los que se destacan [17-19], los cuales analizan el impacto que tiene la integración de la energía solar fotovoltaica sobre los niveles y perfil de voltaje en una red real.

El perfil de voltaje puede ser definido como la representación numérica del nivel de voltaje en un punto, nodo o barra de una red eléctrica bajo diferentes condiciones de operación, por ejemplo para estados de cargas bajos, medios o altos.

Para la mayoría de los sistemas eléctricos es muy importante que el perfil de voltaje se encuentre dentro de los límites especificados, esto se debe a que algunas cargas son sensibles a los grandes cambios y fluctuaciones del voltaje.

En la Figura 1.4 se observa el aumento de perfil de voltaje de un alimentador que tiene un transformador y una unidad GD conectada en al final de este [20]. Esta situación puede llevar a situaciones que no son ventajosas para el sistema, particularmente cuando la demanda es baja, donde se podría producir una elevación del voltaje por sobre los niveles permitidos.

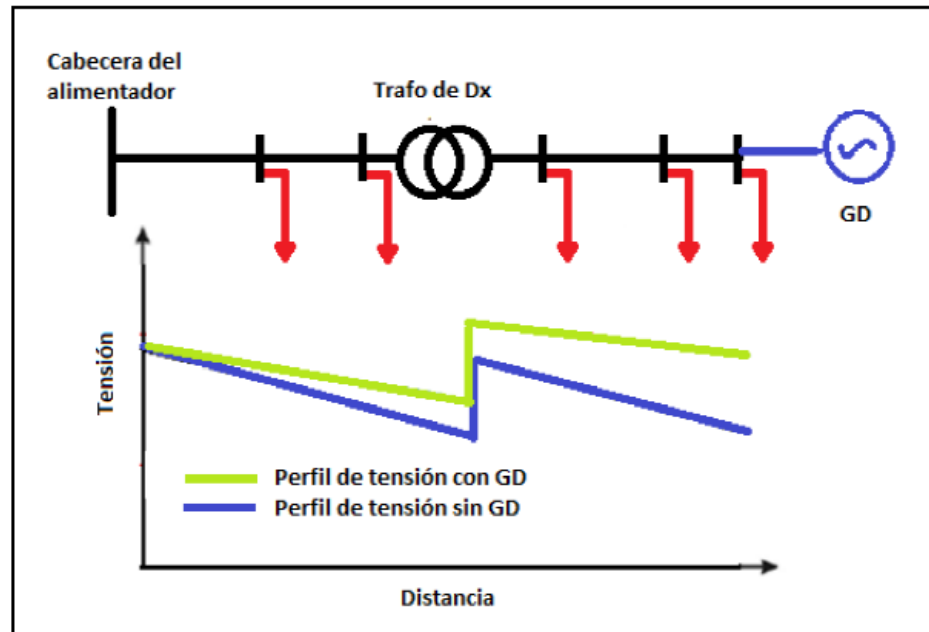


Figura 1.4 Perfil de voltaje de un alimentador con y sin GD

Otras investigaciones sobre el impacto de alta penetración de inversores de paneles fotovoltaicos estima que el peor escenario ocurre cuando la demanda es baja y la inyección de los paneles es alta [21]. En la Figura 1.5 se refleja la situación anterior. Las posibles soluciones para el aumento de tensión pueden ser:

- Imponer limitaciones en la potencia de salida de los paneles.
- Implementar capacidad de control de potencia reactiva.
- Sistemas de almacenamiento de energía.
- Conectar equipos de compensación en paralelo.

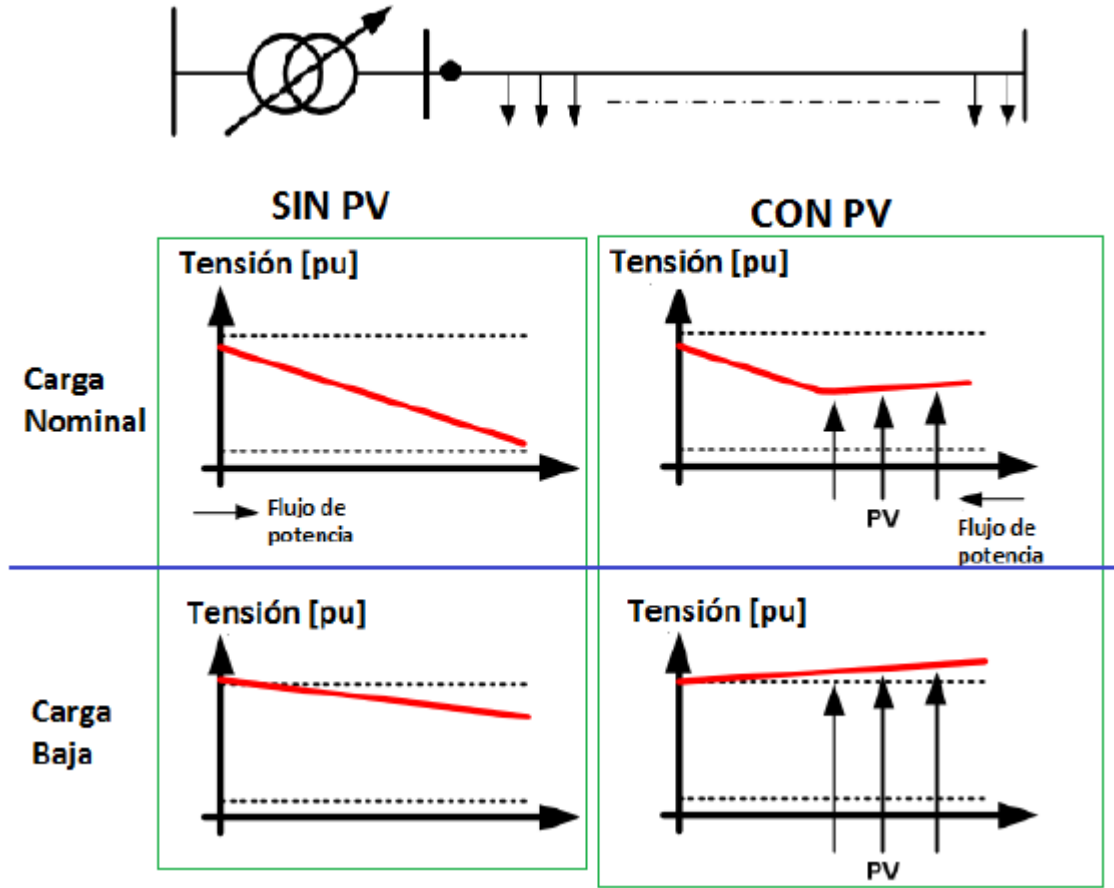


Figura 1.5 Perfil de voltaje de un alimentador con baja carga

### 1.4.5 Impactos en la estabilidad del sistema

En general se puede decir que, la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, es la capacidad de un sistema de alcanzar un nuevo punto de equilibrio estable o de volver al punto de equilibrio original, luego de la ocurrencia de una perturbación o contingencia. La definición formal de estabilidad de sistemas de potencia ha sido establecida por el IEEE de la siguiente manera [22].

“La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia es la capacidad del sistema, para una condición de operación inicial, de retornar a un estado de operación de equilibrio luego de la ocurrencia de una perturbación física, con la mayor cantidad de variables limitadas para que el sistema prácticamente permanezca intacto”.

### 1.4.5.1 Inercia del sistema

Como se ha mencionado anteriormente altos niveles de penetración de GD perturban directamente los sistemas eléctricos, para el caso del sistema aislado Cayo Santa María la mayor preocupación está en que estos altos niveles de penetración de generación fotovoltaica afectan directamente al sistema en términos de inercia, predictibilidad de generación y efectividad de los esquemas de desconexión que se empleen, lo cual puede producir problemas de estabilidad.

#### ***Inercia***

Tanto la estabilidad transitoria como la estabilidad de frecuencia se ven fuertemente afectadas por la cantidad de energía cinética presente en los rotores de las máquinas de un sistema. Esta cantidad está a su vez ligada a la constante de inercia de cada una de las máquinas rotatorias. La energía cinética de un generador de inercia  $J$  rotando a una velocidad angular  $\omega$  está dada por la expresión:

$$E_c = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (1.1)$$

En estudios de SEP, la energía cinética de una máquina rotatoria es generalmente expresada a través de la constante de inercia  $H$ , la cual corresponde a la energía cinética de la velocidad angular nominal:

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_0}{S_{nom}} \quad (1.2)$$

Es así como en estudios de SEP se emplea comúnmente la constante de inercia del sistema completo, el cual está definido por la siguiente expresión:

$$H_{Tot} = \frac{\sum H_i \cdot S_i}{S_{Tot}} \quad (1.3)$$

Donde el numerador de la fracción corresponde a la energía cinética total contenida en las máquinas rotatorias del sistema.

Reemplazar generadores conectados a la red por GD cambiaría la cantidad de energía cinética presente en el sistema, lo que podría arrastrar un gran impacto en la estabilidad. En efecto, la GD acoplada a la red a través de inversores no contribuye a la inercia total del sistema. Cuando la GD reemplaza a centrales convencionales, la cantidad de energía cinética en el sistema va a disminuir.

Es así como grandes cantidades de GD impactaría a la estabilidad de frecuencia en dos formas: la primera es una respuesta inercial más abrupta debido a la disminución de la energía cinética disponible en el sistema, lo cual puede derivar en las activaciones de los esquemas de desconexión automático de carga. Además una disminución en la constante de inercia resulta en variaciones de frecuencia más pronunciadas durante la operación normal como en la respuesta inercial frente a la pérdida de un bloque de generación.

#### **1.4.5.2 Estabilidad de frecuencia**

En este sentido, el presente estudio se centra principalmente en el análisis de estabilidad frecuencia. Específicamente se intenta visualizar la forma en que la desconexión de la GD repercute en la estabilidad de frecuencia del sistema por la pérdida de los grandes bloques de generación que se producen.

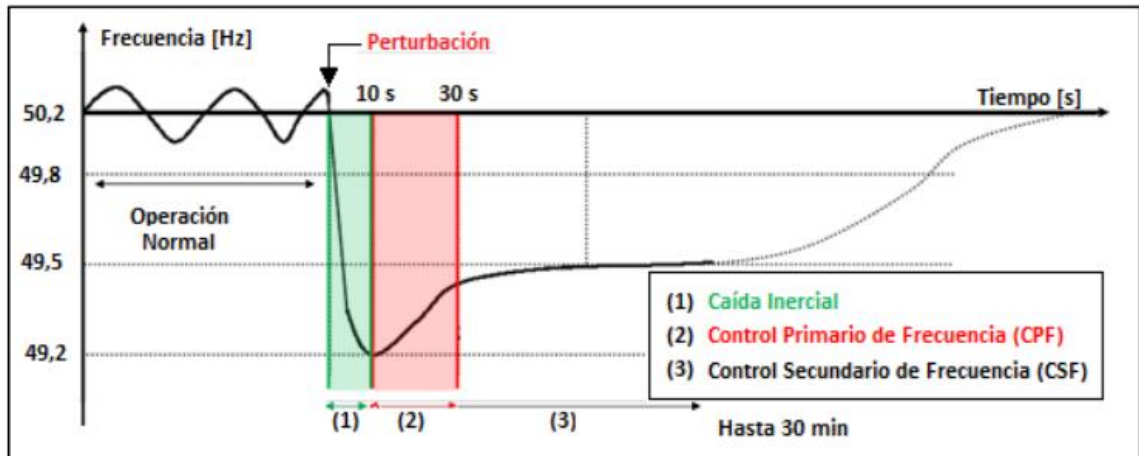
La estabilidad de frecuencia es la capacidad del sistema de potencia para mantener constante la frecuencia luego de la ocurrencia de una severa perturbación, la misma que, por su magnitud genera un significativo desbalance entre generación y carga. Por lo tanto, el análisis de la estabilidad de frecuencia se centra en el estudio de las variaciones en la frecuencia del sistema debido a los grandes y repentinos cambios en el equilibrio generación-carga [23].

La frecuencia se puede mantener solamente si el balance entre la generación y la carga del sistema pueden ser restauradas tan pronto como sea posible luego de ocurrida la perturbación, con la salida no intencional de la menor cantidad de

carga posible. Si el sistema entra en una condición de inestabilidad de frecuencia, la frecuencia puede caer rápidamente o en su defecto puede producirse una oscilación sostenida de frecuencia, lo cual conllevará al disparo de generadores y cargas por actuación de los relés de frecuencia.

Los problemas de estabilidad de frecuencia generalmente son asociados con inadecuadas respuestas de los equipos, deficiente coordinación y control de equipos o insuficientes reservas de generación. Debe tomarse en cuenta que, cualquier perturbación que pueda ser causante de pérdida significativa de carga o generación puede ser motivo de preocupación respecto de la estabilidad de frecuencia del sistema.

En la Figura 1.6 se ilustra la respuesta en frecuencia de un sistema frente a una perturbación correspondiente a la salida de servicio de un bloque de generación.



**Figura 1.6** Respuesta de la frecuencia de un SEP ante una perturbación (Salida de un bloque de generación)

**Respuesta inercial:** Periodo (1), Figura 1.6 (0-5 segundos). Corresponde al periodo transitorio post-contingencia en donde se produce un descenso abrupto de la frecuencia debido a que existe mayor demanda que generación de potencia activa. Esto se debe a que la insuficiencia de energía en el sistema es compensada por la energía almacenada en los rotores de los generadores convencionales, lo cual resulta en una disminución de su velocidad y,

consecuentemente, de la frecuencia del sistema. Este periodo se denomina respuesta inercial debido a que la inercia del sistema de potencia es la variable que limita la tasa de decaimiento de la frecuencia del sistema durante los primeros segundos. Así, mientras mayor inercia posea el sistema, menor es la tasa de decaimiento de la frecuencia, y viceversa. En el marco anterior, una reducción de la inercia del sistema provoca caídas más abruptas de frecuencia, pudiendo ser crítico para la estabilidad. En efecto, una mayor desviación de frecuencia puede llevar a la activación de los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC), y puede resultar en un empeoramiento del desempeño del Control Primario de Frecuencia (CPF) debido a la carencia de reservas en el sistema para balancear la generación con la demanda.

**Control Primario de Frecuencia (CPF):** Periodo (2), Figura 1.6 (5-30 segundos). Corresponde al periodo en donde los reguladores de velocidad de las maquinas convencionales empiezan a operar para recuperar el balance entre la generación y demanda de potencia activa. El objetivo principal del CPF es restaurar el balance entre la potencia activa generada y la demanda.

Cabe destacar que la frecuencia no es restaurada a su valor nominal. En esta etapa actúan los reguladores de velocidad de los generadores convencionales del sistema sobre sus válvulas o compuertas para modificar la potencia activa que éstos suministran al sistema.

**Control Secundario de Frecuencia (CSF):** Periodo (3), Figura 1.6 (Puede durar hasta 30 minutos en grandes sistemas). Corresponde al periodo en el cual se elimina el error de régimen permanente de la frecuencia al final del CPF, llevándola a su valor nominal. Esto se logra modificando las consignas de potencia de las unidades generadoras. El CSF puede efectuarse de forma automática a través de lazos de control sobre la referencia de la potencia de las máquinas, o de forma manual.

La inestabilidad de frecuencia puede ocurrir por la descoordinación de sistemas de control y protección, o la insuficiencia de reserva rodante para realizar la regulación de la frecuencia del sistema, lo cual se denomina inestabilidad de largo

plazo y está fuertemente relacionado a la eficiencia del CPF y el CSF de un SEP [12].

### **1.5 Requerimientos adicionales de reserva rodante**

La operación del sistema engloba diversos intervalos temporales. Una característica común de todos ellos es que la capacidad instalada está determinada y las decisiones a tomar se limitan a cómo operar las diferentes unidades de producción. Un aspecto importante que se debe estudiar es cómo afectan las tecnologías intermitentes a la programación de las reservas y a los procedimientos para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico del polo turístico.

Como se mencionó anteriormente un asunto crítico en la operación de los sistemas de energía eléctrica en los que existe un gran volumen de recursos intermitentes de generación es la cantidad de reservas de operación que se necesitan para garantizar una operación segura y eficiente. Esto en la práctica implica:

- (i) Una operación más cara, ya que un cierto número de plantas tienen que mantenerse listas para entrar en producción en vez de ser utilizadas para la producción regular de electricidad, independientemente del marco regulatorio.
- (ii) Un impacto a largo plazo en el grupo de generación, puesto que tendrán que realizarse las oportunas inversiones en este tipo de plantas capaces de suministrar reservas de modo que estén listas para funcionar cuando el nivel de penetración de las tecnologías intermitentes las haga imprescindibles.

Una revisión de los numerosos estudios que se han desarrollado con respecto de la relación entre la penetración de tecnologías intermitentes y la necesidad de reservas adicionales llevan a una serie de conclusiones generales, que tienen que adaptarse a las características propias de cada sistema eléctrico (en particular, a del polo turístico Cayo Santa María):

- La observación y el análisis de datos de operación obtenidos de parques fotovoltaicos reales han demostrado que los cambios en el valor de la producción no son tan rápidos.
- Tanto la incertidumbre en la predicción como la variabilidad de la producción de la energía solar pueden afectar a la cantidad de reservas secundarias necesarias, pero en la mayoría de los casos no de una manera significativa. Las reservas de respuesta rápida (primaria y de regulación) deberían estar preparadas para responder ante rápidas fluctuaciones de la producción de energía solar. Sin embargo, los sistemas eléctricos siempre han necesitado este tipo de reservas para responder ante variaciones de la demanda o contingencias inesperadas. Por tanto la relevancia en la práctica, tanto en el coste como en la capacidad de reserva, de la penetración de generación intermitente puede considerarse bastante limitada.
- Más importante es el impacto de los errores en la predicción de la producción de la energía solar en la programación de las unidades convencionales que se realiza para el “día siguiente”, que en muchos países es conocido como en el mercado del *day-ahead*. Esto provoca que sea necesario tener preparada una importante cantidad de generación flexible con tiempos de arranque relativamente cortos y/o capacidad de variar el nivel de producción rápidamente para permitir el seguimiento de la demanda y el suministro de reserva terciaria. La determinación del nivel de estas reservas se hace generalmente en el *day-ahead*, en el que los errores en la predicción de la producción de energía solar, si bien los modelos de predicción están mejorando con el tiempo, son todavía relativamente altos. En un sistema correctamente diseñado, será necesario disponer de un volumen suficiente de este tipo de centrales flexibles de punta para el no tan infrecuente caso de periodos relativamente largos en los que las producciones de energía solar se mantengan en niveles bajos. Es importante señalar que la necesidad de disponer de reservas no significa necesariamente que estas centrales de

punta vayan a utilizarse realmente para la producción de energía eléctrica, sino más bien que exista la posibilidad de que puedan hacerlo rápidamente.

## **1.6 Conclusiones del capítulo**

En este capítulo se realizó el estudio de los fundamentos teóricos básicos afines a la integración de la generación distribuida a la red, así como sus impactos en la misma, haciendo énfasis en la energía solar fotovoltaica. A modo de resumen se debe destacar que:

1. Los impactos de la integración de la energía solar fotovoltaica a una red necesitan de una atención especial de los investigadores así como de las empresas eléctricas debido al rápido crecimiento de esta fuente de energía renovable.
2. Los efectos/impactos causados por la integración de esta generación distribuida a la red no pueden ser generalizados a todos los tipos de redes en todo el mundo, para la comprensión efectiva de los efectos ante la integración, se necesita llevar a cabo estudios para cada red en particular en los países en los que existe la necesidad de integrar cada vez más el sistema de energía solar fotovoltaica para sus redes de transmisión o distribución.

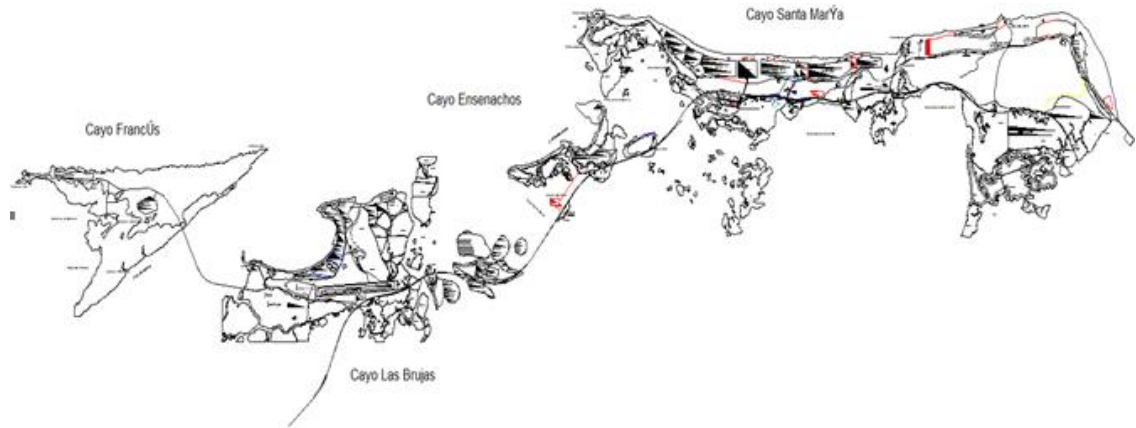
## **CAPÍTULO 2. INTEGRACION DE LAS FUENTES DE GENERACION DISTRIBUIDA**

En el presente capítulo se explicará la metodología utilizada para el estudio de la implementación de la energía renovable en el sistema aislado Cayo Santa María, además se dará una breve descripción de las herramientas informáticas utilizadas para dicho análisis.

En primera instancia se realizará la descripción del sistema eléctrico, con la finalidad de determinar las características que poseen cada uno de los componentes del mismo.

### **2.1 Descripción del sistema aislado Cayo Santa María**

El polo turístico Cayo Santa María se encuentra ubicado en la zona noreste de la provincia de Villa Clara, cuenta con tres principales Cayos, el propio Cayo Santa María, Las Brujas y Ensenachos (véase la figura 2.1).



**Figura 2.1 Cayos Santa María, Brujas y Ensenachos**

El desarrollo turístico previsto para la zona pretende llegar a cubrir alrededor de 13 102 habitaciones para el 2017 con una demanda máxima aproximada de 29.5 MW, esta es la demanda máxima pronosticada según el número de habitaciones y fue calculada tomando el criterio de la demanda por habitación que se utiliza para este tipo de servicio de 2.25 kW por habitación [24].

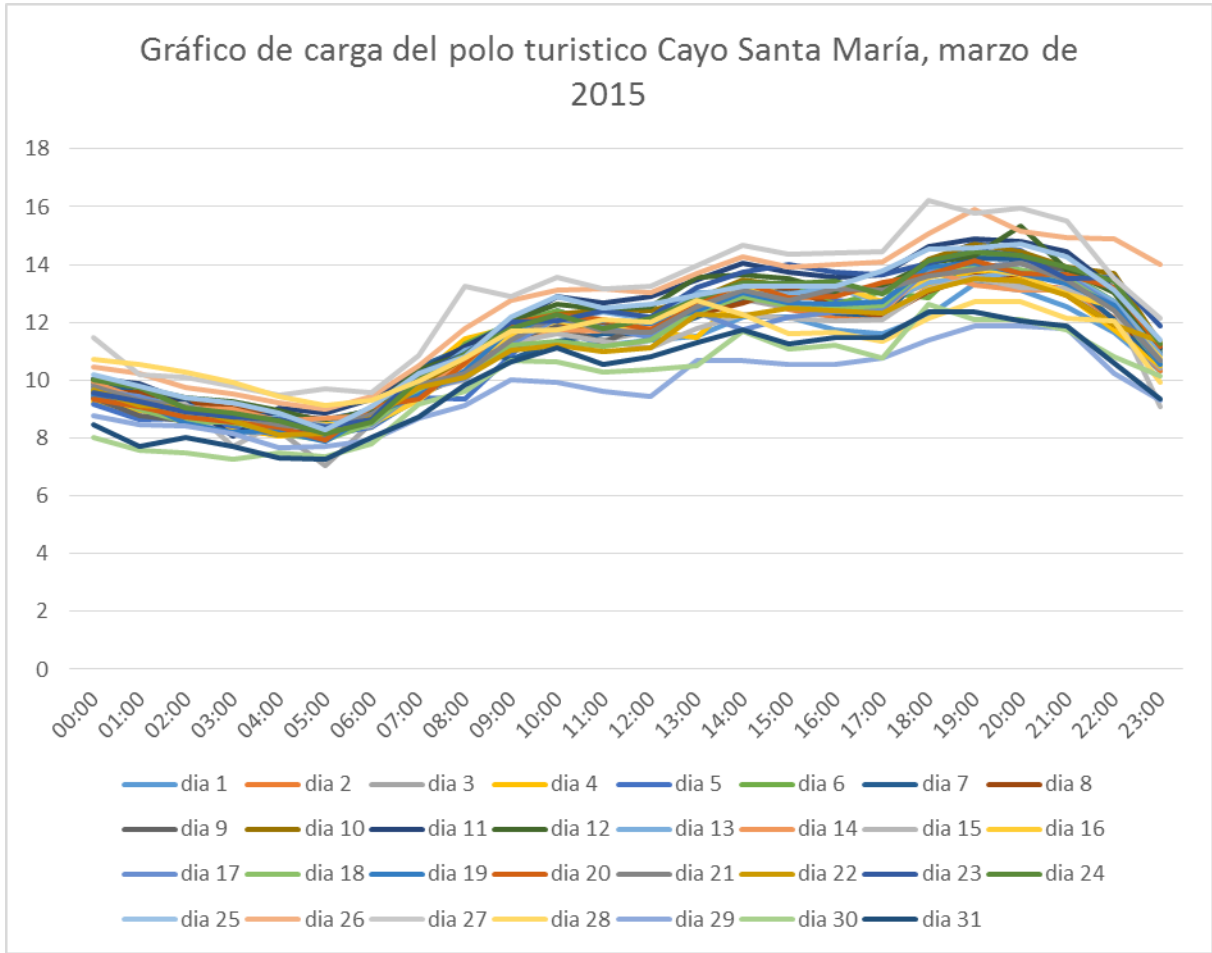
El servicio eléctrico que abastece el cayerío norte de Las Villas se genera In Situ, a partir plantas de diésel y fuel oíl, localizadas en la Base de Apoyo (Cayo Santa María). Desde la planta de generación se alimentan los polos de Cayo Santa María, Las Brujas y Ensenachos a través de redes soterradas con un voltaje de distribución de 13.8 kV.

A continuación se describen brevemente los elementos principales del microsistema.

### **2.1.1 Carga eléctrica**

La carga eléctrica en este microsistema tiene la característica que varía de acuerdo a la temporada turística (alta o baja), en el año 2015 la demanda máxima para temporada de alta fue de 16.23 MW ocurrida el día 27 de marzo sobre las 6:00 pm aproximadamente.

La forma de la curva es bastante llena debido a la propia actividad que se realiza, en la siguiente figura se observa este comportamiento de la curva para todo el mes de marzo de 2015.



**Figura 2.2 Gráfico de carga del polo turístico Cayo Santa María, marzo 2015**

Entre los principales factores que caracterizan estas curvas se encuentra un Factor de Carga (FC) que se localiza aproximadamente por los 0.8 y unas horas equivalentes que redondea las 17 h/día.

Para cubrir las necesidades de carga presentadas el sistema aislado cuenta con la siguiente generación instalada.

### 2.1.2 Generación

En la actualidad existen instaladas varias tecnologías de generación, entre las que se encuentran: máquinas MAN de fuel oíl de 3.85 MW encargadas de regular la frecuencia del sistema, máquinas MTU de diésel de 1.89 MW encargadas de llevar la carga base del sistema y máquinas HYUNDAI de fuel oíl de 1.7 MW que se encargan también junto a las MAN de asumir las variaciones de frecuencia en dicha red. El sistema cuenta en este momento con una capacidad total de generación de 37.18 MW como se muestra detalladamente en la tabla 2.1.

**Tabla 2.1 Generación Instalada en Cayo Santa María**

<b>Generación</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Unidades</b>	<b>MW</b>	<b>Función que realiza</b>
<b>Fuel</b>	MAN 3.85 MW	2	7.7	Control de frecuencia
<b>Diésel</b>	MTU 1.89 MW	12	22.68	Carga Base
<b>Fuel</b>	HYUNDAI 1.7 MW	4	6.8	Control de frecuencia
<b>Total</b>	-	18	37.18	-

Pese a que aparentemente la capacidad instalada es muy superior a la demanda, los problemas de disponibilidad de esta tecnología así como su condición de isla no permiten que la relación entre demanda máxima y potencia instalada sea menor.

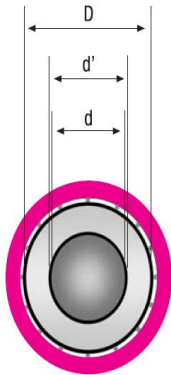
### 2.1.3 Redes

Para enlazar la generación y la carga en el microsistema Cayo Santa María se utilizan redes soterradas con un nivel de voltaje de 13.8 kV, los conductores utilizados para la construcción del sistema son principalmente del tipo:

Voltalene: Cable aislado con polietileno reticulado (XLPE) y con cubierta exterior de una mezcla de policloruro de vinilo (PVC) [24].

Los calibres y características de los cables utilizados se muestran seguidamente en forma de tabla.

**Tabla 2.2** Parámetros de los conductores soterrados de aluminio utilizados en las redes actuales del sistema aislado Cayo Santa María [20].

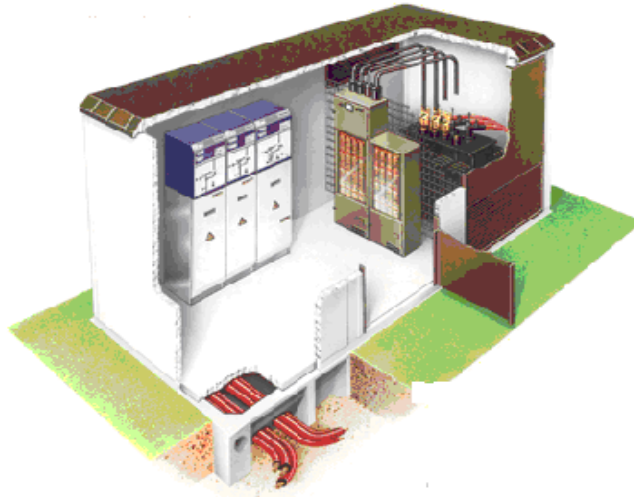


Conductor Cobre XLPE		18/30 kV			Resistencia	Reactancia	Suceptancia
Sección mm <sup>2</sup>	d	d'	D	R (Ω/km) a 20 °C	XI (Ω/km) 60 Hz	Bc (s/km) 60 Hz	
35	7	8	-	0.524			
70	9.9	10.9	25.5	0.268	0.1632	5.8057E-05	
95	11.6	12.6	26	0.193	0.156	6.3711E-05	
150	14.3	15.3	27.7	0.124	0.1452	7.3136E-05	

**Tabla 2.3** Parámetros de los conductores soterrados de aluminio utilizados en las redes actuales del sistema aislado Cayo Santa María [24].

Conductor Aluminio XLPE		18/30 kV			Resistencia	Reactancia	Suceptancia
Sección mm <sup>2</sup>	d	d'	D	R (Ω/km) a 20 °C	XI (Ω/km) 60 Hz	Bc (s/km) 60 Hz	
95	11.2	12.2	25.6	0.32	0.156	6.3711E-05	
120	12.7	13.7	26.5	0.253	0.15	6.8989E-05	
150	14	15	27.4	0.206	0.1452	7.3136E-05	
240	17.9	19.3	31.7	0.125	0.1356	8.9347E-05	

Estas redes alimentan las zonas Norte, Este, Oeste y Base Apoyo. De tal manera que toda la carga queda alimentada por un esquema doble radial, donde en cada nodo hay un sistema de centros de conmutación (o transformación figura 2.3) donde se hace el intercambio manual o automático en caso de falta de servicio por el alimentador principal. Este esquema es sin duda mucho más fiable para servir cargas de primera categoría como son los hoteles.



**Figura 2.3 Centro de Conmutación o transformación para redes soterradas.**

En el siguiente esquema monolineal simplificado puede apreciarse el esquema de redes de distribución del microsistema aislado Cayo Santa María.

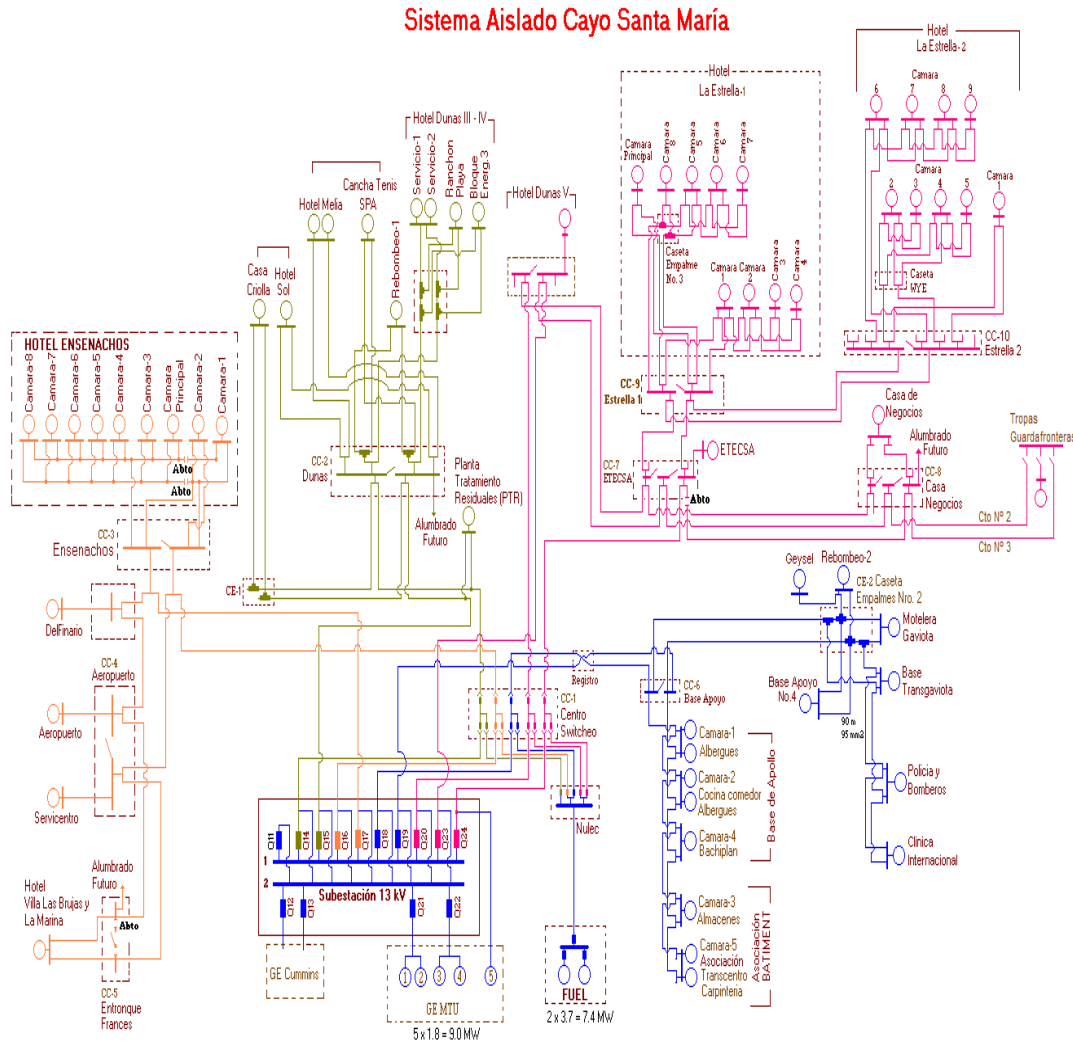


Figura 2.4 Monolineal del sistema aislado Cayo Santa María

## 2.2 Integración de la energía fotovoltaica al sistema aislado Cayo Santa María

La generación eficiente de energía constituye uno de los motores que impulsan las transformaciones estructurales de la economía que se desarrollan mediante la implementación de los Lineamientos aprobados en el Sexto Congreso del Partido, por tal razón aprobó la Política para el Desarrollo Perspectivo de Fuentes Renovables y el uso eficiente de la Energía, por lo expuesto anteriormente existe el interés de la Unión Eléctrica de desplegar parques fotovoltaicos conectados a

las redes eléctricas del polo turístico Cayo Santa María como vía para incrementar la capacidad de generación eléctrica instalada, diversificar las fuentes de generación reduciendo consumos de combustibles fósiles y atenuar la contaminación atmosférica asociada a su quema, empleando la transformación directa en electricidad de la radiación solar.

### **2.2.1 Ubicación de la generación fotovoltaica**

En el sistema aislado Cayo Santa María se presentan por parte de Unión Eléctrica (UNE) tres áreas para la instalación de parques fotovoltaicos.

**Área #1:** Área continua (oeste-suroeste) a la Planta de Tratamiento Residuales (PTR) de La estrella.

**Área #2:** Área continua (este) de Cayo Español de adentro.

**Área #3:** Área continua (oeste) a Materias Prima al sur de la Unidad Turística Las Dunas.

Las áreas seleccionadas por planificación física en coordinación con las demás entidades que atienden el polo turístico para los emplazamientos de la Planta Fotovoltaica, se caracterizan por ser áreas relativamente llanas, de escasas posibilidades de inundaciones, pero que en ningún momento se valoraron las conveniencias energéticas asociadas a los circuitos ya existentes. Dichos emplazamientos tienen condiciones que facilitan su construcción, conexión a la red eléctrica y futura operación. En resumen sus ventajas son:

- Excelente exposición de los paneles fotovoltaicos, libres de obstáculos naturales o edificaciones que proyecten sombras que afecten su eficiencia.
- La orientación del Parque Fotovoltaico es al Sur puro (acimut 0°) lo cual maximiza la generación de electricidad.
- Fácil adecuación del área a los requerimientos para emplazar los Parques Fotovoltaicos.
- Buena accesibilidad para el traslado de equipos pesados en su etapa constructiva (nivelación del terreno, acarreo de materiales, movimiento de tierra).

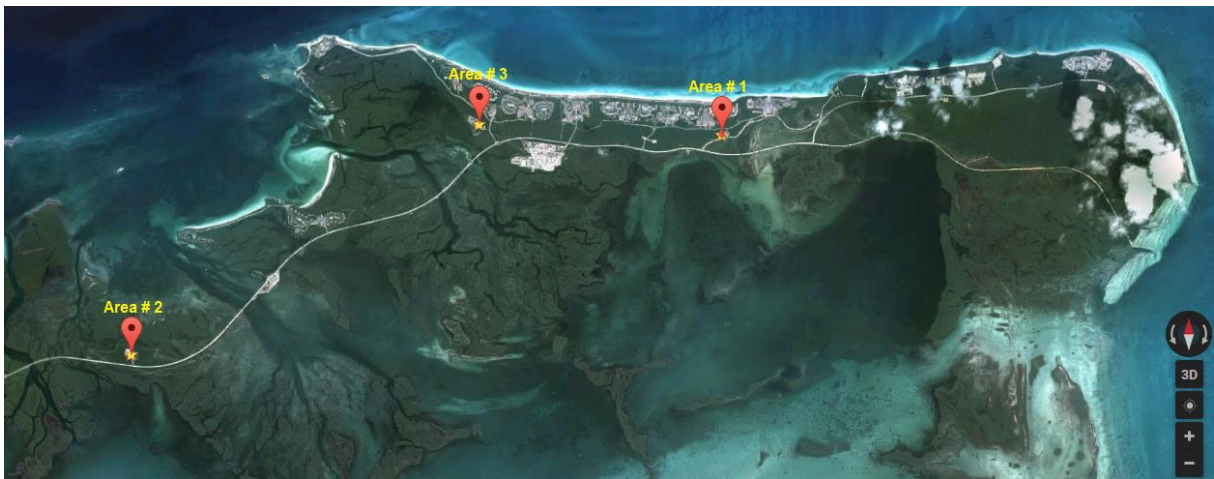
- La calidad del aire en la zona es satisfactoria para el propósito planteado al no haber emisiones industriales que puedan provocar deposiciones de polvos sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos que afecten su eficiencia. Ni aerosoles marinos.

La información general de los parques fotovoltaicos se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 2.4 Información general de la ubicación de los parques fotovoltaicos**

<b>Nombre</b>	<b>Área territorial (ha)</b>	<b>Localización</b>	<b>Potencia (kW)</b>
<b>Área #1</b> (Las Estrellas)	1.0	22.65, -79.03	800
<b>Área #2</b> (Delfinario)	1.5	22.62, -79.11	1100
<b>Área #3</b> (Las Dunas)	1.0	22.66, -79.06	800

La siguiente figura muestra una imagen satelital del polo turístico con las localizaciones geográficas de los parques, el número de la figura corresponde al área de la tabla 2.4.



**Figura 2.5 Imagen satelital del polo turístico con las localizaciones geográficas de las áreas para las posibles instalaciones de los parques fotovoltaicos**

### 2.2.2 Penetración fotovoltaica en el Cayo Santa María

La naturaleza variable del recurso solar produce variaciones en la potencia generada por los sistemas fotovoltaicos en intervalos bastante cortos de tiempo, un porcentaje elevado de niveles de penetración de generación fotovoltaica en un alimentador puede producir variaciones instantáneas de carga que a su vez pueden provocar fluctuaciones de voltaje y las características globales del sistema eléctrico pueden verse alteradas de manera significativa. Estos cambios tienen que ser considerados y acomodados en los procesos de operación y planificación, que no fueron diseñados para incorporar grandes cantidades de generación intermitente.

El nivel de penetración de la generación distribuida en un sistema de distribución se define como: la relación entre la generación total fotovoltaica y la generación total del sistema, siendo definida por:

$$penetración\_FV(\%)\_de\_generación\_base = \frac{Generación\_total\_FV(MW)}{generación\_total(MW)} \cdot 100 \quad (2.1)$$

En el caso de nuestro estudio en el polo turístico Cayo Santa María se disponen de un total de tres áreas con una capacidad para instalar 2.7 MW de generación fotovoltaica tal como se observó en la tabla 2.4, esto representa para las redes del cayo un porcentaje de penetración fotovoltaica de un 21.7%, y aunque existen escasos estudios que entregan información sobre como altos niveles de penetración impactan a la estabilidad de los SEP, y más aún, los resultados de dichos estudios difícilmente pueden ser generalizados a todos los SEP, se puede destacar que según estudios realizados como parte del proyecto residencial en Gardner Massachusetts *Photovoltaic generation effects on ditribution feeders* en 1991 se concluyó que los sistemas convencionales de regulación pueden controlar el voltaje dentro de los límites admisibles con niveles de penetración hasta del 30%.

Si bien los estudios anteriores permiten formarse una idea sobre un porcentaje máximo de penetración de GD en los SEP, éstos responden a las características

propias del SEP donde se efectuaron las simulaciones y no presentan resultados que se puedan generalizar a otros sistemas de potencia.

Por lo anterior, el enfoque de este trabajo es realizar un estudio de la red del polo turístico con la implementación de la GD que permita determinar los efectos que implica la penetración de GD tanto para la estabilidad de frecuencia como para la cargabilidad de las líneas y las pérdidas en el sistema.

### **2.3 Implementacion de la red del Cayo Santa María en los *softwares* técnicos RADIAL y PSX**

Para analizar los impactos que pudiese tener la implementación de la energía fotovoltaica sobre las redes del sistema aislado cayo Santa María se utilizaron los softwares técnicos *Power Systems eXplorer* (PSX) y RADIAL.

#### **2.3.1 Software RADIAL**

**RADIAL** es una herramienta avanzada desarrollada por el Centro de Estudios Electroenergéticos de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas (CEE) que permite analizar de forma rápida los sistemas radiales de distribución y garantiza alta fiabilidad, fue concebida para asistir a los ingenieros de las Organizaciones Básicas Eléctricas (OBE) en los estudios de operación, análisis y planificación de los sistemas de distribución primaria, con el cual es posible alcanzar resultados de alta calidad vinculados con los problemas más frecuentes, con un mínimo de simplificaciones, además, **RADIAL** ofrece facilidades adicionales para el análisis de problemas reales.

El software RADIAL tiene la posibilidad, al trabajar con los gráficos horarios de carga, de determinar generación, consumo y pérdidas de energía en un intervalo de tiempo dado, lo que permite valorar la influencia de los parques fotovoltaicos a cualquier hora del día y fundamentalmente mostrar el estado del circuito durante las 24 horas. Así por ejemplo, el gráfico horario de generación de los paneles obtenido a través de valores medios estadísticos incorporado al RADIAL se corresponde con la figura 2.6.

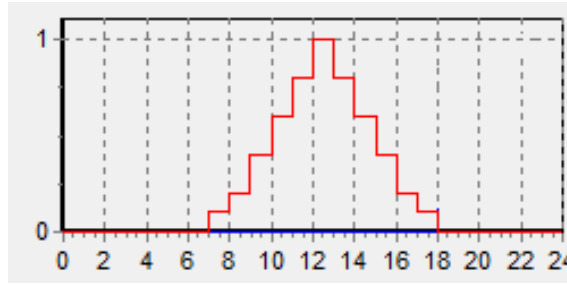


Figura 2.6 Gráfico de generación utilizado en el RADIAL para los parques fotovoltaicos

El factor de carga (FC) para el mismo es de 0.18 lo que da una generación de:

$$\text{Generación} = (0.18) \cdot (24 \frac{h}{\text{día}}) \cdot (1kW_p) \cdot (365 \frac{\text{días}}{\text{año}}) = 1577 \frac{kW \cdot h}{\text{año}} \text{ para } 1 \text{ kWp} \quad (2.2)$$

Equivalente a una generación total de 1 577 MW.h/año por parque de 1 MW; lo que representa para los tres parques  $1\ 577(800+800+1\ 100) = 4\ 258$  MW.h/año.

### 2.3.2 Software PSX

Es una herramienta de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas eléctricos de potencia. Herramienta integrada que ha sido diseñada y desarrollada por ingenieros del CEE que se desempeñan en las diversas disciplinas de los sistemas eléctricos de potencia.

Esta herramienta de análisis es utilizada por ingenieros del Despacho Nacional de Carga (DNC) para diseñar, mantener y operar el sistema eléctrico nacional.

El software tiene la opción de utilizar datos en tiempo real para realizar estudios de sistemas de potencia y evaluación de eventos, tanto en los despachos provinciales como en el nacional los operadores utilizan el PSX para supervisar, controlar y optimizar, los sistemas de potencia propios de la actividad en la cual se desempeñan.

El software PSX se utiliza con el objetivo de analizar el comportamiento de la frecuencia ante diferentes contingencias.

## 2.4 Metodología del sistema de estudio

Debido a que el sistema aislado Cayo Santa María no ha sido diseñado para operar en paralelo con fuentes de generación distribuidas localmente y por demás tan variable como lo es la fotovoltaica se hace necesario determinar el impacto que la incorporación de esta generación distribuida tiene sobre el comportamiento del sistema eléctrico.

Estos impactos técnicos pueden provenir de un campo muy amplio, de fenómenos que incluyen, entre otros aspectos: compatibilidad, confiabilidad, calidad de servicio, seguridad y protección.

En este trabajo, se ha considerado los estudios sobre los siguientes fenómenos dominantes.

- **Régimen estacionario:** El análisis del desempeño del sistema eléctrico en régimen estacionario, incluyendo generación distribuida, fue llevado a cabo con estudios de flujo de potencia; el cual se usó para determinar, los voltajes en barras, las pérdidas de potencia y energía en líneas y las transferencias de potencia por todas las ramas.
- **Régimen dinámico:** En este análisis, se examina la capacidad del Sistema para retornar a un punto de equilibrio luego de ser sujeto a una perturbación, en este trabajo, las perturbaciones consideradas son cambios en la generación; y persiguen examinar la habilidad del sistema eléctrico de ajustar continuamente, la salida de las unidades de generación.

En el caso del régimen estacionario se comparan los dos casos de simulación, en un caso se presenta la red sin ningún tipo de integración fotovoltaica, este es el caso normal de la red de distribución, en un segundo caso se presenta la misma red pero con la integración de la energía fotovoltaica para determinar el impacto de esta integración, la figura 2.7 muestra un diagrama de flujo de la metodología de estudio que fue adoptada.

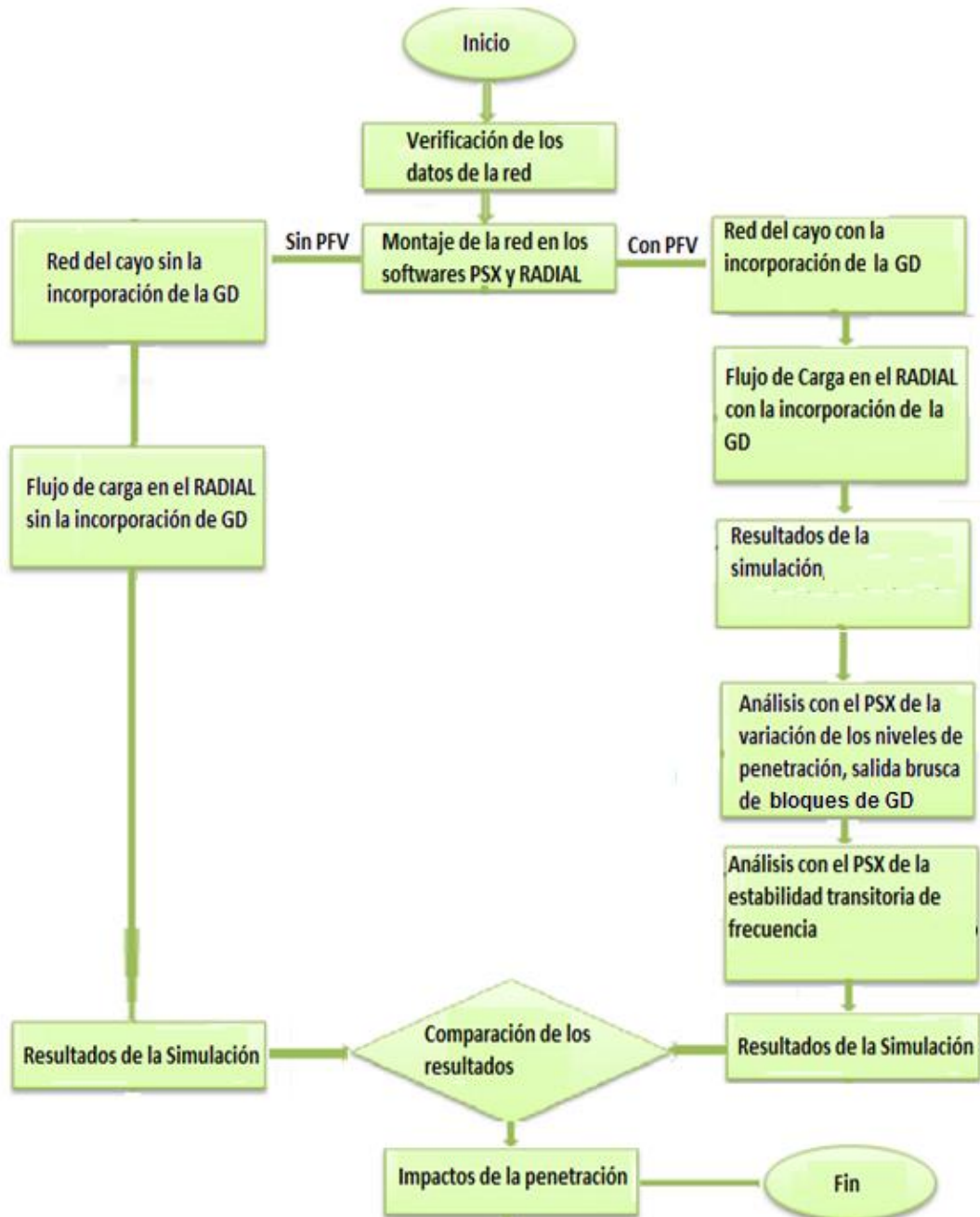


Figura 2.7 Metodología de estudio utilizada en el trabajo

## 2.5 Conclusiones del capítulo

Entre los aspectos más importantes a destacar de este capítulo se encuentra que:

1. En el sistema aislado Cayo Santa María la forma de la curva de carga es bastante llena sin importar el día de la semana en que se mida, típico de instalaciones de ocio.
2. Debido a la política del país de incrementar la generación de electricidad mediante fuentes de energía renovables, la Unión Eléctrica tiene en proyecto tres áreas en el polo turístico para la instalación de parques solares con una potencia de 2.7 MW, lo que representa un 21.7% de penetración fotovoltaica para las redes del cayo.
3. Para analizar los impactos de los parques fotovoltaicos sobre la red del cayo se ha organizado convenientemente la dispersa información existente para ser utilizada en los *softwares* PSX y RADIAL.

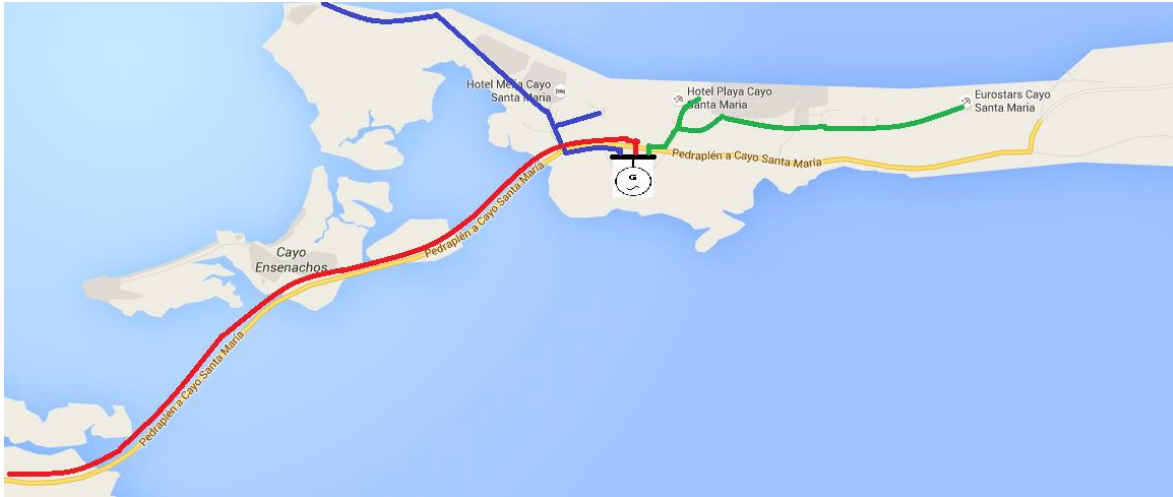
## **CAPÍTULO 3. ANALISIS DE LOS RESULTADOS**

En este capítulo se sigue la metodología antes propuesta para llevar a cabo el estudio del impacto que presenta la incorporación de la GD al sistema aislado Cayo Santa María, así como el análisis de la estabilidad de frecuencia. Se muestran específicamente las características de los circuitos del sistema aislado en el cual se sitúa este estudio y se definen igualmente escenarios de operación para la GD.

### **3.1 Ubicación de los PFV en la red del polo turístico Cayo Santa María**

Para el analizar los circuitos del cayo se divide el sistema eléctrico en cuatro zonas fundamentales (Figura 3.1).

- 1-Zona Las Dunas (circuito azul).
- 2-Zona Delfinario (circuito rojo).
- 3-Zona Las Estrellas (circuito verde).
- 4-Zona Base Apoyo.



**Figura 3.1 Sistema eléctrico del polo turístico Cayo Santa María por zonas**

Todos los circuitos del sistema aislado Cayo Santa María presentan la característica de ser doble circuito soterrados a 13.8 kV ubicados en el mismo recorrido, lo que permite que las cargas puedan ser conectadas indistintamente a uno u otro ya que ambos llegan a la casi totalidad de las cámaras, primario selectivo. Es de destacar, que la cuantiosa información asociada a todo el sistema eléctrico ha tenido que ser cuidadosamente agrupada para que se pueda analizar con los *softwares* RADIAL y PSX, lo que ha constituido un arduo trabajo que no sólo ha servido como herramienta para este estudio, sino también para futuros proyectos.

De estas zonas solo en tres de ellas se ubicarán los paneles fotovoltaicos, cuyas descripciones se presentan a continuación:

### 3.1.1 Zona Las Dunas

El circuito que alimenta la zona Las Dunas parte de la subestación principal, alimentado por los interruptores V1080 y V1090 recorre la zona noroeste del sistema eléctrico y presenta una longitud aproximada de 3.5 km energizando en su recorrido los hoteles, Las Dunas, El Sol, Madruguilla, Meliá y el pueblo Las dunas entre otros. La carga total de este circuito es del orden de los 3 MW y ocurre aproximadamente sobre las 9:00 am. Para este circuito se utilizan dos tipos de



**Tabla 3.1 Resultados de los análisis de los circuitos que alimentan la zona de Las Dunas**

Circuito	Hora pico: Circuito/ Panel	Sin Panel a la hora indicada			Con Panel a la hora indicada			Disminución a la hora indicada		
		Potencia (kW)	$\Delta P$ líneas (kW)	$\Delta E$ líneas (kW.h/día)	Potencia (kW)	$\Delta P$ líneas (kW)	$\Delta E$ líneas (kW.h/día)	Potencia (kW)	$\Delta P$ líneas (kW)	$\Delta E$ líneas (kW.h/día)
V 1080	7:00 pm	1 161	3	38	1 162	3	36	0	0	2
	12:00 m	984	2		189	2		795	0	
V 1090	9:00 am	1 801	6	72	1 641	6	66	160	0	6
	12:00 m	1 622	5		822	4		799	1	

Como puede apreciarse, los picos de los circuitos V 1080 y V 1090 por separados ocurren en los horarios del atardecer y de la mañana respectivamente, en tanto que la generación máxima del panel es a las 12 m.

Para ambos escenarios se tienen los resultados con y sin el panel en operación. En la última columna de la tabla se aprecia que la reducción de las pérdidas de energía es apenas perceptible, por lo que el panel puede ser colocado en cualquiera de los circuitos.

### 3.1.2 Zona Delfinario

El circuito que alimenta la zona del Delfinario y el aeropuerto parte de la subestación principal, alimentado por los interruptores V1060 y V1070 recorre la zona suroeste del sistema eléctrico y es el circuito más largo con una longitud aproximada de 11 km y energiza en su recorrido los hoteles Ensenachos y Las Brujas; entre otras cargas importantes se destacan el delfinario y el aeropuerto. La demanda total es del orden de los 2 MW y ocurre aproximadamente sobre las 9:00 am. Para este circuito se utilizan dos tipos de conductores, tipo XLPE y EPR, ambos de varios calibres. En el mismo se ubicará un parque fotovoltaico de 1 100 kW (Área #2).

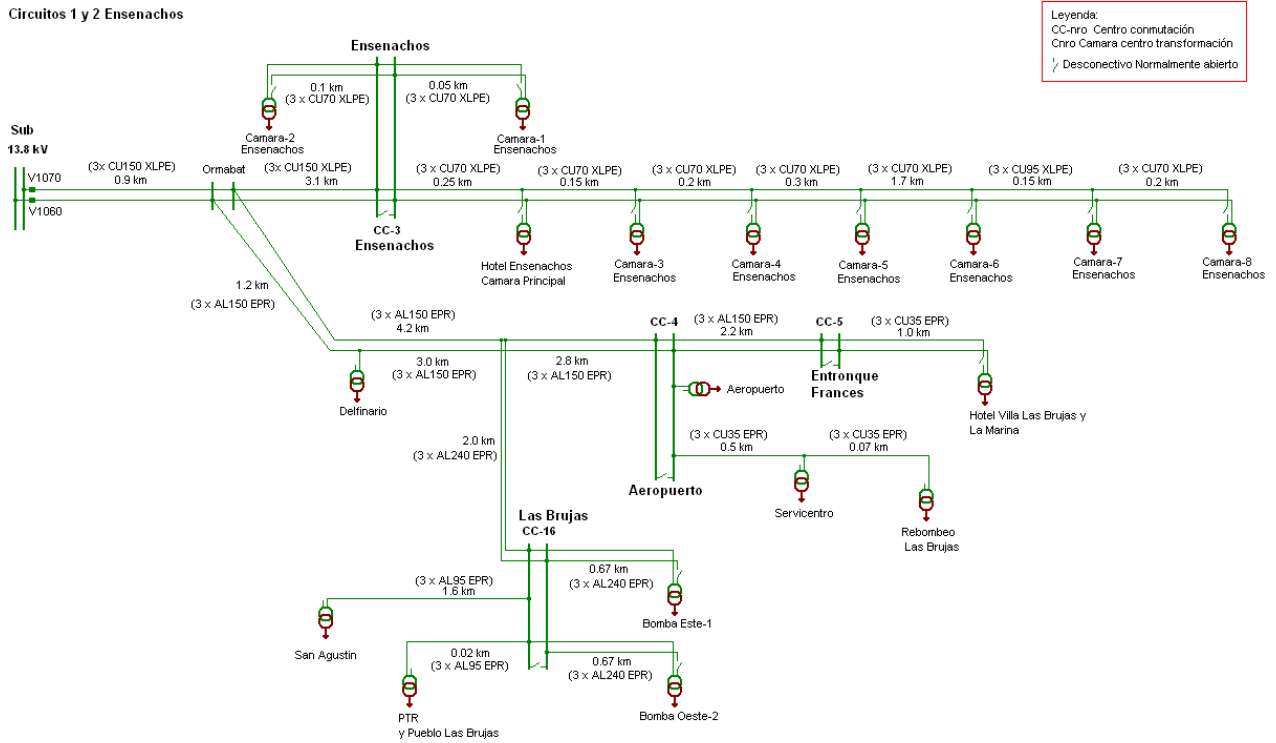


Figura 3.3 Monolínea zona Delfinario

Para evaluar tanto el efecto del panel como los resultados de su ubicación se realizaron múltiples evaluaciones para determinar las mejores condiciones de operación, como en el caso anterior se respetaron las restricciones impuestas.

Los resultados de las corridas con el RADIAL se resumen en la Tabla 3.2

Tabla 3.2 Resultados de los análisis de los circuitos que alimentan la zona del Delfinario

Circuito	Hora pico: Circuito / Panel	Sin Panel a la hora indicada			Con Panel a la hora indicada			Disminución a la hora indicada		
		Potencia (kW)	$\Delta P$ líneas (kW)	$\Delta E$ líneas (kW.h/día)	Potencia (kW)	$\Delta P$ líneas (kW)	$\Delta E$ líneas (kW.h/día)	Potencia (kW)	$\Delta P$ líneas (kW)	$\Delta E$ líneas (kW.h/día)
V 1060	7:00 pm	1 033	4	57	1 033	4	70	0	0	-13
	12:00 m	972	3		-128	8		843	-5	
V 1070	9:00 am	1 123	3	31	903	2	34	220	1	-3
	12:00 m	956	2		-144	5		816	-3	

Como puede apreciarse, los picos de los circuitos V 1060 y V 1070 por separados ocurren en los horarios del atardecer y de la mañana respectivamente, en tanto que la generación máxima del panel es a las 12 m.

Para ambos escenarios se tienen los resultados con y sin el panel en operación. En la última columna de la tabla se aprecia que la ubicación del parque fotovoltaico en esta zona produce un incremento de las pérdidas de energía tanto para el alimentador V1060 como para el V1070 siendo estas más acentuadas en el V1060, por lo que el panel debe ser colocado en el alimentador V1070.

La razón de este incremento de pérdidas se debe a que el panel se ubica a una gran distancia del centro de carga del circuito, lo que se aprecia en el esquema siguiente.



Figura 3.4 Esquema simplificado del circuito del delphinario donde se muestra el incremento de las pérdidas al conectarse y desconectarse el PFV

### 3.1.3 Zona Las Estrellas

El circuito que alimenta la zona de Las Estrellas parte de la subestación principal, alimentado por los interruptores V1010, V1020 y V1030, es el único de los cuatro existentes que cuenta con tres alimentadores aunque el V1020 es exclusivo para los hoteles Lagunas del Este, este circuito recorre la zona noreste del sistema eléctrico con una longitud aproximada de 10 km y energiza en su recorrido un gran número de cargas entre las que se destacan los hoteles Estrella 1, Estrella 2, Piedra Movidá, El Sol, Madruguilla y los hoteles Meliá. La carga total de este circuito es del orden de los 10 MW siendo la mayor de los cuatro y ocurre aproximadamente sobre las 7:00 pm. Para este circuito se utilizan dos tipos de conductores del tipo XLPE y EPR, ambos de varios calibres. En este circuito se ubicará un parque fotovoltaico de 800 kW (Área #3).

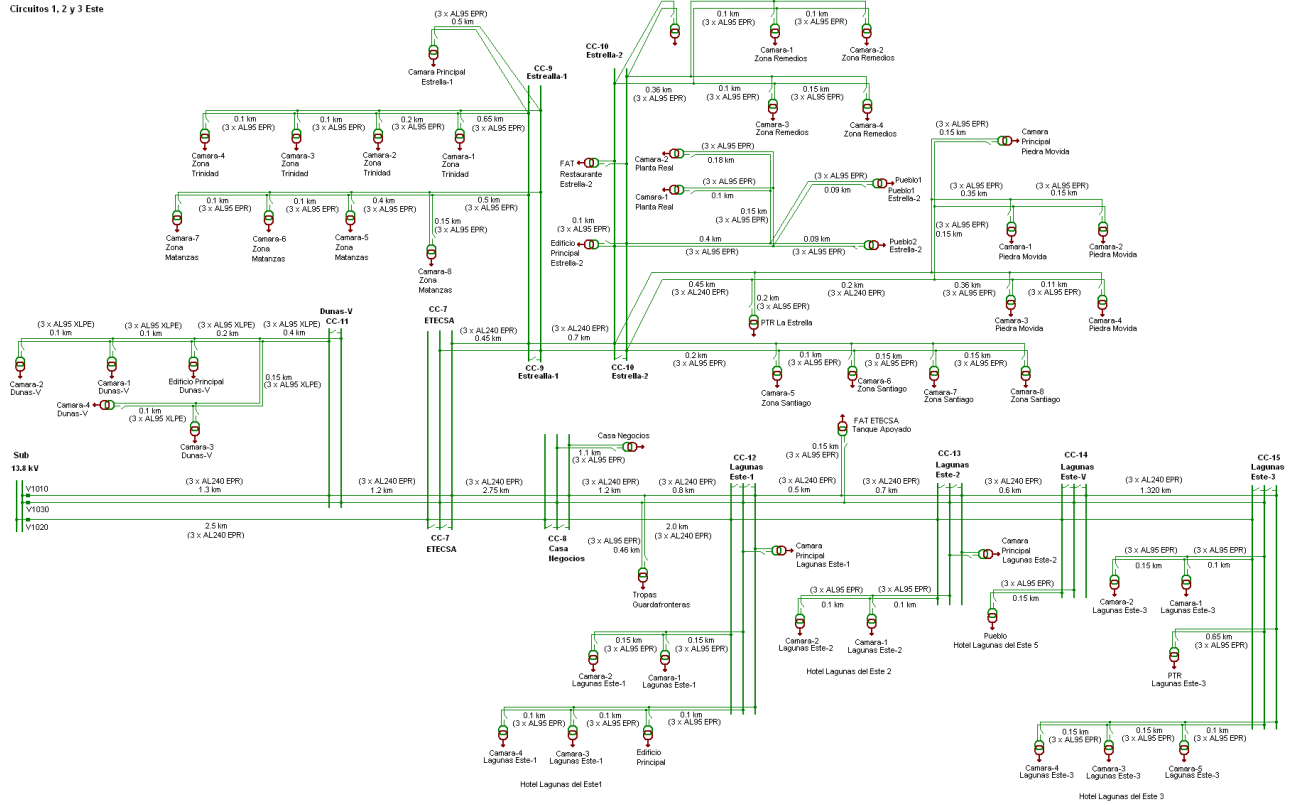


Figura 3.5 Monolineal zona La Estrella

Para evaluar tanto el efecto del panel como los resultados de su ubicación al igual que en los casos anteriores se realizaron múltiples simulaciones para determinar las mejores condiciones de operación, como en los casos anteriores se respetaron las restricciones impuestas para estos circuitos.

Los resultados de las corridas con el RADIAL se resumen en la Tabla 3.3, en la tabla solo se muestran dos alimentadores porque son los que recorren la zona donde se ubicará el parque fotovoltaico, como se mencionó anteriormente el V1020 es exclusivo para los hoteles Las Lagunas.

**Tabla 3.3 Resultados de los análisis de los circuitos que alimentan la zona Las Estrellas**

Circuito	Hora pico: Circuito/ Panel	Sin Panel a la hora indicada			Con Panel a la hora indicada			Disminución a la hora indicada		
		Potencia (kW)	$\Delta P$ líneas (kW)	$\Delta E$ líneas (kW.h/día)	Potencia (kW)	$\Delta P$ líneas (kW)	$\Delta E$ líneas (kW.h/día)	Potencia (kW)	$\Delta P$ líneas (kW)	$\Delta E$ líneas (kW.h/día)
V 1010	6:00 pm	5 915	83	1 345	5 915	83	1 238	0	0	107
	12:00 m	5 435	71		4 635	51		800	20	
V 1030	7:00 pm	3 352	35	539	3 352	35	480	0	0	58
	12:00 m	2 956	27		2 156	17		800	10	

Como se aprecia en la tabla, los picos de los circuitos V 1010 y V 1020 por separados ocurren en los horarios del atardecer, en tanto que la generación máxima del panel como en los casos anteriores es a las 12 m.

Para ambos escenarios se tienen los resultados con y sin el panel en operación. En la última columna de la tabla se aprecia que la ubicación del parque fotovoltaico en esta zona produce un ahorro significativo de pérdidas de energía siendo esta reducción mayor en el alimentador V1010, por lo que el panel debe ser colocado en el mismo.

### 3.2 Análisis general del circuito

Para evaluar el efecto de los paneles fotovoltaicos en el circuito completo se colocaron en los alimentadores señalados anteriormente, los resultados de las simulaciones se muestran en la tabla 3.4.

**Tabla 3.4 Resultados del análisis general del circuito de Los Cayos Santa María**

	Hora	P máx. (MW)	$\Delta P$ (kW)	$\Delta E$ (kW.h/día)
Sin Panel	7:00 pm	16.0	146	2 348
	12:00 m	14.8	123	
Con Panel	7:00pm	16.0	146	2 256
	12:00 m	12.1	105	

\* Reducción de potencia a las 12:00 m = 2.7 MW

\* Reducción de pérdidas de potencia a las 12:00 m = 18 kW

\* Reducción de pérdidas de energía = 92 kW.h/día

\* Generación total 11.5 MW.h/día

Como se aprecia en la tabla, el pico del circuito ocurre en el horario del atardecer, en tanto que la generación máxima del panel como en los casos anteriores es a las 12 m. Como se observa en la tabla las pérdidas de potencia y de energía se reducen considerablemente a la hora que genera el panel. La generación total de los parques es de 11 550 kW.h/día.

### **3.3 Análisis de la estabilidad de frecuencia**

Los estudios para determinar los efectos de altos niveles de penetración de GD sobre la estabilidad de los SEP pueden abarcar numerosas aristas llevando diversos grados de complejidad.

En este sentido, el presente estudio se centra principalmente en el estudio de estabilidad de frecuencia. Específicamente se intenta visualizar la forma en que la desconexión de la GD repercute en la estabilidad de frecuencia del sistema por la pérdida de los grandes bloques de generación fotovoltaica que se producen para dos escenarios fundamentales:

- Salida súbita de los dos parques fotovoltaicos de los alimentadores más cargados.
- Salida brusca de los tres bloques de generación fotovoltaica.

Para este estudio se debe destacar que la generación de los paneles fotovoltaicos no cae bruscamente y en raras ocasiones llega a cero, por lo que en este trabajo se considera la peor contingencia posible.

El estudio se realiza en el horario de máxima generación de los paneles fotovoltaicos, se encuentran conectados los tres parques posibles a instalar y la distribución de la generación se muestra a continuación en forma de tabla, se estimando una reserva rodante necesaria para asumir la salida del mayor generador ya que este es el criterio utilizado en la empresa y que obedece a que la generación fotovoltaica no es superior a la generación del mayor generador.

La generación está distribuida de la siguiente manera.

**Tabla 3.5 Datos de generación del Cayo Santa María**

GENERADOR	Pg (MW)	Qg (MV.Ar)
HYUNDAI G1	1.1	0.5
HYUNDAI G2	1.1	0.5
HYUNDAI G3	1.1	0.5
HYUNDAI G4	1.1	0.5
MTU G1	1.2	0.7
MTU G1	1.2	0.7
MAN G1	2.8	0.7
MAN G1	2.8	0.7
PFV 1	0.8	0
PFV 2	0.8	0
PFV 3	1.1	0

La reserva rodante para este caso es de 4.5 MW, aproximadamente el 24.69 % de la generación. Este valor está por encima del valor de la mayor máquina que es el criterio que se sigue en la Dirección Técnica de la empresa eléctrica, esto se debe a que no hay forma de despachar la generación fotovoltaica para garantizar este valor de reserva rodante.

### 3.3.1 Determinación de la inercia total del sistema

Siguiendo la expresión 1.3 mostrada en el capítulo 1 se calcula el valor de la inercia total del SEP.

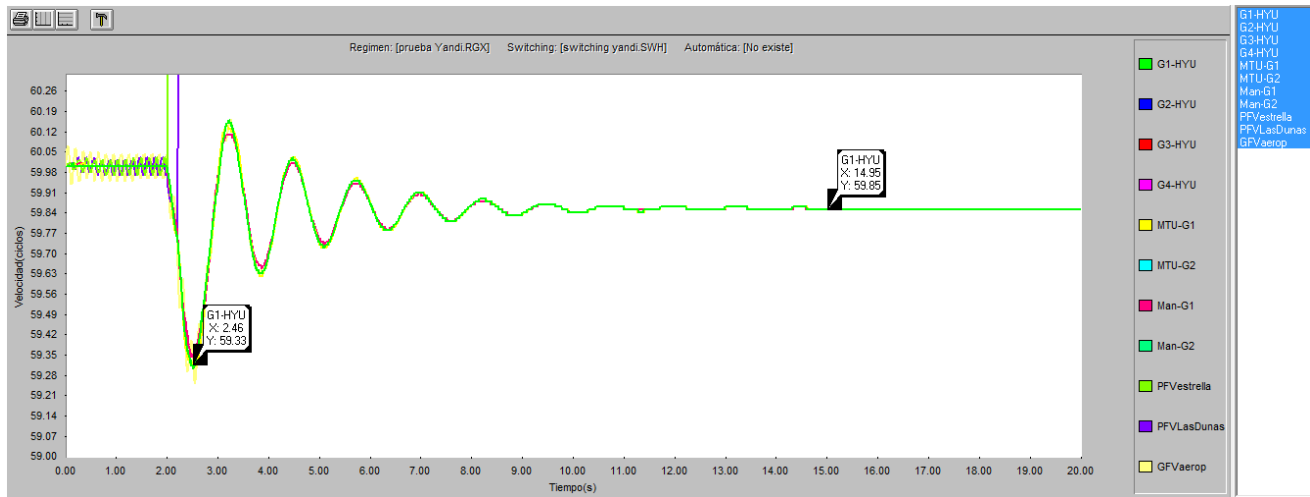
$$H_{Tot} = \frac{\sum H_i \cdot S_i}{S_{Tot}} = 0.6009 \text{ s}$$

### 3.4 Análisis de la salida de la generación fotovoltaica

Como se mencionó anteriormente el análisis de la salida de la generación fotovoltaica se realiza para dos escenarios fundamentales. A continuación se muestra gráficamente el comportamiento de la frecuencia para ambos escenarios

#### 3.4.1 Análisis para el escenario 1

**Escenario 1:** Salida súbita de los dos parques fotovoltaicos de los alimentadores más cargados

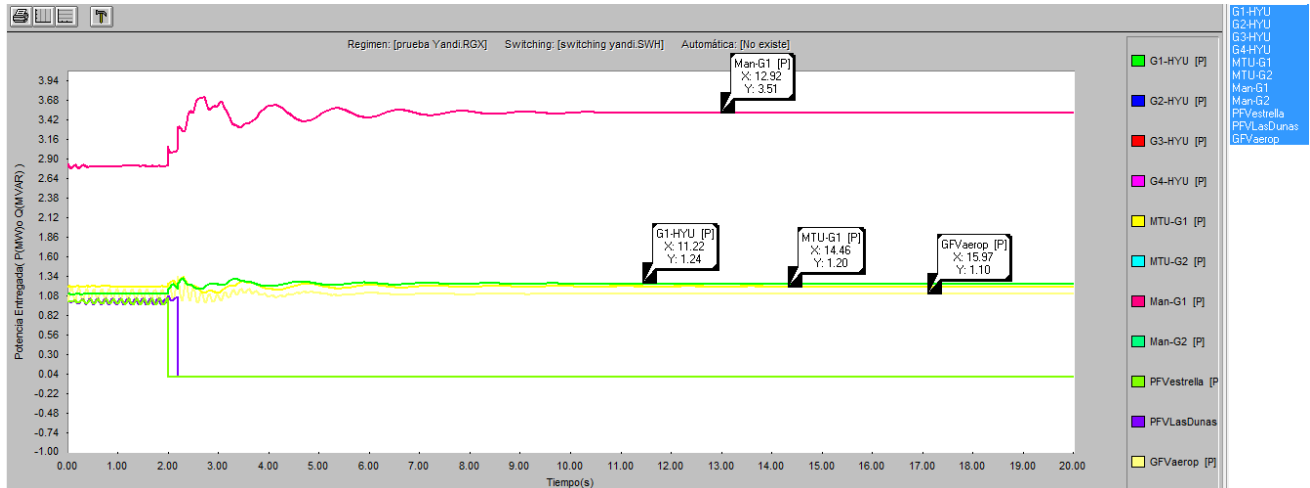


**Figura 3.6 Comportamiento de la frecuencia para las condiciones del escenario 1**

Como se observa el comportamiento de la frecuencia ante la salida de los dos parques fotovoltaicos de los alimentadores más cargados se mantiene dentro de los valores de trabajo de la frecuencia proporcionados por los especialistas técnicos de la OBE provincial Villa Clara los cuales se encuentran entre 59.7 Hz y 60.3 Hz. La recuperación de la frecuencia ocurre aproximadamente a los 14 s, no existe actuación de la descarga automática por frecuencia.

### 3.4.1.2 Comportamiento de la potencia entregada

La potencia de salida para las condiciones del escenario 1 de cada una de las unidades conectadas se muestra en la siguiente figura



**Figura 3.7 Comportamiento de la potencia de salida de los generadores para las condiciones del escenario 1**

Se aprecia como algunas de las unidades comienzan a incrementar la potencia de salida en correspondencia con una disminución de la generación fotovoltaica y por ende de la frecuencia del sistema eléctrico.

Otros de los aspectos a evaluar durante el análisis es el valor de reserva rodante posterior a la avería, contando con la posibilidad de disponer de una reserva terciaria dado el tipo de generación con la que se cuenta.

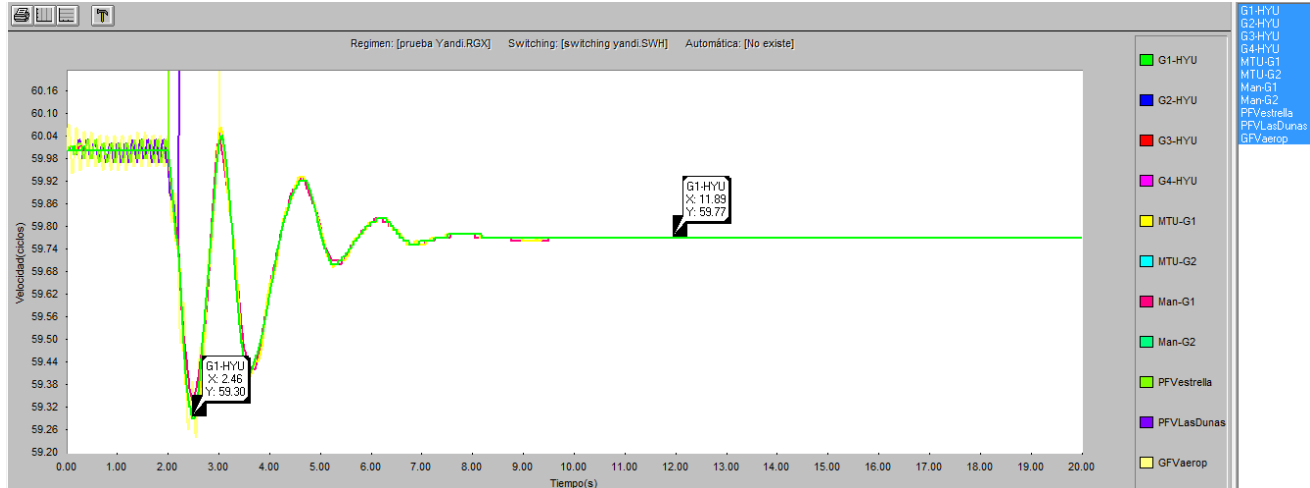
**Tabla 3.6 Comportamiento pos avería para las condiciones del escenario 1**

GENERADOR	Pg(MW)
HYUNDAI G1	1.24
HYUNDAI G2	1.24
HYUNDAI G3	1.24
HYUNDAI G4	1.24
MTU G1	1.2
MTU G1	1.2
MAN G1	3.51
MAN G1	3.51
PFV 1	0
PFV 2	0
PFV 3	1.1

Posterior a la avería la reserva disponible es de 2.52 MW, como se observa este valor está por debajo de la potencia que entrega la mayor unidad por lo que se aconseja la conexión de alguna unidad de generación adicional para garantizar un valor de reserva seguro.

### 3.4.2 Análisis para el escenario 2

**Escenario 2:** El comportamiento de la frecuencia ante la salida brusca de los tres bloques de generación fotovoltaica se muestra en la siguiente figura.

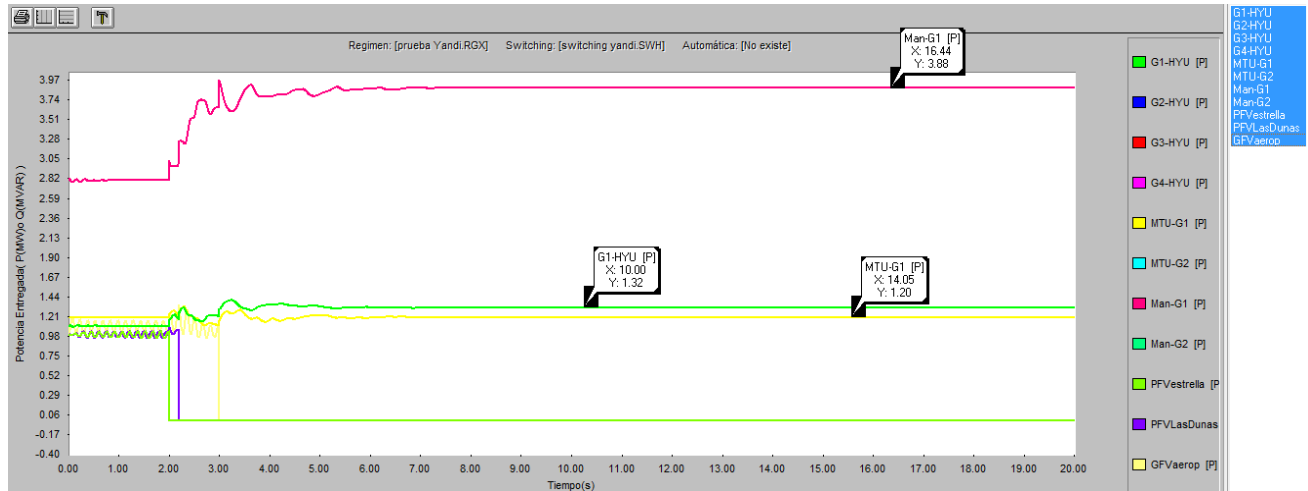


**Figura 3.8 Comportamiento de la frecuencia para las condiciones del escenario 2**

Como se observa el comportamiento de la frecuencia ante la salida de los tres parques fotovoltaicos se mantiene al igual que para el escenario 1 dentro de los valores de trabajo de la frecuencia proporcionados por los especialistas técnicos de la OBE provincial Villa Clara. La recuperación de la frecuencia ocurre aproximadamente a los 10 s, no existe actuación de la descarga automática por frecuencia.

#### 3.4.2.1 Comportamiento de la potencia entregada

La potencia de salida para las condiciones del escenario 2 de cada una de las unidades conectadas se muestra en la siguiente figura



**Figura 3.9 Comportamiento de la potencia de salida de los generadores para las condiciones del escenario 2**

Al igual que en el caso anterior las unidades comienza a incrementar la potencia de salida en correspondencia con la salida de los tres parque fotovoltaicos.

En la tabla siguiente se muestra el comportamiento de la generación posterior a la avería con el objetivo de determinar la nueva reserva rodante.

**Tabla 3.7 Comportamiento pos avería para las condiciones del escenario 2**

GENERADOR	Pg(MW)
HYUNDAI G1	1.46
HYUNDAI G2	1.46
HYUNDAI G3	1.46
HYUNDAI G4	1.46
MTU G1	1.2
MTU G1	1.2
MAN G1	3.61
MAN G1	3.61
PFV 1	0
PFV 2	0
PFV 3	0

Posterior a la avería la reserva disponible es de 1.44 MW, como se observa este valor está por debajo de la potencia que entrega la mayor unidad por lo que se aconseja la conexión de alguna unidad de generación adicional para garantizar un valor de reserva seguro ante cualquier otra perturbación en el sistema.

### 3.5 Análisis del comportamiento del Cayo Santa María ante la salida del mayor generador

Existe además el interés en este trabajo de estudiar una perturbación correspondiente a un fuerte desbalance entre carga y generación debido a que la disminución de la inercia del sistema producto del aumento de GD fotovoltaica puede afectar a la respuesta inercial de la frecuencia. En esta circunstancia las peores perturbaciones se dan cuando se produce una salida intempestiva de la central de generación que está inyectando la mayor cantidad de potencia activa, en este caso se analiza el comportamiento de la frecuencia ante la salida de uno de los motores MAN.

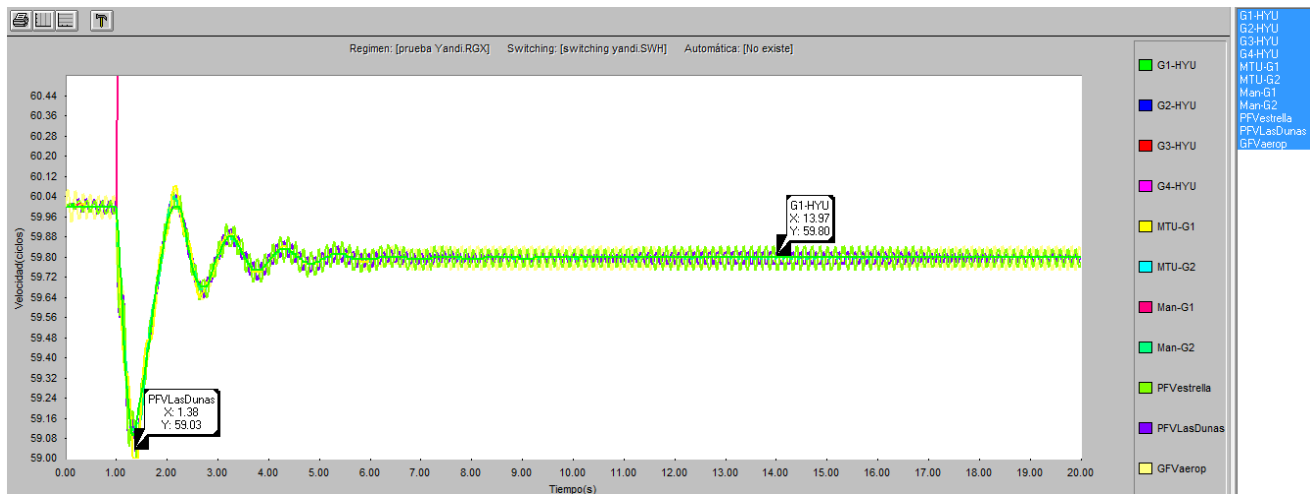


Figura 3.10 Comportamiento de la frecuencia ante la salida del mayor generador

Como se observa en la figura al salir el mayor generador del sistema la frecuencia del sistema se estabiliza a los valores de trabajo aproximadamente a los 7 s y no existe actuación de la descarga automática por frecuencia.

### 3.6 Análisis Económico

La evaluación económica financiera constituye la etapa donde se mide si la magnitud de los beneficios obtenidos con la ejecución del proyecto supera los

costos y gastos en que se incurrieron. Los resultados de esta evaluación indicarán la rentabilidad del proyecto, así como sus aportes en divisas a la economía nacional.

Los principales indicadores calculados son los siguientes:

- Costo de inversión
- Costo de producción
- Ahorros por eficiencia.

Para este análisis se consideran los datos brindados por la UNE en [25] donde se brindan los costos para la construcción de un parque fotovoltaico de 1MW véase la tabla 3.8.

**Tabla 3.8 Costo de construcción de un parque fotovoltaico de 1 MW**

	<b>CUC</b>
<b>EQUIPOS</b>	1 592 205.56
Equipos	1 516 386.25
Imprevistos (5%)	75 819.31
<b>Construcción y montaje</b>	729 366.04
Construcción	272 529.85
Montaje	422.104.47
Imprevistos (5%)	34 731.72
<b>Otros</b>	142 332.64
Otros gastos de importación	16 221.89
Otros	50 986.14
Imprevistos (5%)	3 360.40
Defensa (3%)	71 764.20
<b>Inversiones inducidas</b>	
<b>Total con inversiones inducidas</b>	2 463 904.23

Se consideran además premisas del análisis.

- Los valores están dados en CUC.
- El horizonte temporal que abarca la evaluación es de 26 años.

- Energía Producida por el PSFV: 4197.5 MW.h/año (se consideró que en 25 años los paneles pierden un 20% de su rendimiento, por tanto se tuvo en cuenta un índice de pérdidas de los paneles) Ver tabla 3.9.
- Precio promedio del SEN utilizado: 559,9 CUC/ton.
- Consumo Específico Bruto del SEN: 279,4 g/kW.h.
- Consumo Específico Neto después de las pérdidas distribución: 294,4 g/kW.h.
- Índice de los Costos de mantenimientos: 0,002 CUC/kW.h generado y se realizan cada 4 años.
- Costo de la energía 0.13 CUC/kW.h.
- Interés 5.5 %.

Como el costo de inversión de un parque de 1 MW es de 2 463 904.23 CUC para el caso del estudio la inversión inicial es de  $2.7 * 2\,463\,904.23 \text{ CUC} = 6\,652\,540 \text{ CUC}$ .

Los beneficios anuales se toman de la tabla 3.10, como se observa en la misma al cabo de 13 años totalizan 431.6 MCUC, tiempo que demora en pagarse la inversión.

Ante la dificultad por la falta de información de realizar los cálculos con varias monedas, y ante la realidad, de que la mayor parte de los aspectos valorados se expresan en CUC ha sido esta la moneda utilizada. No obstante de existir la posibilidad los cálculos se pueden expresar en cualquier otro sistema monetario

Tabla 3.9: Índice de Pérdidas de los paneles

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
Índice de pérdidas de los paneles (%)		0.25	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	6	7
Generación ( MW.h/año)	1049	4187	4176	4155	4134	4114	4093	4072	4051	4030	4009	3988	3946	3904
Consumo específico del SEN (g/kWh)	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4
Precio promedio del combustible sustituido ( USD/Ton)	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9
Cantidad de combustible ahorrado (Ton)	313,3	1250,8	1247,7	1241,4	1235,2	1228,9	1222,6	1216,4	1210,1	1203,8	1197,5	1191,3	1178,7	1166,2
Valor del combustible no consumido (MUSD)	175,4	700,3	698,6	695,1	691,6	688	684,5	681	677,5	674	670,5	667	659,9	652,9

	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26
Índice de pérdidas de los paneles (%)	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Generación ( MW.h/año)	3861.7	3819.7	3777.7	3735.7	3693.8	3651.8	3609.85	3567.8	3525.9	3483.9	3441.9	3399.9	3358.0
Consumo específico del SEN (g/kWh)	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4	294.4
Precio promedio del combustible sustituido ( USD/Ton)	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9	559.9
Cantidad de combustible ahorrado (Ton)	1153,7	1141,1	1128,6	1116	1103,5	1090,9	1078,4	1065,9	1053,3	1040,8	1028,2	1015,7	1003,2
Valor del combustible no consumido (MUSD)	645,9	638,9	631,9	624,9	617,9	610,8	603,8	596,8	589,8	582,7	575,7	568,7	561,7

Tabla 3.10 Índice de pérdida de los paneles

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
<b>Inversión (MCUC)</b>	6 652,5	0	0	0	8 388	0	0	0	8 218	0	0	0	8 005	0
<b>Beneficios (MCUC)</b>	138,3	552,1	550,8	548	545,2	542,4	539,7	536,9	534,2	531,4	528,6	525,9	520,3	514,8
<b>Diferencia (MCUC)</b>	-6 514,2	-5 962	-5 411,3	-4 863,3	-4 326,4	-3 783,9	-3 244,2	-2 707,3	-2 181,3	-1 649,9	-1 121,3	-595,5	-83,2	431 620

	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26
<b>Inversión (MCUC)</b>	0	0	7664	0	0	0	7324	0	0	0	6983	0	0
<b>Beneficios (MCUC)</b>	509,3	503,7	498,2	492,7	487,1	481,6	476	470,5	465	459,4	453,9	448,4	442,9
<b>Diferencia (MCUC)</b>	940,9	1 444,6	1 935,1	2 427,8	2 914,9	3 396,5	3 865,2	4 335,7	4 800,7	5 260,1	5 707	6 155,4	6 598,2

### **3.7 Conclusiones del capítulo**

En este capítulo se arriba a las siguientes conclusiones:

1. En primer término los análisis se han hecho respetando las ubicaciones impuestas, por lo que no se analizaron variantes con respecto a las mismas.
2. En el estudio de estabilidad no se detectan anomalías que puedan atentar contra el buen funcionamiento del sistema eléctrico.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

Al desarrollar este trabajo se arribaron a las conclusiones siguientes:

1- Los impactos de la integración de la energía solar fotovoltaica a una red necesitan de una atención especial de los investigadores así como de las empresas eléctricas debido al rápido crecimiento de esta fuente de energía renovable, lo cual se ha podido determinar a través del estudio bibliográfico del estado del arte. Cada caso requiere de un estudio específico.

2- Para analizar los impactos de los parques fotovoltaicos sobre la red del cayo se ha organizado convenientemente la dispersa información existente para ser utilizada en los *softwares* PSX y RADIAL, lo que ha requerido de un intenso trabajo organizativo que ha de ser de gran utilidad para la operación del sistema eléctrico del polo turístico.

3- El efecto de los parques fotovoltaicos sobre la red del cayo muestra resultado positivo tanto desde el punto de vista operativo y ambiental como por la reducción del empleo de combustibles fósiles cuyo transporte constituye un problema actual no resuelto.

- El ahorro medio anual es del orden de 4000 MW.h que a razón de 294.5 g/kW.h da un ahorro anual sobre las 1 250 t que a razón de 559.9 USD/t arroja un total de 700 000 USD/año.

- 4- En el estudio de estabilidad no se detectan anomalías que puedan atentar contra el buen funcionamiento del sistema eléctrico.

## **RECOMENDACIONES**

Como recomendaciones de este trabajo se dan las siguientes:

- 1- Aprovechar la infraestructura creada sobre los programas RADIAL y PSX para ser utilizadas en todos los cálculos que se realicen en el sistema eléctrico del Cayo Santa María
- 2- Llevar un riguroso control estadístico de la operación de los paneles una vez que se encuentren en operación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. López. (2013). *El 95 por ciento de la electricidad en cuba depende de combustibles fósiles*. Available: [web@radiorebelde.icrt.cu](mailto:web@radiorebelde.icrt.cu)
- [2] "Fuentes renovables de energía abre camino de la actualización," in *Granma*, ed. La Habana: Empresa grafica de Villa Clara, 2014.
- [3] M. M. Castellanos, "Posibilidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía," Cuba, 2014.
- [4] MINEM, "Implementación de la Política para el Desarrollo de las Fuentes Renovables y el Uso Eficiente de la Energía," presented at the Energía Renovable por una energía saludable Isla de la Juventud, 2015.
- [5] X. P. Zhang, "A Framework for Operation and control of Smart Grids with Distributed Generation," *IEEE Pres*, 2008.
- [6] A. E. Azmy, I, "Impact of Distributed Generation on the Stability of Electrical Power System," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 1056-1063, 2005.
- [7] J. G. K. Sloopweg, W.L, "Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability," *IEEE*, pp. 862-867, 2002.
- [8] M. J. S. Hossain, T.K.; Mithulanathan, N, "Impacts of wind and solar integrations on the dynamic operations of distribution systems," *IEEE*, pp. 1-6.
- [9] J. D. H. Morren, W.H.; Ferreira, J.A., "Contribution of DG Units to Primary Frequency Control," p. 6, 2005.
- [10] (2015, 31 de Marzo de 2016). Available: <http://elperiodicodelaenergia.com/2015-el-ano-record-de-las-renovables>
- [11] F. C. F. Gonzalez-Longatt, C, "Review of the distributed Generation Concept: Attempt of Unification," pp. 1-4.
- [12] M. Reza, "Stability analysis of transmission systems with high penetration of distributed generation," Tesis de Doctorado, Delft University of Technology, 2006.

- [13] J. F. Canard, "Impact de la generation d'énergie dispersée dans les reseaux de distribution," Tesis de Doctorado, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2000.
- [14] A. K. Maknouninejad, N; Batarseh, I; Qu, Z, "Analysis and Control of PV Inverters Operating in VAR Mode at Night," 2011.
- [15] I. E. Agecy, "Contribution of renewables to energy security," Paris, 2007.
- [16] I. R. S.A. (2011). *Iberdrola re-novables logra un récord histórico de pro-ducción eólica en Estados Unidos durante el segundo trimestre de 2010*. Available: <http://www.iberdrola.es/>
- [17] E. W. J. Widen, J. Paatero and P. Lund, "Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: Stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids," *Electric power systems research*, vol. 80, pp. 1562-1571, 2010.
- [18] T. Walla, Widen, J , Johansson, J and Bergerland, C, "Determining and Increasing the PV Hosting Capacity for Photovoltaics in the Swedish Distribution Grids," presented at the European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, 2012.
- [19] R. A. Shalwala, "PV Integration into Distribution Networks in Saudi Arabia," Tesis de Doctorado, University of Leicester, 2012.
- [20] V. Toro, "Análisis de impacto dinámico de pequeños medios de generación sobre redes de distribución," Memoria para optar al título de Ingeniera Civil Electricista, Universidad de Chile, 2010.
- [21] E. S. Demirok, D; Teodorescu, R; Rodriguez, P; Borup, O, "Clustered PV Inverters in LV Networks: An Overview of Impacts and Comparison of Voltage Control Strategies," presented at the IEEE Electrical Power & Energy Conference, 2009.
- [22] P. Kundur, *Power system stability and control*: McGraw-Hill, 1994.
- [23] E. M. S. Rojas, "Deteccion de areas debiles respecto a la estabilidad de tension en tiempo real utilizando logica difusa," Tesis de Maestria Universidad de Cuenca 2013.
- [24] E. E. V. Clara, "Programa de desarrollo eléctrico en el cayo Santa Maria.," 2014.
- [25] INEL, "Estudio de Pre Factibilidad Técnico Económico y Financiero. Programa de Instalación de 29 MW en Parques Solares Fotovoltaicos," La Habana 2014.

**ANEXOS**