

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas



FIE
Facultad de
Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Título del trabajo: Análisis de la inserción del PFV de 2MW en el Sistema Aislado Cayo Santa María.

Autor del trabajo: Yohanida Rodríguez Artiles

Tutor del trabajo: Dra. Lesyani León Viltre

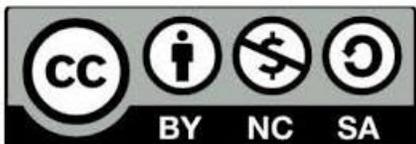
Ing. Elizabeth Cortina González

Santa Clara , junio 2018
Copyright©UCLV

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

Atribución- No Comercial- Compartir Igual



Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

PENSAMIENTO

El futuro es de hombres de ciencias.

Fidel Castro Ruz

DEDICATORIA

Les dedico este trabajo a mis padres y hermana que son la fuerza que necesite para culminar mis estudios y cumplir con la meta de graduarme de ingeniera. A mami por soportar mis bravuras y que sepa que la amo más que nada en esta vida, a mi papá por ser mi ejemplo a seguir y llevarme por el buen camino. A mi abuelo que siempre ha esperado esto de mí y siempre voy hacer su mamonga. A Yaumi que a pesar de no estar con nosotros siempre le llevo en mi corazón y enseñarme que hay que luchar por nuestras vidas y que este logro es de las dos.

AGRADECIMIENTOS

A mi mamá por ser la persona que ha estado para darme su mano encantada en todos los momentos difíciles de mi vida y por darnos amor a mi hermana y a mí.

A mi papá que es la luz que guía mi camino. Mi ejemplo a seguir y al igual que mami da todo por sus hijas.

A mi hermana Jany que a pesar de fajarnos todos los días sé que me quiere mucho al igual que yo a ella.

A mi abuelo Antero que se siente orgulloso de verme realizando mi sueño y gracias por no quitarme el puesto de tu mamonga.

A mis abuelos y tía Chari por darme fuerza en mis estudios y siempre querer lo mejor para mi futuro.

A mi tía Loida y la loca de mi primi Daly por darme alegría con su presencia y por estar para mí cuando más lo he necesitado.

A mi profesor Yandy por ayudarme en la tesis a pesar de estar muy lejos de aquí y siempre tener tiempo para mí.

A Elizabeth que a pesar de su poca experiencia como profesora me ayudó mucho en la tesis, siempre buscó tiempo para mí. Gracias por todo tu apoyo.

A Zaid por darme su apoyo cuando más lo necesité. Por brindarme su tiempo y experiencia.

A mi tutora, a Marta y su tesiante Jose por brindarme su ayuda ante cualquiera duda surgida en la tesis.

A todos los profesores que a lo largo de la carrera participaron en mi formación como profesional.

A mis amigas Yaimingui, Dary, Anna y Betuchi por compartir momentos muy felices y otros tristes, por soportar mis boberías, siempre estar para mí y quedarse en mi vida como parte de mi familia para siempre.

A todos mis compañeros de aula por ser jodedores preocupados. Por estar para mí cuando más los he necesitado en especial a Oscarlingui, Raudelingui, Guille, Alex y Jorly. Bueno a todos que si no se ponen bravos.

A David que llegó a mi vida hace tan solo 5 meses y ya forma parte de mi familia y mi futuro. Gracias por tu gran paciencia conmigo. Te quiero mucho.

A mis primos Robe y Jadiel por darme su apoyo tanto en la tesis como en la casa durante la ausencia de mi papá. Aunque nunca se los he dicho, yo los quiero.

RESUMEN

El uso excesivo de combustibles fósiles y la crisis ambiental a nivel mundial han activado una señal de alerta, por lo que los países han comenzado a considerar medidas de mitigación y Cuba no es la excepción. Por otro lado, a nivel nacional, existe el interés de diversificar la matriz energética considerando fuentes propias de energía y disminuyendo así la dependencia de los combustibles fósiles. Por ello se busca desarrollar nuevas alternativas de abastecimiento energético como es la generación fotovoltaica. Tal es el caso del Sistema Eléctrico Aislado de Cayo Santa María (SEACSM) donde se quiere incrementar y diversificar su matriz de generación con energía fotovoltaica. Considerando que un alto nivel de penetración de generación fotovoltaica produce efectos tanto estáticos como dinámicos en los sistemas aislados resulta indispensable realizar estudios que determinen el impacto que produciría la conexión de esta tecnología, tomando en consideración la ubicación, tecnología, modelación y nivel de penetración, de forma tal de mantener la seguridad del sistema, por esta razón el objetivo general de este trabajo es analizar la estabilidad de frecuencia frente a diferentes perturbaciones que permita verificar los problemas futuros que se puedan presentar y poder establecer soluciones a los mismos. Los resultados se obtienen mediante el software técnico PSX. Los análisis de dichos resultados muestran la influencia que provoca la inserción de energía fotovoltaica en el sistema frente a diferentes tipos de cortocircuitos que puedan ocurrir. Las conclusiones finales serán de gran utilidad para los especialistas del sistema aislado en cuestión.

Palabras Clave: estabilidad de frecuencia, sistemas eléctricos, sistemas aislados, cortocircuitos.

ÍNDICE

PENSAMIENTO	3
DEDICATORIA	4
AGRADECIMIENTOS.....	5
RESUMEN	6
ÍNDICE	7
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS.	4
1.1 Generación Disrtibuida.	4
1.1.1 Conceptos y atributos de la Generación Distribuida.....	5
1.1.2 Impacto de la Generación Distribuida en la operación de un sistema de potencia.	5
1.1.2.1 Problemas en la tensión.....	5
1.1.2.2 Protección.	6
1.1.2.3 Calidad de potencia.....	6
1.1.2.4 Estabilidad	6
1.2 La energía solar fotovoltaica como Generación Distribuida.	6
1.2.1 Circuito eléctrico equivalente de una célula fotovoltaica.....	7
1.2.2 Características de los Paneles Solares.....	9
1.3 Dinámica de los Sistemas de Potencia.	9
1.4 Conceptos y métodos para el análisis de la estabilidad de un sistema de potencia.	10
1.4.1 Estabilidad de frecuencia.	10
1.5 Servicios complementarios.	11
1.5.1 La regulación de frecuencia	11
1.6 Impacto de la generación distribuida en la estabilidad de un Sistema de Potencia.....	13
1.7 PROBLEMAS GENERALES.....	14
1.7.1 Sobrecargas.....	14
1.7.2 Disminución del tiempo disponible para despejar una falla.	14
1.7.3 Variaciones inadmisibles en la frecuencia.	15
1.7.4 Disparo innecesario de protecciones.....	16

1.7.5 Fallas no detectadas por las protecciones.	17
1.8 Conclusiones.....	18
CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA ANTE DIFERENTES ESCENARIOS.	20
2.1 Descripción actualizada del Cayo Santa María.	20
2.1.1 Carga instalada en el sistema.....	20
2.1.2 Generación instalada.....	21
2.1.3 Datos de las Redes.	22
2.2 Integración de la Energía fotovoltaica al sistema.	24
2.2.1 Ubicación del Parque Fotovoltaico.....	24
2.3 Índice de Penetración Fotovoltaica.....	25
2.4 Implementación de la red del Cayo Santa María en el software técnico PSX.	27
2.4.1 <i>Software</i> PSX.	28
2.5 Averías ocurridas en el Cayo Santa María.....	29
2.5.1. Avería 22 de julio del 2016 ocurrida a las 11.00 horas	30
2.5.2 Avería 27 de julio del 2016 ocurrida a las 14.32 horas	31
2.5.3 Avería 12 de diciembre del 2016 ocurrida a las 11.39 horas.	32
2.5.4 Avería 28 de enero del 2017 ocurrida a las 07:53 horas.....	34
2.5.5 Avería 3 de mayo del 2017 ocurrida a las 14:09 horas.	34
2.5.6 Avería 15 de junio del 2017 ocurrida a las 8:38 horas.	35
2.5.7 Avería 4 de agosto del 2017 ocurrida a las 11:25 horas.	36
2.7 Conclusiones.....	37
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	38
Introducción	38
3.1 Condiciones iniciales para el análisis de la estabilidad de frecuencia.	38
3.2 Análisis de estabilidad ante cortocircuitos en barras.	39
3.2.1 Cortocircuitos trifásico y monofásico en la barra 1.	39
3.2.2 Cortocircuito trifásico y monofásico en la barra 2.	41
3.2.3 Cortocircuito trifásico y monofásico en la barra Pueblo Dunas.....	42
3.2.4 Cortocircuito trifásico y monofásico en barra Cámara 2-Este 1.	44
3.2.5 Cortocircuito trifásico y monofásico en la barra Cámara5-Carp-Trns.....	45
3.2.6 Cortocircuito trifásico en la barra Cámara 2 Hotel Planta Real.	47
3.3 Análisis de estabilidad ante cortocircuitos en líneas.	49
3.3.1 Cortocircuito trifásico y monofásico en la línea No.8.	49

3.3.2 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.10.....	52
3.3.3 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.12.....	53
3.3.4 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.330.....	55
3.3.5 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.276.....	57
3.3.6 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.191.....	58
3.3.7 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.249.....	60
3.4 Conclusiones:	63
CONCLUSIONES	64
RECOMENDACIONES	65
BIBLIOGRAFÍA.....	66
ANEXOS	68

INTRODUCCIÓN

En el mundo, las fuentes de energía que se explotan son fundamentalmente no renovables, cuya generación y uso deriva de la sucesión de procesos contaminantes del entorno. Debido a ello, se toman medidas ambientales para el fomento del ahorro y la eficiencia energética, así como la utilización de fuentes alternativas que resulten más económicas y menos devastadoras para los ecosistemas. Para resolver esta problemática surgen las energías renovables, como una respuesta para reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otros contaminantes a la atmósfera y se aboga por una inclusión cada vez más directa en la generación de electricidad, tanto en las grandes potencias mundiales como en aquellos países menos desarrollados y aminorar así el consumo de otras fuentes que, de manera total o parcial, generan costos ambientales. La energía solar fotovoltaica transforma de manera directa la luz solar en electricidad empleando una tecnología basada en el efecto fotovoltaico. Al incidir la radiación del sol sobre una de las caras de una célula fotoeléctrica (que conforman los paneles) se produce una diferencia de potencial eléctrico entre ambas caras que hace que los electrones salten de un lugar a otro, generando así corriente eléctrica. Dicha energía se convertirá en los próximos diez años en la fuente de electricidad más barata en muchas partes del mundo, en un contexto de caída continuada en el coste de los paneles fotovoltaicos[1]. Desde la década de los 80, los paneles fotovoltaicos han ido abaratándose un 10% por año. Una tendencia que capacitaría a esta tecnología para atender en 2027 el 20% de las necesidades energéticas globales[1].

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 kW/h/día, equivalentes a medio litro de petróleo diario[2]. Esto crea las mejores condiciones para la instalación de sistemas de conversión de energía solar fotovoltaica y térmica. Cuba actualmente produce con el empleo del combustible fósil, el 95% de su energía eléctrica[3] por lo que hace a la economía cubana muy dependiente de la importación y con elevados costos de generación eléctrica por eso, 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[4]. Especialistas cubanos en el tema afirman que con 100 km² de instalación fotovoltaica se pudieran generar 15 000 GWh/año, lo que se iguala con la generación actual a base de combustibles convencionales[5].

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, teniendo en cuenta la magnitud del aporte energético y la reducción de pérdidas de energía en el sistema. Por otra parte existe el interés de la Unión

Eléctrica de desplegar parques fotovoltaicos conectados a las redes eléctricas del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) .En la Universidad Central Marta Abreu de las Villas se tienen estudios relacionados con la implementación de la energía fotovoltaica en la red del Cayo Santa María como son: en el 2016 Impacto de la generación fotovoltaica en el sistema aislado Cayo Santa María, en 2017 Análisis de estabilidad de frecuencia en el sistema eléctrico de potencia Cayo Santa María. En estos estudios se encontraron algunos problemas del sistema cayo santa María que en este año se mantienen vigentes los cuales son: las averías no deseadas provocadas por los medios de construcción en las instalaciones hoteleras, la salida de unidades de generación debido a la descarga por baja frecuencia, al provocar baja inercia mecánica lo que en caso de fallo de una, su salida en emergencia provoca el arrastre de las máquinas que trabajan en paralelo. Otras de las problemáticas que presentan estos esquemas es la imposibilidad de establecer las condiciones de estabilidad después una descarga por baja frecuencia significa eliminar cargas que en este caso son grandes hoteles y su afectación provocan grandes daños.

Problema científico:

En el Cayo Santa María debido a su geografía se hace atractiva la conexión de fuentes renovables de energía como la solar fotovoltaica. Los beneficios económicos y medioambientales son apreciables, pero hay que prestar atención a los efectos que introduce en la operación del Sistema Eléctrico de Potencia. Es por eso que surge la interrogante científica que se muestra a continuación: ¿Cómo se comporta la estabilidad de frecuencia del Sistema Eléctrico Cayo Santa María frente a diferentes cortocircuitos con un grupo de generación compuesto por las unidades de combustión interna y las fuentes renovables de energía?

Para dar solución a este problema científico se planteó el siguiente objetivo general: Analizar la estabilidad de frecuencia en el Sistema Eléctrico Cayo Santa María. Para detectar los problemas futuros que se puedan presentar y poder establecer soluciones a los mismos.

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. Sintetizar el estado actual del impacto, evolución, desarrollo y perspectivas de las energías renovables, con énfasis en la generación fotovoltaica.
3. Cuantificar el efecto que, sobre la estabilidad de frecuencia, pudiese tener la instalación de los PFV en el SACSM a partir de los diferentes tipos de cortocircuitos que pueden ocurrir.

Tareas técnicas

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

Organización del Informe:

Este trabajo de diploma se estructura en tres capítulos.

En el **capítulo 1** se realiza la revisión bibliográfica para la construcción del marco teórico referencial a la previa investigación.

En el **capítulo 2** se describe el Sistema Eléctrico de Potencia Cayo Santa María y se da a conocer la ubicación del parque fotovoltaico de 2MW, y se hace referencia a varias averías ocurridas en dicho sistema, se da una breve explicación de la metodología utilizada en la programación del PSX.

En el **capítulo 3** se hace referencia al análisis de resultados y valoración. En el mismo se explican los resultados obtenidos de las simulaciones en el programa PSX.

CAPÍTULO 1. REVISIÓN DE CONCEPTOS BÁSICOS.

Introducción:

En la actualidad las energías renovables son una opción sostenible y técnicamente viable de producir energía y aportan una parte significativa de la producción eléctrica en varios países. El importante y acelerado desarrollo tecnológico ha permitido reducir sus costos y ha favorecido su expansión a una escala impensable hace tan solo quince años [6]; y sus perspectivas de crecimiento son muy favorables. El fomento de las energías renovables conlleva múltiples beneficios: por un lado, mitiga la emisión de gases de efecto invernadero y, por el otro, contribuye a la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, con un impacto positivo en la seguridad energética de cada país y aunque las ventajas de este tipo de generación distribuida son grandes, aún no se conocen los efectos que pueda causar su penetración a gran escala en los sistemas eléctricos; por lo tanto este es un tema asociado con el reto de integrar adecuadamente las unidades distribuidas al sistema eléctrico.

1.1 Generación Distribuida.

La generación distribuida se refiere a la utilización de forma integrada o individual de pequeños generadores por parte de compañías eléctricas, clientes eléctricos o terceros, en aplicaciones que benefician al sistema eléctrico o a usuarios eléctricos específicos. Existen múltiples tecnologías consideradas como generación distribuida, algunas de ellas son: turbinas de gas, microturbinas, motores de combustión interna, energía eólica, energía solar, células de combustibles, energía mareomotriz, entre otras [7].

La generación distribuida es un tema de gran actualidad e interés para los investigadores debido al calentamiento global y aspectos económicos, rubros en los cuales ésta ofrece ventajas frente a la generación tradicional. Sin embargo, la integración de este tipo de generación a la red presenta retos importantes que aún no han sido resueltos y en este sentido diferentes entidades, laboratorios y universidades en la que se incluye la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, realizan esfuerzos para mejorar tecnologías y métodos de integración. A continuación, se enuncian algunos de los trabajos más importantes:

En [7] se desarrolla un análisis de los diferentes problemas que se encuentran en los sistemas de distribución españoles, dada la integración de generación distribuida. Se realiza un análisis técnico y regulatorio de este nuevo escenario. En [8] se plantea el impacto que tiene la alta penetración de generación distribuida en la confiabilidad de un sistema de distribución, y se propone una metodología que permite analizar este tipo de redes. Adicionalmente, se desarrolla una metodología para definir la capacidad y localización óptima de la generación distribuida, dado que la ubicación de esta tiene influencia sobre el perfil de tensiones en la red. Finalmente en [9] se plantea un manejo distinto para redes con un alto nivel de penetración de generación distribuida, realizando control activo sobre las tensiones del sistema de distribución.

En [10] se hace una recopilación de las principales tecnologías emergentes utilizadas para generar electricidad, tales como: energía fotovoltaica, energía eólica, microturbinas, células de combustibles entre otros. Se analizan los principales componentes y algunos de los requerimientos necesarios para la interconexión con la red del sistema de potencia tradicional. En [11] se incorporan modelos de mercados y marcos regulatorios para una planificación dinámica de sistemas eléctricos, con la finalidad de resolver un conjunto de desafíos técnicos y económicos que crea la introducción masiva de generación distribuida al sistema eléctrico Chileno.

1.1.1 Conceptos y atributos de la Generación Distribuida.

Durante las últimas décadas, la generación de potencia ha sido altamente centralizada en grandes plantas de energía, los clientes han sido servidos principalmente por las empresas de distribución las cuales acceden a las grandes instalaciones de generación a través de líneas de transmisión de alta tensión, para luego conectar con los clientes por medio de líneas de distribución a menor tensión. Esta estructura de operación está construida en base a la economía, seguridad y calidad de la oferta, es operada desde centros de control jerárquicos y permiten que el sistema sea supervisado y controlado en forma continua. La generación es ajustada instantáneamente a la demanda monitoreando la frecuencia y en base a modelos sobre el comportamiento de la carga. La tensión es controlada para que este dentro de límites específicos, mediante la adecuada coordinación de generadores, cambiadores de tomas bajo carga (OLTC), dispositivos de compensación reactiva, entre otros.

Hoy en día, existe un considerable interés en conectar generación a la red de distribución y éste tipo generadores conforman la generación distribuida. En comparación con la generación convencional la generación distribuida presenta las siguientes características: no es planificada centralmente, no es despachada centralmente, tiene una capacidad pequeña, y es usualmente conectada a la red de distribución [12] [13].

1.1.2 Impacto de la Generación Distribuida en la operación de un sistema de potencia.

Desde un punto de vista técnico, la generación distribuida causa algunos problemas en el sistema de potencia, especialmente para la operación de la red de distribución. Los más importantes según [12, 14, 15] son:

1.1.2.1 Problemas en la tensión.

El sistema debe proporcionar electricidad a los clientes con una tensión dentro de ciertos límites; sin embargo, si la capacidad de la generación distribuida es relativamente grande o la conexión entre la red de distribución y la red de transmisión es débil, el aumento de la tensión de estado estable podría ser un problema, dado la aparición de nuevos flujos de potencia[12, 14, 15].

1.1.2.2 Protección.

La conexión de generadores distribuidos a la red, cambia la magnitud y dirección de los flujos de corriente, por tanto, se requieren adaptaciones pertinentes para los sistemas de protección existentes, que eviten el disparo no deseado de las protecciones.[12, 14, 15]

1.1.2.3 Calidad de potencia.

La calidad en la potencia de un sistema, puede verse gravemente afectada a causa de conectar generación distribuida en la red, sobre todo, si la generación es lo suficientemente grande como para representar un porcentaje importante de la carga total. En este caso, se pueden presentar problemas como: fluctuación de frecuencia, sobretensiones, ruido de alta frecuencia, distorsión armónica, picos y huecos de tensión entre otros [12, 14, 15].

1.1.2.4 Estabilidad

El incremento en la capacidad de la generación distribuida especialmente la generación fotovoltaica juega un papel cada vez más importante en la estabilidad de los sistemas de potencia. Se debe dar respuesta a preguntas como: ¿Puede la alta penetración de generación distribuida alterar los perfiles de tensión en un sistema eléctrico de potencia? ¿Es posible que la conexión o desconexión arbitraria, típica en las unidades distribuidas, representen una perturbación problemática para el sistema de potencia?, entre otras preguntas que deben ser resueltas [12, 14, 15].

1.2 La energía solar fotovoltaica como Generación Distribuida.

Como se mencionó anteriormente existen múltiples tecnologías consideradas como generación distribuida nos concentraremos solo en la energía solar fotovoltaica, la cual es objeto de estudio en este trabajo.

Los sistemas fotovoltaicos se basan en un conjunto de "células solares o fotovoltaicas" fabricadas de un material semiconductor cristalino, que al ser incididas por la luz del sol, produce una corriente eléctrica por efecto fotovoltaico. Para construir las células fotovoltaicas, se utilizan compuestos que son capaces de suministrar una cantidad apreciable de energía al recibir la radiación solar. La mayor parte de las células fotovoltaicas que se producen en el mundo se fabrican a base de silicio. El rendimiento de estas células varía entre un 15% y un 25%, es decir, que sólo una pequeña parte de la energía lumínica se aprovecha realmente en forma de energía eléctrica. Éste rendimiento es menor cuanto más alta es la temperatura [16].

El fenómeno físico en las células fotovoltaicas es muy similar a lo que sucede en una juntura p-n de un diodo. Cuando la juntura absorbe la luz incidente del sol, la energía entregada por los fotones es transferida a los electrones del material, generando la aparición de portadores de carga, los cuales forman un gradiente de potencial en el área de la juntura y se aceleran por la influencia del campo eléctrico generado. Por último, los portadores de carga circulan como corriente a través de un circuito externo[16].

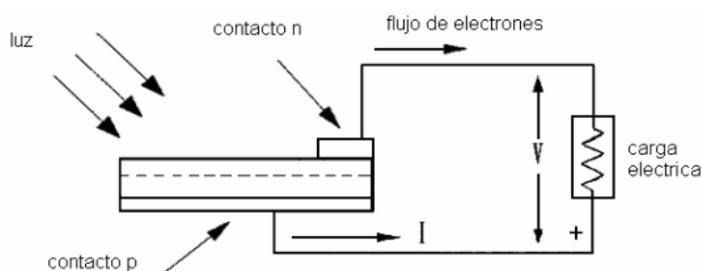


Figura 1.1 Efecto fotovoltaico, transforma la energía de los fotones en una diferencia de tensión en la junta p-n

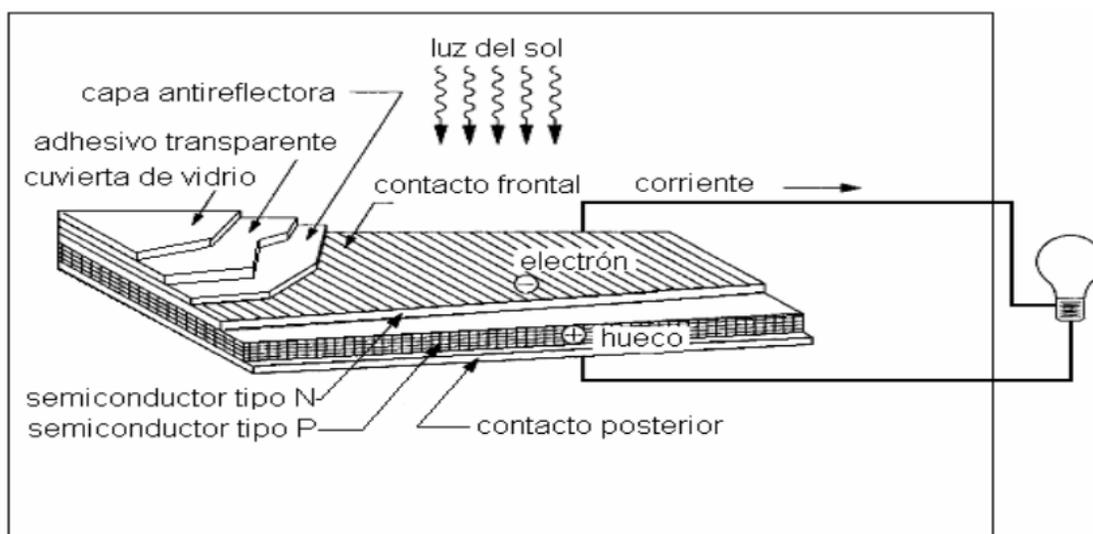


Figura 1.2 Constitución básica de una célula fotovoltaica

1.2.1 Circuito eléctrico equivalente de una célula fotovoltaica.

La física compleja de las células fotovoltaicas, se puede representar por el circuito eléctrico equivalente mostrado en la Figura 1.3, los parámetros del circuito son los siguientes: I_L Corriente generada por la luz del sol, I_D corriente de diodo, I_{SH} corriente de fuga a tierra, R_S resistencia interna que se opone al flujo de corriente y la resistencia R_{SH} que se relaciona inversamente con la corriente de fuga a tierra.

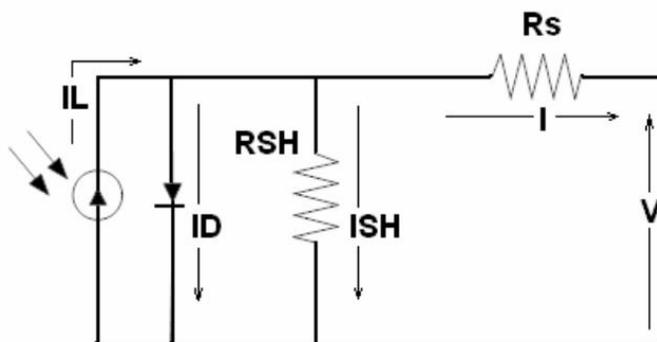


Figura 1.3 Circuito eléctrico equivalente de un módulo fotovoltaico

En el circuito equivalente, la corriente entregada a una carga externa es igual a la corriente generada por la iluminación I_L menos la corriente a través del diodo I_D y menos la corriente de fuga a tierra I_{SH} . La tensión de circuito abierto V_{OC} , se calcula como lo muestra la ecuación 1.1.

$$V_{OC} = V + IR_{SH} \quad (1.1)$$

La corriente a través del diodo está dada por la clásica expresión que se muestra en la ecuación 1.2.

$$I_d = I_D \left[\frac{QV_{OC}}{AKT} - 1 \right] [A] \quad (1.2)$$

Dónde:

I_D es la corriente de saturación del diodo, Q es la carga del electrón 6.1×10^{-19} Culombios, K constante de boltzman= $1.38 \times 10^{-23} \text{ j}\rho K$, T temperatura absoluta en $^{\circ}K$ y A representa el área donde incide la radiación solar.

Por tanto la corriente de carga se calcula como en 1.3.

$$I = I_L - I_D \left[e^{\frac{QV_{ov}}{AKT}} - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{SH}} [A] \quad (1.3)$$

En la práctica el último término de la 1.3 es despreciable, ya que éste es muy pequeño comparado con I_L e I_D .

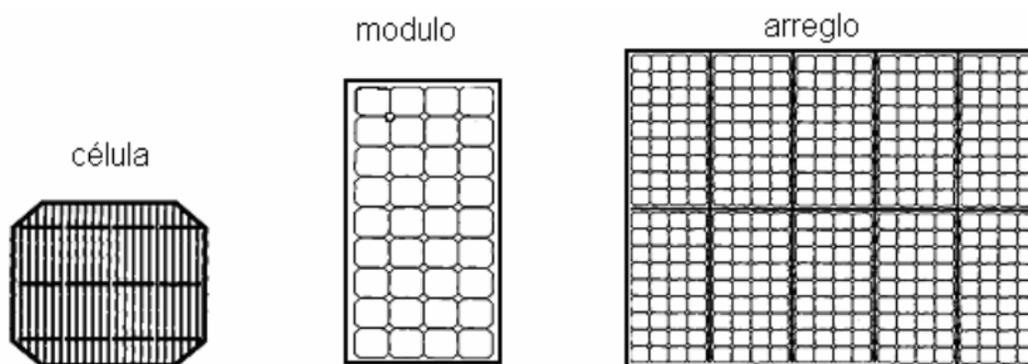


Figura 1.4 Células fotovoltaicas forman un módulo y algunos módulos forman un arreglo.

1.2.2 Características de los Paneles Solares.

La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) informó que el precio de los módulos solares de alta eficiencia descendió de 72¢/W a 45¢/W en 2017 [17], lo que supone una caída de 37% con relación al costo del año anterior, debido a una temporada de menor demanda y a las expectativas de un aumento de la oferta desde el mercado asiático.

Según IEA, la caída del precio obedece a varios factores, pero principalmente al ajuste del factor costo-rendimiento. Los paneles solares monocristalinos, que son 6% más caros que los policristalinos, ofrecen sólo un 10% más de eficiencia que los segundos en el mismo plano de características, contexto que ha moderado la demanda de los primeros. Actualmente expertos del sector estiman que el 2018 será el año de los paneles solares de alta eficiencia, principalmente los monocristalinos, conformarán la mayoría de los paneles solares fabricados en todo el mundo, debido a la caída de sus precios y su mayor eficiencia [17].

Los paneles solares fotovoltaicos se componen de un conjunto de células conectadas convenientemente unas a otras, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su posterior utilización en sistemas de generación de energía, convirtiendo la luz solar en energía eléctrica.

1.3 Dinámica de los Sistemas de Potencia.

Con el fin de obtener una mejor comprensión de la estabilidad de los sistemas de potencia, es necesario tener algún conocimiento del fenómeno dinámico. En este contexto se utiliza la palabra dinámica para denotar la forma en que el sistema de potencia responde ante una perturbación. Tal perturbación puede ser una acción intencional como por ejemplo la conmutación programada de un generador, o un evento accidental como el impacto de un rayo. Una de las formas más comunes e importantes de clasificar la dinámica de los sistemas

de potencia es el rango de tiempo de su respuesta natural. Existen varias categorías para el fenómeno dinámico en los sistemas de potencia y para este trabajo se adoptará la definición dada en [18].

La dinámica de los sistemas de potencia se puede dividir en: dinámica de ondas es la más rápida, esta ocurre en las líneas de transmisión de alta tensión y son el resultado de la propagación de las ondas electromagnéticas causadas por el impacto de rayos u operaciones de conmutación. Un poco más lenta, es la dinámica electromagnética que se produce en los devanados de las máquinas durante una perturbación. Aún más lenta es la dinámica electromecánica que describe las oscilaciones de las masas rotativas de los generadores y motores durante una perturbación. La termodinámica es la más lenta de todas y es producida por las medidas de control para calderas de vapor en respuesta a variaciones de la frecuencia. En las siguientes secciones, la discusión sobre el problema de estabilidad en sistemas de potencia pertenece en su mayoría a la categoría de dinámica electromecánica y termodinámica.

1.4 Conceptos y métodos para el análisis de la estabilidad de un sistema de potencia.

La estabilidad, como un concepto fundamental en la mayoría de las ingenierías, ha sido extensamente estudiada. En los sistemas eléctricos, está la definición propuesta en un trabajo reciente de IEEE/CIGRE (*Institute of electrical and electronics Engineers/The Council on Large Electric Systems*) [19] y se define como: La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, es la habilidad que posee el sistema, para recuperar el estado de operación en equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación, con la mayoría de las variables del sistema delimitadas de tal manera que todo el sistema permanezca intacto.

En etapas tempranas, los ingenieros en sistemas de potencia encontraron principalmente problemas en la estabilidad relacionados con el ángulo del rotor, donde todo el sistema podría perder su sincronismo después de una perturbación. Sin embargo, con la continua expansión de los sistemas de potencia modernos, los cuales operan en condiciones de mayor estrés, diferentes formas de inestabilidad han aparecido. Una clasificación detallada acorde con los diferentes mecanismos es útil para el buen entendimiento de la situación, aunque se puede considerar que el problema de estabilidad en un sistema de potencia es esencialmente el mismo. En [19], se proponen tres categorías; estabilidad de ángulo, estabilidad de tensión y estabilidad de frecuencia, aunque en este trabajo nos centraremos solamente en la estabilidad de frecuencia.

1.4.1 Estabilidad de frecuencia.

La estabilidad de frecuencia se refiere a la habilidad del sistema de potencia para mantener la frecuencia estable luego de una perturbación. La estabilidad depende de la habilidad para mantener o restaurar el equilibrio entre la generación y la demanda, con la mínima pérdida no intencional de carga. La consecuencia de la inestabilidad es la producción de oscilaciones

sostenidas en frecuencia, las cuales conducen a la pérdida de unidades generadoras y/o cargas [19].

La posible inestabilidad de frecuencia es usualmente analizada con simulaciones en el dominio del tiempo. Aunque el procedimiento es similar al de estabilidad transitoria, el modelo del sistema de potencia podría necesitar alguna adaptación. Por ejemplo, dado que este análisis es un proceso dinámico a largo plazo, se necesita una representación apropiada del primer motor, de los sistemas de protección y de los sistemas de control [20].

1.5 Servicios complementarios.

Un sistema de potencia interconecta a las centrales de generación con los centros de consumo mediante líneas de transmisión de alta tensión. En cada momento el operador del sistema debe mantener el balance entre generación y carga, manteniendo la frecuencia y los voltajes dentro de los rangos establecidos. Si por algún motivo el sistema se apaga, la red debe ser capaz de partir y operar nuevamente. Los servicios complementarios se encargan de esas funciones.

Los operadores de los sistemas usan términos distintos para describir a servicios complementarios similares. Sin embargo, tal como muestra la Figura 2.5[21], los servicios complementarios más importantes son la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje (o compensación de potencia reactiva) y la partida del sistema interconectado.

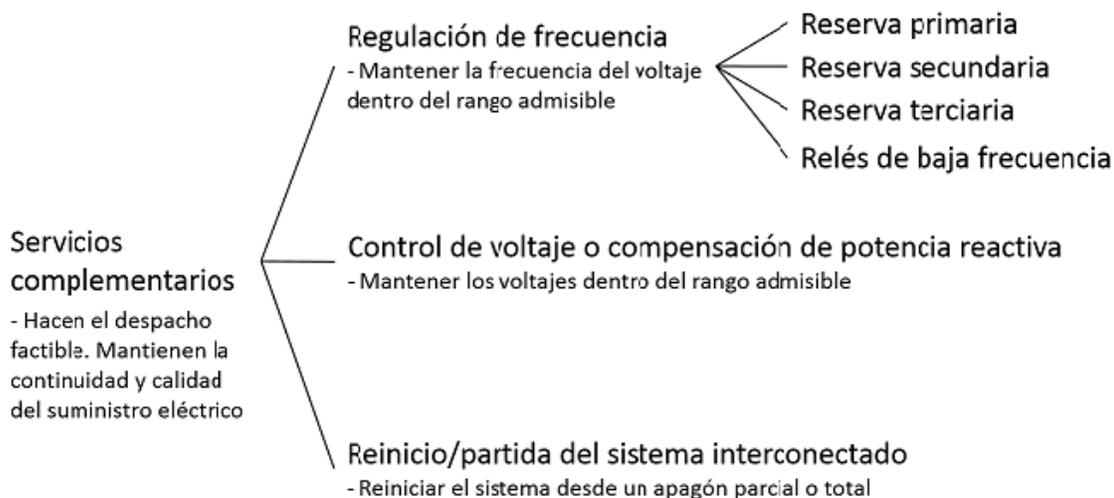


Figura 1.5 Descripción de los servicios complementarios.

1.5.1 La regulación de frecuencia

La frecuencia del voltaje es proporcional a la velocidad con que giran las máquinas eléctricas y se mide en Hertz (Hz). La frecuencia es igual en todos los puntos de la red e idealmente se

mantendría constante todo el tiempo al nivel impuesto por la norma en Cuba. Sin embargo, en la práctica la frecuencia varía cada vez que las inyecciones y la carga no son iguales.

En efecto, cuando la inyección y la carga son distintas, las máquinas eléctricas compensan el desbalance intercambiando energía eléctrica por energía cinética. Si las inyecciones son menores que la carga (por ejemplo, porque alguna central falló intempestivamente), el resto de las máquinas conectadas a la red giran más lento y la frecuencia cae. Entonces es necesario aumentar las inyecciones mediante reservas primarias, secundarias y terciarias (véase en la tabla 1.1)[21].

La reserva primaria la dan centrales que ya están inyectando. Estas centrales deben ser capaces de aumentar automáticamente sus inyecciones en no más de 30s. Su función es igualar inyecciones y carga para detener la caída de la frecuencia. Las reservas secundarias se dan con centrales también conectadas, pero les toma entre 30s y 15min responder. Su función es aumentar la frecuencia hasta devolverla a su nivel normal. En cuanto a las reservas terciarias, son las más lentas y también se pueden dar con capacidad que no se está usando, pero que se puede encender rápido. Su finalidad es liberar a las reservas primarias y secundarias cada vez que se usan. Por lo tanto, deben responder entre 15min y 30min después de la caída de la frecuencia.

Lo opuesto ocurre cuando las inyecciones son mayores que la carga, por ejemplo, porque algún consumo de cierta magnitud se desconectó. Entonces el resto de las máquinas conectadas a la red giran más rápido y la frecuencia del voltaje aumenta. Para detener el aumento de la frecuencia y devolverla a la norma también se activan las reservas primarias y reservas secundarias, pero “de bajada”, para reducir las inyecciones.

A las reservas se le suman los relés de baja frecuencia, interruptores que desconectan consumidores automáticamente y disminuyen cargas del sistema. Se activan cuando la frecuencia cae fuera de un cierto rango.

Las reservas que debe mantener un sistema. En cada caso dependen de la magnitud de la volatilidad de la carga, la magnitud de la volatilidad de la generación intermitente (solar fotovoltaica y eólica) y la distribución de probabilidad conjunta de falla de las unidades que están funcionando. En general, mientras más volátil sea la carga o la generación, mayores son los desbalances, requiriéndose más reservas.

Tabla 1.1 Tipos de reservas

Reserva	Función	Tiempo de respuesta	Activación	Centrales que pueden darla
Primaria	-Detiene las desviaciones de Frecuencia	-Responde en 30 segundos	-Activación local y automática mediante sistemas de control instalados en las centrales	-Centrales sincronizadas
	-Restaura el balance entre carga e inyecciones	-Se mantiene activa entre 10 y 15 min		
	-Previene la activación de las protecciones			
Secundaria	-Devuelve la frecuencia a su valor objetivo(Cuba 60Hz)	-Responde en no menos más de 15 min	-Activación centralizada y automática por orden del sistema de control automático de la generación	-Unidades sincronizadas
	-Libera a la reserva primaria	-Se mantiene activa varias horas		
Terciaria	-Libera a la reserva primaria y secundaria	-Activa entre 15 a 30 min después del evento	-Activación manual por orden del operador del sistema	-Unidades sincronizadas y no sincronizadas capaces de partir e inyectar en no más de 15 a 30 min
	-Devuelve al sistema la capacidad de corregir desbalances	-Se mantiene activa por varias horas		

1.6 Impacto de la generación distribuida en la estabilidad de un Sistema de Potencia.

Los estudios de estabilidad en sistemas eléctricos sirven para determinar la capacidad de éstos para alcanzar un punto de funcionamiento estable tras la ocurrencia de una perturbación (cortocircuito o la desconexión de un generador, línea o transformador). Estos estudios afectan la planificación y explotación de los sistemas eléctricos en mayor o menor medida, dependiendo de las características de los mismos. Los sistemas eléctricos pequeños presentan características tales que la estabilidad es un problema de primer orden, estos sistemas de pequeño tamaño están equipados total o parcialmente con grupos generadores de baja inercia. Por ello, las variaciones de frecuencia que se producen en caso de perturbaciones son muy superiores a las que se experimentan en sistemas fuertemente interconectados, además, las redes eléctricas de los sistemas pequeños están por lo general poco enmalladas y son de niveles de tensión inferiores a las redes de los sistemas interconectados, por tanto este tipo de sistemas es más susceptible a las perturbaciones provocadas por la inserción de generación distribuida [7].

1.7 PROBLEMAS GENERALES.

1.7.1 Sobrecargas.

En los sistemas de distribución que cuentan con alta penetración de generación distribuida, no es posible tratar a la red como un circuito radial donde los flujos de potencia tienen un solo sentido. Por el contrario, aparecerán diferentes sentidos debido a la contribución de generadores distribuidos. La magnitud y sentido de los nuevos flujos de potencia, puede ser tal, que causen la pérdida de líneas primarias de distribución y de diferentes elementos de la red. En caso de que se pierdan líneas y/o transformadores, cualquiera de estos elementos conlleva, por lo general, al aislamiento de grandes cargas eléctricas, provocando que los generadores del sistema enfrenten problemas de inestabilidad transitoria.

Dado el caso que se pierdan generadores, es probable que gran parte de la generación perdida sea asumida por generadores en otras áreas de intercambio. En consecuencia, se tendrá un aumento del transporte de energía. El exceso de transporte de energía entre áreas de intercambio a través de las líneas de interconexión, causa que las corrientes se eleven, lo que contribuye a grandes caídas de tensión, que se traducen en problemas para la estabilidad de tensión del sistema. Además, la pérdida de generación produce un desequilibrio entre la generación y el consumo, que coloca al sistema en riesgo de caer en inestabilidad.

1.7.2 Disminución del tiempo disponible para despejar una falla.

Existe muchas tecnologías de generación distribuida que difieren significativamente de la generación convencional, por ejemplo, algunos generadores distribuidos se conectan a la red mediante un convertidor, lo que es inusual en los generadores síncronos convencionales. Se puede decir que cuando se realizan estudios de estabilidad, las características más significativas de las nuevas tecnologías de generación distribuida (excepto aquellas construidas con generadores síncronos) son el bajo amortiguamiento y las bajas constantes de inercia, que en algunos casos extremos como las células de combustibles, es indefinida.

La poca o ninguna inercia característica de algunas tecnologías de generación distribuida, repercute en el tiempo disponible para despejar una falla sin tener problemas de estabilidad. Para explicar lo anterior, se considera un generador síncrono cuya ecuación de oscilación está dada por la ecuación 1.5.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt} = T_m - T_e(\delta, \delta) \text{ [por unidad]} \quad (1.5)$$

Donde δ , T_m y T_e son el ángulo del rotor, el par mecánico de la turbina y el par eléctrico producido por el generador respectivamente, H corresponde a la constante de inercia del rotor y esta expresada en 1.6.

$$H = \frac{J\omega_{m,base}^2}{P_{base}} \text{ [por unidad]} \quad (1.6)$$

La constante de inercia se relaciona con la energía cinética de la masa rotativa del generador [22] y claramente, esta definición no aplica para sistemas sin masas rotativas. A continuación, se evaluará el impacto que tiene la inserción de pequeñas constantes de inercia (algunos tipos de generación distribuida), sobre la estabilidad transitoria del sistema de potencia. Como ejemplo, se toma un aerogenerador que tiene como característica un rotor liviano y una capacidad de potencia instalada relativamente grande. La ecuación de oscilación se puede reescribir en por unidad como se muestra en 1.7.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = T_{m,pu} - T_{e,pu}(\delta, \dot{\delta}) \text{ [por unidad]} \quad (1.7)$$

En caso de que un cortocircuito trifásico sólido a tierra ocurra en terminales del aerogenerador, tal que $T_{e,pu} = 0$, entonces el máximo tiempo disponible para que actúen las protecciones y aislen la falla sin que el aerogenerador pierda el sincronismo con la red, se puede calcular de acuerdo a 1.8 y se denomina tiempo crítico de aclaración. Más allá de éste tiempo, el aerogenerador no regresará a su estado de operación estable una vez aclarada la falla.

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4\delta_{cr}H}{\omega_0 T_{m,pu}}} \text{ [s]} \quad (1.8)$$

En 1.8 se puede observar que si la relación “d” entre la constante de inercia del aerogenerador y el par mecánico generado por éste, mostrada en 1.9 decrece, también lo hará el tiempo crítico de despeje t_{cr} , expresado en 1.8. Por tanto, para preservar la estabilidad del aerogenerador, el sistema de protección debe aislar la falla más rápido que en caso de utilizar un generador síncrono equivalente con la misma calificación.

$$d = \frac{H}{T_{m,pu}} \text{ [por unidad]} \quad (1.9)$$

Se puede concluir que las protecciones convencionales preexistentes en el sistema, probablemente no actuarán con la rapidez necesaria para impedir que las unidades de generación distribuida pierdan el sincronismo ante la ocurrencia de una falla.

1.7.3 Variaciones inadmisibles en la frecuencia.

La baja inercia característica de las partes rotativas de muchas tecnologías en generación distribuida, como son: las células fotovoltaicas, las células de combustible o las microturbinas, entre otras, trae como consecuencia, ante cualquier perturbación, variaciones inadmisibles en la frecuencia de un sistema de potencia. La frecuencia en estos sistemas está determinada, básicamente, por los generadores síncronos conectados, para los cuales la ecuación 1.6 es aplicable y se puede presentar como en 1.10.

$$\frac{df}{dt} = \frac{T_a}{2H} \omega_0 \left[\frac{\text{Hz}}{\text{s}} \right] \quad (1.10)$$

Donde df/dt representa la variación en la frecuencia, $(T_a = T_{m,pu} - T_{e,pu})$ es el par acelerante de la máquina y ω_0 representa la velocidad síncrona de ésta. En 1.10 se puede observar cómo la variación de la frecuencia es directamente proporcional al par acelerante T_a , e inversamente proporcional a la constante de inercia H . Para ampliar la discusión a la frecuencia de todo un sistema de potencia, se presenta la relación 1.11, la cual representa la sumatoria de las constantes de inercia para todas las máquinas generadoras conectadas (síncronas o no), entre la sumatoria de los pares acelerantes de las mismas.

$$D = \frac{\sum_K H_K}{\sum_J T_{a,pu,j}} \text{ [por unidad]} \quad (1.11)$$

En caso de conectar al sistema de potencia, generación distribuida con poca inercia, ésta básicamente aumenta el denominador de la ecuación 1.11, dejando prácticamente invariante su numerador. En consecuencia, la relación 1.11 es notablemente menor con generación distribuida conectada, que sin ésta y al repartir su efecto en los generadores síncronos del sistema, a cada uno de estos le toca una porción menor del efecto H/T_a . Por tanto, desde la ecuación 1.10, se puede afirmar que las oscilaciones del rotor de la máquina síncrona, ante una perturbación, serán más severas cuando hay alta penetración de generación distribuida, es decir que el sistema se vuelve susceptible a la inestabilidad de pequeña señal.

1.7.4 Disparo innecesario de protecciones.

Este problema podría ocurrir cuando una falla se localiza fuera del alimentador al cual se conecta la generación distribuida, como se muestra en la Figura 1.6. La corriente de falla se alimentará tanto desde la subestación, como desde la generación distribuida conectada al alimentador 1. En esta situación, la protección de sobrecorriente ubicada al principio del alimentador 1 podría dispararse por la contribución a la corriente de falla que hace el generador G. Esto es posible si la dirección de la corriente no es censada por el relé, lo cual es muy común en muchas de las redes actuales. También influye en esta situación, el tipo de tecnología utilizada como generación distribuida. En el caso de que se utilice un típico generador de inducción, su contribución a la corriente de falla probablemente decaiga lo suficientemente rápido como para no causar ningún problema. Por el contrario, un generador de inducción podría sostener la corriente de falla el tiempo necesario como para causar disparos innecesarios de las protecciones [23].

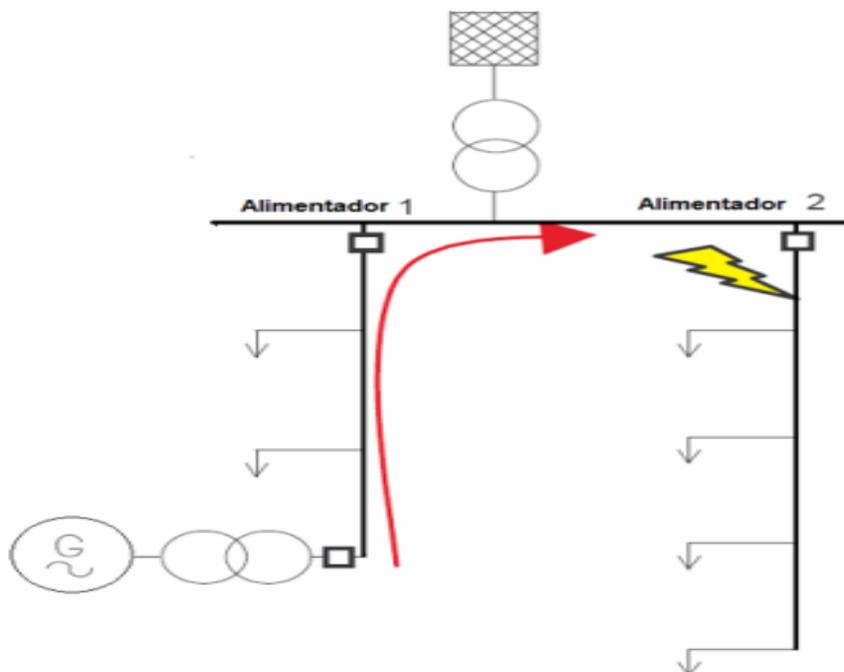


Figura 1.6 Disparo innecesario del relé 1, en caso de una falla en el alimentador 2.

1.7.5 Fallas no detectadas por las protecciones.

La protección contra sobrecorrientes en los alimentadores podría no operar debido a la presencia de generación distribuida, como se muestra en la Figura 1.7. La generación distribuida está ubicada entre el punto donde ocurre la falla y la subestación alimentadora. La generación distribuida contribuye a todas fallas y por lo tanto aumenta el nivel de la corriente de falla. Sin embargo, ésta corriente medida en el relé del alimentador 1, decrece debido a la contribución de la generación distribuida. Lo anterior se da por que la corriente de falla total es dividida entre las fuentes de alimentación. Una vez más, en caso de que la generación distribuida utilice máquinas de inducción, es probable que el impacto final sea un retraso en la operación del relé y no repercuta en fallas no detectadas. En caso de que se utilicen generadores síncronos estos son capaces de mantener la corriente de falla por más tiempo lo que resulta en problemas mayores. Es de anotar que la generación distribuida podría causar un retraso en la operación de los relés aun cuando ésta sea desconectada apropiadamente, esto se debe a los tiempos de operación de los relés [23].

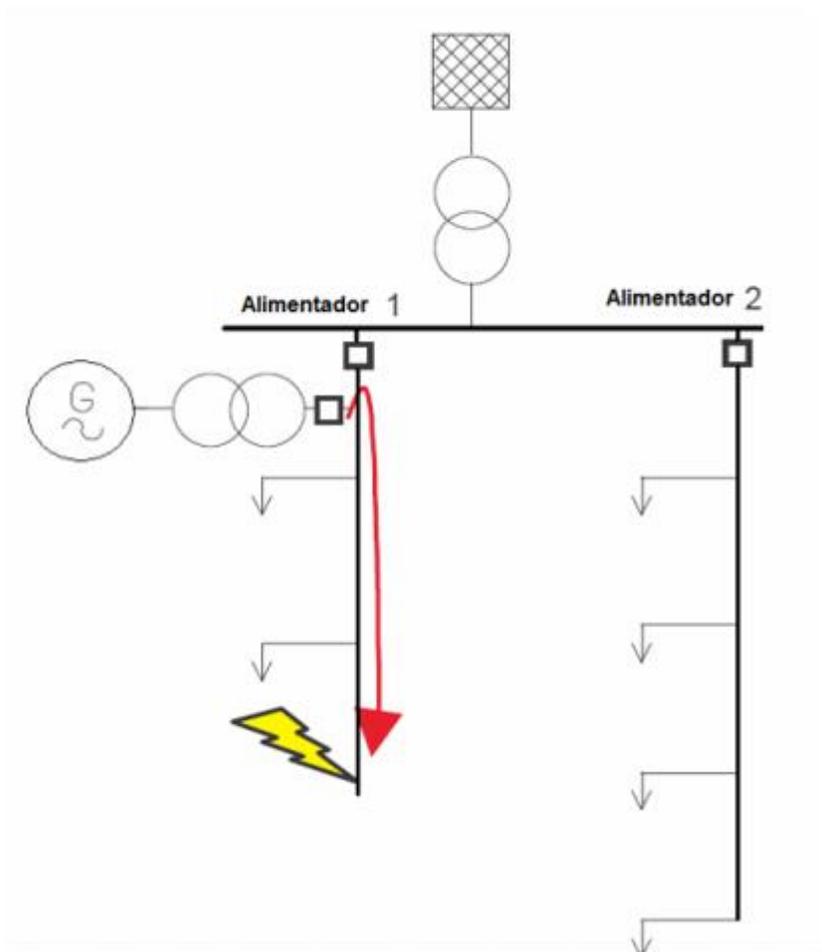


Figura 1.7 la generación distribuida previene la correcta operación de la protección del alimentador.

1.8 Conclusiones

Como conclusión del capítulo se destacan:

1. La inserción al sistema eléctrico de potencia de tecnologías en generación distribuida con poca o ninguna inercia, como son: las células de combustible, las células fotovoltaicas o las microturbinas, entre otras, trae como consecuencia variaciones inadmisibles de frecuencia ante el evento de una perturbación o incluso en condiciones de operación normal.
2. El impacto causado por la generación distribuida sobre la estabilidad de un sistema de potencia, depende de la potencia conectada. En estas circunstancias y ante el evento que un sistema de potencia pierde una línea producto de un cortocircuito o de cualquier otro evento, la situación será mucho más grave si con ésta también se pierde una cantidad de generación importante, como sería el caso de un sistema con alta penetración de generación distribuida.

3. Dado la naturaleza impredecible especialmente de la nubosidad para el caso de la generación fotovoltaica, se presentan dificultades en la previsión de la energía generada, y por tanto en la estimación de la reserva rodante necesaria para la adecuación de la generación a los cambios de demanda. En sistemas fotovoltaicos extensos, la inadecuada previsión de la reserva causa problemas para el control de frecuencia del sistema.

CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA ANTE DIFERENTES ESCENARIOS.

Introducción:

En el presente capítulo se realiza la descripción actualizada del sistema aislado Cayo Santa María especificando las características que poseen sus componentes, los cuales son la carga eléctrica instalada, la generación y las redes del mismo. Además, se obtienen las características y la influencia de la introducción de generación fotovoltaica en dicho Sistema Eléctrico de Potencia.

2.1 Descripción actualizada del Cayo Santa María.

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

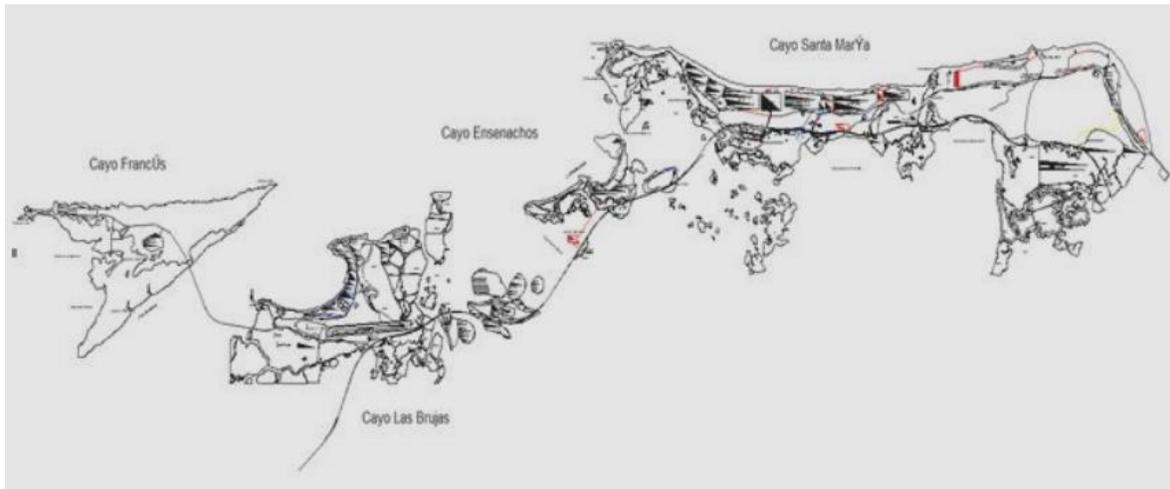


Figura 2.1 Polo Turístico Cayo Santa María.

El servicio eléctrico que abastece el cayerío norte de Las Villas se genera dentro del propio cayo, 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 13.8kV. A continuación, se describen brevemente los elementos principales del microsistema.

2.1.1 Carga instalada en el sistema.

El Sistema Eléctrico Cayo Santa María está dividido por cuatro circuitos llamados: Dunas, Ensenachos, Base de Apoyo y circuito del Este. Cada uno presenta dos circuitos excepto el Este que presenta tres circuitos. En la tabla 2.1 se muestra la capacidad total de los transformadores por circuitos.

Tabla 2.1 Capacidad total de los transformadores por circuitos (kVA).

	Dunas	Ensenachos	B.Apoyo	Este
Circuito 1	4080	8272.5	1637.5	12592.5
Circuito 2	4375	3430	31.50	9750
Circuito 3	--	--	--	17830
Total	8455	11702.5	4787.5	40172.5

La carga eléctrica en este microsistema tiene la característica que varía de acuerdo a la temporada turística (alta o baja), según especialistas UEB OBE Cayo Santa María, la demanda máxima ocurrida en el cayo es de 18.06MW, pero en el transcurso de este año todavía no se ha alcanzado, a pesar de existir un aumento de carga por la incorporación al sistema eléctrico de nuevos hoteles. Ejemplo de lo anterior es el mes de marzo que se considera en temporada de alta y su demanda máxima fue de 16.54MW ocurrida el día 20 de marzo. En la figura 2.2 se observa el comportamiento de la curva para todo el mes de marzo de 2018, realizada con los datos obtenidos durante la visita a la subestación del cayo.

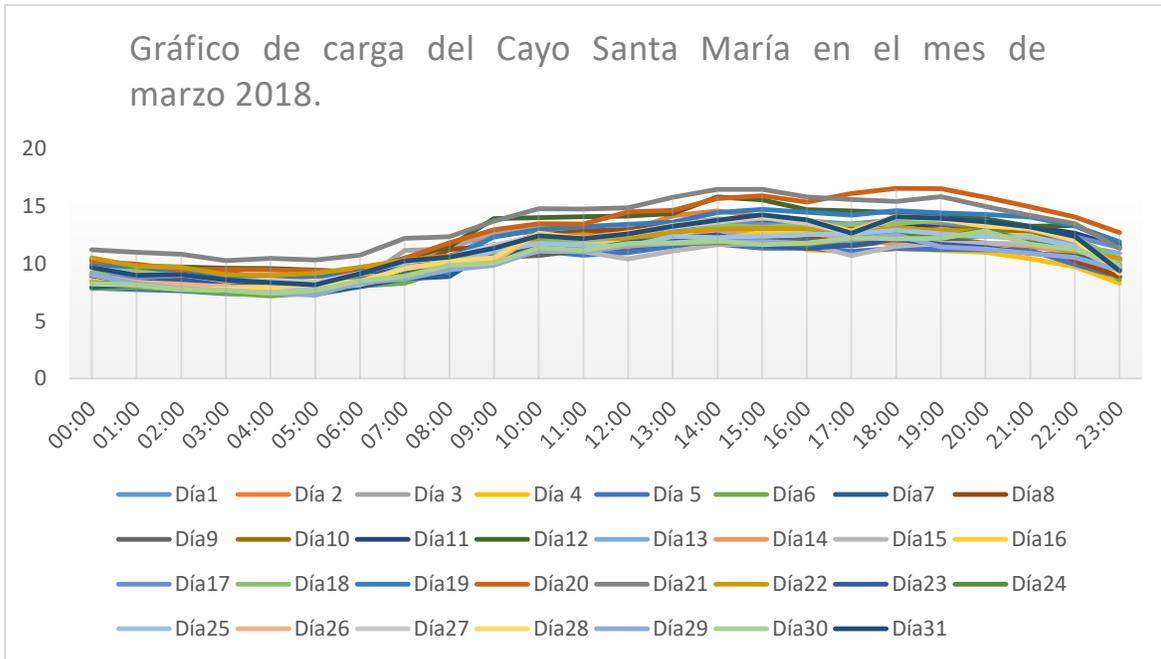


Figura 2.2 Gráfico de carga del polo turístico Cayo Santa María, marzo 2018.

Entre los principales factores que caracterizan estas curvas se encuentra un Factor de Carga (FC) que se localiza aproximadamente por los 0.8.

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

2.1.2 Generación instalada.

Actualmente existen instaladas varias tecnologías de generación, entre las que se encuentran:

- 2 máquinas MAN tecnología alemana de fuel oíl de 3.85MW encargadas de regular la frecuencia del sistema.
- 8 máquinas MTU de diésel tecnología alemana de 1.89MW y 12 máquinas MTU tecnología china de 2.1 divididas en dos baterías, para un total de 20 máquinas MTU las cuales se encargan de la carga pico.
- 4 máquinas HYUNDAI tecnología coreana de fuel oíl de 1.7MW que se encargan de llevar la carga base del sistema.

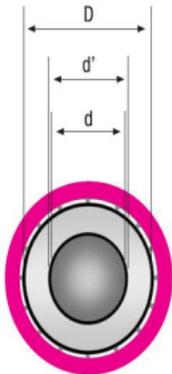
El sistema cuenta en este momento con una capacidad total de generación de 54.82MW. Como se muestra en los datos anteriores la capacidad instalada es muy superior a la demanda, pero por los problemas de disponibilidad de esta tecnología, además su condición de isla no permite que la relación entre demanda máxima y potencia instalada sea menor. Este año se les instalaron a las máquinas MTU de tecnología china, reguladores del tipo Europa las cuales son las encargadas de regular frecuencia junto a las máquinas MAN.

2.1.3 Datos de las Redes.

Para enlazar la generación y la carga en el microsistema Cayo Santa María se utilizan redes soterradas con un nivel de voltaje de 13.8kV, 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).

Tabla .2.2 Parámetros de los conductores soterrados de aluminio utilizados en las redes actuales del sistema aislado Cayo Santa María[24]



Conductor		18/30			Resistencia R (Ω/km) a 20 °C	Reactancia Xl (Ω/km) 60 Hz	Suceptancia Bc (s/km) 60 Hz
Cobre	XLPE	kV					
Sección mm ²	d	d'	D				
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
				R (Ω/km) a	Xl (Ω/km)	Bc (s/km)
Sección mm ²	d	d'	D	20 °C	60 Hz	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

Las redes alimentan las zonas Norte, Este, Oeste y Base Apoyo. Toda la carga queda alimentada por un esquema doble radial, en cada nodo hay un sistema de centros de conmutación o transformación donde se hace el intercambio manual o automático en caso de falta de servicio por el alimentador principal. Este esquema es más fiable para servir cargas de primera categoría como son los hoteles. La figura 2.3 muestra el monolineal simplificado del Sistema Eléctrico de Potencia Cayo Santa María actualizado en 2018.

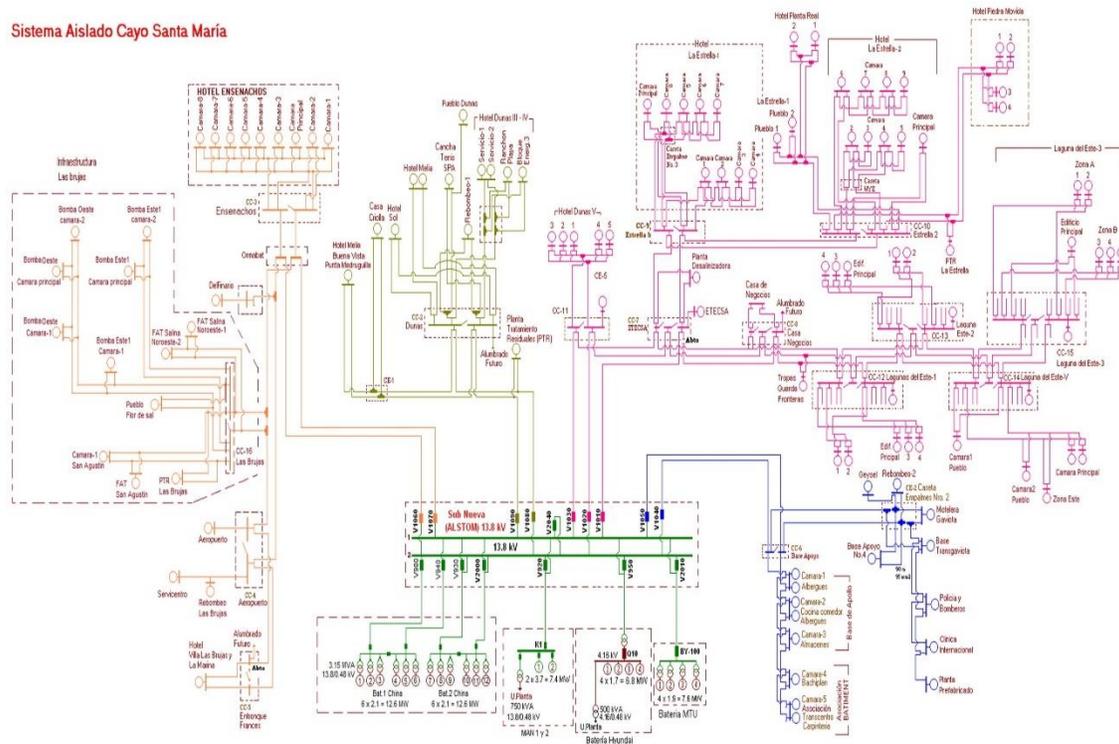


Figura 2.3 Monolineal del Sistema Aislado Cayo Santa María 2018.

2.2 Integración de la Energía fotovoltaica al sistema.

Mediante la implementación de los Lineamientos aprobados en el Sexto Congreso del Partido, se aprobó la Política para el Desarrollo Perspectivo de Fuentes Renovables y el uso eficiente de la Energía, por eso existe el interés de la Unión Eléctrica de integrar la energía solar fotovoltaica a las redes eléctricas del polo turístico Cayo Santa María. Siendo una vía de incrementar la capacidad de generación eléctrica instalada y diversificar las fuentes de generación. Reduciendo así, el consumo de combustibles fósiles, para de esta forma disminuir la contaminación atmosférica que trae consigo su quema.

2.2.1 Ubicación del Parque Fotovoltaico.

En el Cayo Santa María, se presenta por parte de Unión Eléctrica (UNE) un proyecto donde existirá un área para la instalación de un parque fotovoltaico de 2MW: Área continua (oeste-suroeste) a la Planta de Tratamiento Residuales (PTR) de La Estrella, dicho parque estará conectado en el circuito 1 Este V1030.

El área mostrada en la figura 2.4 para el emplazamiento de la Planta Fotovoltaica, se caracteriza por ser relativamente llana, de escasa posibilidad de inundaciones y fue seleccionada por planificación física en coordinación con las demás entidades que atienden el polo turístico. El emplazamiento tiene condiciones que facilitan su construcción, conexión a la red eléctrica y futura operación. En resumen sus ventajas son:

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



Figura 2.4 Imagen Satelital del Cayo Santa María con la localización del Parque Fotovoltaico.

2.3 Índice de Penetración Fotovoltaica.

Al existir 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 [25]: la relación entre la generación total fotovoltaica y la generación total del sistema, siendo definida por la expresión 2.1 :

$$\%Penetración\ FV = \frac{G.total\ fotovoltaica(MW)}{G.total\ del\ sistema} \quad (2.1)$$

En el caso de estudio del polo turístico Cayo Santa María se disponen a instalar 2MW de generación fotovoltaica .Existen escasos estudios que entregan información sobre como altos niveles de penetración impactan a la estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia, y más aún, los resultados de dichos estudios difícilmente pueden ser generalizados a todos los sistemas, 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%.Los estudios anteriores permiten formarse una idea sobre un porcentaje máximo de penetración de Generación Distribuida en los Sistemas Eléctricos de Potencia, ya que dichos estudios responden a las características propias de los sistemas

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

Al aplicar la fórmula 2.1, el porcentaje de penetración fotovoltaica para las redes del caso en los estados de máxima, media y mínima carga son:

Para carga máxima (4:00pm-10:00pm):

Tabla 2.4 Distribución de la generación para el estado de carga máxima con PFV

Generador	P.Generada(MW)	Q.Generada(MVAR)
G1-HYU	1.2	0.5
G2-HYU	1.2	0.5
G3-HYU	1.2	0.5
G4-HYU	1.2	0.5
MTU-G1	1.4	0.7
MTU-G1	1.4	0.7
MTU-G7	1.2	0.5
MAN-G1	2.3	1.2
MAN-G2	2.3	1.2
GFV Estrella	2	0
Total	15.4	6.3

$$\%Penetración\ FV = \frac{2}{15.4} \times 100 = 12.98 \%$$

Para carga media (10:00am-4:00pm):

Tabla 2.5 Distribución de la generación para el estado de carga media con PFV

Generador	P.Generada(MW)	Q.Generada(MVAR)
G1-HYU	1.2	0.5
G2-HYU	1.2	0.5
G3-HYU	1.2	0.5
G4-HYU	1.2	0.5
MAN-G1	1.3	0.2
MAN-G2	1.3	0.2
MTU-G5	1.2	0.2
MTU-G6	1.2	0.2
GFV Estrella	2	0
Total	11.8	2.8

$$\%Penetración\ FV = \frac{2}{11.8} \times 100 = 16.95\%$$

Para carga mínima (10:00pm-10:00am):

Tabla 2.6 Distribución de la generación para el estado de carga mínima con PFV

Generador	P.Generada(MW)	Q.Generada(MVAR)
G4-HYU	1	-0.5
MAN-G1	2.4	0.6
MAN-G2	2.4	0.6
Total	5.8	0.7

El porcentaje de penetración fotovoltaica es cero porque la demanda mínima ocurre en horas de la madrugada.

Como se puede observar anteriormente el porcentaje de penetración no implica un problema a la hora de provocar variaciones instantáneas de carga en el Sistema Eléctrico Cayo Santa María debido a que en los estados de cargas máxima y media el porcentaje de penetración no sobrepasa el 30%.

2.4 Implementación de la red del Cayo Santa María en el software técnico PSX.

El objetivo de esta investigación es el análisis de la estabilidad de frecuencia en el Sistema Aislado Cayo Santa María ante la implementación del Parque Fotovoltaico (PFV) con una capacidad de 2MW. Para este análisis se trabaja con los datos de carga media que es en el horario que el PFV entrega toda su capacidad. Para dicho análisis se utiliza el software técnico *Power Systems Explorer* en el cual se realiza dos grupos de simulaciones como se muestra a continuación:

- Simular cortocircuitos trifásicos y monofásicos en las barras a la salida de la subestación y en las barras al final de cada uno de los circuitos con el objetivo de ver el comportamiento del voltaje en la barra (PTR-Estrella) donde está conectado el PFV para de esta forma comparar los resultados y analizar si está por debajo de 0.9 el voltaje nominal del PFV (protección por sobrecorriente 51V por tensión controlada).
- Simular cortocircuitos trifásicos y monofásicos en cada una de las líneas que salen de las barras de la subestación de generación y de las que recorren el último tramo de cada circuito. Los cortocircuitos tendrán un tiempo mayor que las simulaciones anteriores para que en cada caso ocurra la apertura de la línea y se cierre, y al no haberse eliminado la falla vuelva a abrirse la línea. En estas condiciones se analizará el comportamiento de la frecuencia y la entrega de potencia de las máquinas.

2.4.1 Software PSX.

El *Power Systems Explorer* (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 Centro de Estudios Electroenergético (CEE) que se desempeñan en las diversas disciplinas de los sistemas eléctricos de potencia. Esta herramienta 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. En la investigación en cuestión el *software* PSX se utiliza con el objetivo de analizar el comportamiento de la estabilidad transitoria ante diferentes contingencias como cortocircuitos en barras y líneas. La programación se logra utilizando la opción de *switchings* del *software* PSX mostrado en la figura 2.5.

Barras Líneas Transformadores Generadores Capacitores Reactores SVC Z. Mutua Modelos Dinámicos Switchings Automáticas R.	
Fichero: .SWH Descripción: Switching1	
Id	Descripción
1	Interruptor Generador [PFV] Apertura Tripolar a los 1.15 seg.
2	Falla Shunt Línea [Q14 - Sub13-B1 Q14-Cto#1-Dun;Mad] 3f a tierra (51.00%) del envío entre [1.00]-[4.00]. seg.
3	Interruptor Línea [Q14 - Sub13-B1 Q14-Cto#1-Dun;Mad] Apertura Tripolar por envío 1.12 seg. recibo a 1.12 seg.
4	Interruptor Línea [Q14 - Sub13-B1 Q14-Cto#1-Dun;Mad] Cierre Tripolar por envío 2.12 seg. recibo a 2.12 seg.
5	Interruptor Línea [Q14 - Sub13-B1 Q14-Cto#1-Dun;Mad] Apertura Tripolar por envío 2.24 seg. recibo a 2.24 seg.

Figura 2.5 Ventana de *Switchings*.

En *switchings* se encuentra el enlace para programar una falla *shunt* mostrado en la figura 2.6 donde se utiliza para la programación un tiempo en el caso de ocurrir un cortocircuito en una barra de 1s a 1.064s. Para el caso de una línea se utiliza de 1s a 4s dándole tiempo para que ocurra la apertura, cierre y de nuevo se abra dicha línea. Como se observa en la figura 2.5 en el enlace de *switchings* donde se muestra cuatro corridas programadas.

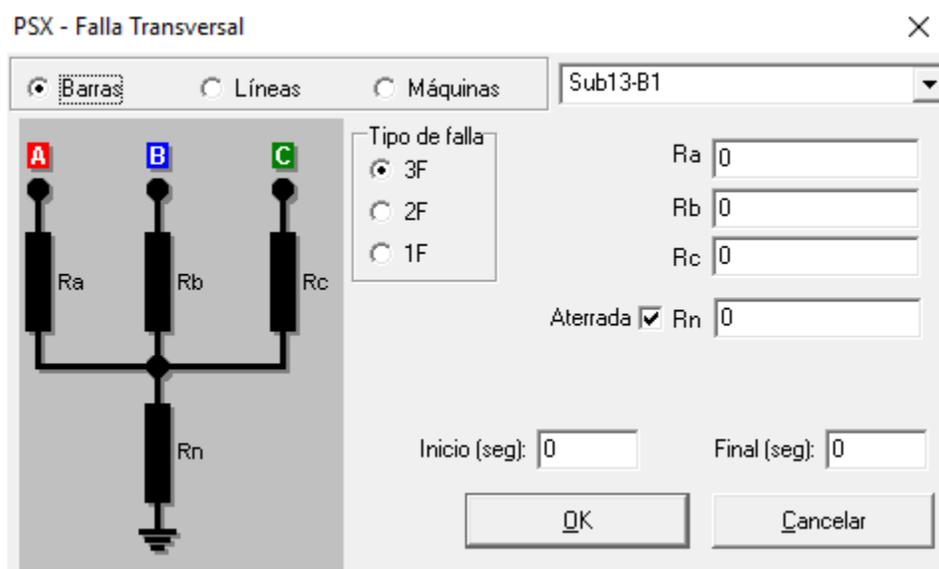


Figura 2.6 Interfaz para programar una Falla *shunt*.

Otra opción del *switchings* es la apertura o cierre de interruptores como se muestra en la figura 2.7 y en el caso de este trabajo se le otorga para la apertura un tiempo de envío y recibo de 1.120s, por otra parte al cierre se le otorga un tiempo de envío y recibo de 2.120s.



Figura 2.7 Interfaz del PSX para la programación de apertura y cierre de un interruptor.

2.5 Averías ocurridas en el Cayo Santa María.

El sistema aislado Cayo Santa María presenta un esquema bastante estable. Pero, está expuesto a la ocurrencia de averías, debido al mal funcionamiento de los equipos de

protección, causas naturales o por errores de los operarios. A continuación, se muestra el informe de las fallas ocurridas en este sistema durante los años 2016 y 2017.

Año 2016: por falta del servicio eléctrico ocurren 12 fallas, de ellas:

- El 25% (3/12) de las averías ocurren por corte de línea soterrada.
- El 59% (7/12) de las averías ocurren por disparo de generadores.
- El 16% (2/12) de las averías ocurren por inadecuada operación de la subestación.

Año 2017: por falta del servicio eléctrico ocurren 9 fallas, de ellas:

- El 56% (5/9) de las averías ocurren por disparo de los generadores.
- El 22% (2/9) de las averías ocurren por causa externa disparo de sobrecorriente.
- El 11% (1/9) de las averías ocurren por corte de línea soterrada.
- El 11% (1/9) de las averías ocurren por el mal funcionamiento de los equipos de protección.

Es importante saber que cuando se habla de disparo de un generador, esto puede ser ocasionado por:

- alta temperatura en sus devanados
- fallo en la bomba de combustible
- caída de frecuencia
- fallo en la coordinación de protecciones
- problemas automáticos, entre otros.

2.5.1. Avería 22 de julio del 2016 ocurrida a las 11.00 horas

Tabla 2.7 Motores en línea a la hora del disparo en avería 22-7-2016

Motor	Carga(MW)
MAN 1	2.315
HHI 1	1.244
HHI 2	1.277
HHI 3	1.266
HHI 4	1.278
MTU 6	1.242
MTU 8	1.441
MTU 9	1.436

Máxima Demanda: 12.95MW

Causa Raíz: Coordinación de protecciones.

Causa desencadenante : Ocurre un corto circuito en el ventilador 1 de tiro forzado del MAN 1 en el aislamiento, lo que hace que dispare el transformador de 750 kVA de uso de planta

en la nave MAN, que alimenta la barra de 480V, por mala operación de la coordinación de las protecciones propias de la MAN.

Descripción: A las 11:00:21am del día 22-07-2016 en medio del proceso de limpieza de turbo, específicamente a la MAN 2, ocurre un cortocircuito en uno de los motores de los ventiladores de tiro forzado del MAN 1 lo que hace que dispare la barra de 480V, provocando una salida de todas las unidades generadoras.

Se abre el interruptor K04, producto a una avería en el ventilador 1 de tiro forzado del MAN 1, que energiza por alta al transformador de 750kVA de uso de planta en la nave MAN perdiéndose la referencia de 480V por lo que se disparan los dos motores MAN. Los 4 motores Hyundai aumentan la carga tratando de asumir lo cedido por el generador MAN, disparando a los 21ms, no logran estabilizar la frecuencia por lo que disparan por df/dt los 3 motores MTU conectados en paralelo.

A continuación, salen de operación los 4 generadores Hyundai por:

Hyundai 1: sobrecarga

Hyundai 2: sobre-corriente

Hyundai 3: sobrecarga

Hyundai 4: sobre-velocidad

Quedando el sistema en cero eléctrico

Proceso de restablecimiento: Seguidamente se procede a restablecer el cero eléctrico arrancando la MTU 6 en isla, después se sincroniza la MTU 4 en isla lo que provoca que la frecuencia alcanzara 63Hz y el voltaje 505V, con esas condiciones no se puede sincronizar las MTU en paralelo (Parámetros del sistema 480V/60Hz para las MTU). Se lleva el sistema a cero otra vez, se arranca la MTU 2 en isla y a continuación se sincroniza la MTU3 en isla también, alcanzándose 63Hz y 502V.

Se lleva el sistema a cero nuevamente, se arranca la MTU 4 en isla luego se sincroniza a la MTU 2 en isla con frecuencia de 63Hz y 505V. Se lleva a cero el sistema y se procede a entrar en isla con la MTU 11, se empiezan a conectar la MTU 2 en carga base y se empiezan a cerrar los circuitos. Se van conectando en paralelo la MTU 3, luego la MTU 6, la MTU 4 y la MTU 7 se cierra el interruptor K04, se arranca la MAN 2, se espera hasta que levante la SCADA (programa utilizado para controlar las MTU automáticamente) aproximadamente 25min y se sincroniza en carga base, se procede a bajar la carga en la MTU 11 para comenzar a regular frecuencia con la MAN 2.

Restablecimiento total del cayo: 12:23pm.

Tiempo afectación: entre 28 y 83min.

Clientes afectados: 128 clientes.

TIU (Tiempo de interrupción): 0.84 h

2.5.2 Avería 27 de julio del 2016 ocurrida a las 14.32 horas

Tabla 2.8 Motores en línea a la hora del disparo en avería 27-7-2016.

Motor	Carga(MW)
MAN 1	2.452
MAN 2	2.271
HHI 1	1.366
HHI 2	1.351
HHI 3	1.351
HHI 4	1.360
MTU 4	1.337
MTU 9	1.411

Máxima Demanda: 14.41MW

Causa Raíz: Disparo V1070 por conductor cortado a la salida del S1613, zona infraestructura las Brujas Farallón Bomba Oeste.

Descripción: A las 14:32h se abre el circuito V1070- Circuito1 Ensenachos con 445KW de carga por sobre corriente siendo afectada la Construcción Las Brujas. Fueron cortadas dos fases de la línea de 13kV en el circuito 1 Ensenachos en la zona de Farallón Bomba Oeste por una retrocabadora. Dada la información, se presentaron en el lugar trabajadores de la Brigada de Soterrado para darle solución inmediata a la falla quedando la misma aislada y permaneciendo afectado un solo servicio.

Restablecimiento: 15.36pm.

Tiempo afectación: 1.04min.

Clientes afectados: 1 cliente.

TIU: 0.07h.

2.5.3 Avería 12 de diciembre del 2016 ocurrida a las 11.39 horas.

Tabla 2.9 Motores en línea a la hora del disparo en avería 12-12-2016.

Motor	Carga(MW)
MTU 5	1.328
MTU 9	1.313
MTU 10	1.311
MTU 12	1.207
MAN 1	2.667
HHI 1	1.135
HHI 2	1.096
HHI 3	1.097
HHI 4	1.121

Máxima Demanda: 12.28MW

Causa Raíz: En la implementación y ajuste del P-143 del interruptor V-940, se genera una señal que activa la protección especial de Barra, que origina la salida de la generación de dicha barra por la apertura de V-2040.

Causa Desencadenante: Se abre enlace de barra V-2040, V-920 (entrada de generación MAN) y V-2010 (entrada de las MTU), a causa de la actuación especial de barra, provocada por una señal disparo indicada por el Relé P-143 de la celda de entrada de generación V-940.

Descripción: A las 11:39h se abre enlace de barra V-2040, el V-920 y V-2010 por una señal de disparo indicada por el Relé P-143 de la celda de entrada de generación V-940, esto provoca que la carga de 12.359 MW que estaba en el sistema quede en 4.651MW con una caída de 7.708MW y una variación de frecuencia hasta llegar a 59.20Hz, la MAN se queda con 178kW que es su uso de planta y se fueron del sistema todas las MTU que se encontraban por el contenedor de media tensión (5, 9, 10, 12). La barra 1-B y las celdas de salida V-1010, V-1030, V-1050, V-1070, V-1090, se quedan cerradas pero sin carga, en la barra 2-A se quedan los circuitos cerrados con su respectivas cargas, alimentadas por la batería HHI, a las 11:47h se abre todos los circuitos de la barra de forma manual, para crear las condiciones previas y cerrar el enlace de barra a las 11:47h, se cierra V-2010. A las 11:52:32 se dispara la batería HHI por bajo voltaje (4007, el disparo está previsto a 4035), y arrastra los circuitos de la barra 2-A, actuando por Descarga Automática de Frecuencia (DAF) a las 11:52:32 el V-1060, 11:53:01 el V-1020 y a las 11:54 el V-1080, quedando el sistema en cero totalmente. A las 11:57 se descarga en potencia activa la MAN 1 para abrir el interruptor y poder cerrar el V-920 que es la conexión a la barra, y quede listo para la sincronización. A las 12:20h se cierra en isla MTU 10 y en régimen base la batería Hyundai.

Restablecimiento: 12.50pm.

Tiempo afectación: entre 45 y 70min.

Clientes afectados: 58 clientes.

TIU: 0.62h.

2.5.4 Avería 28 de enero del 2017 ocurrida a las 07:53 horas.

Tabla 2.10 Motores en línea a la hora del disparo en avería 28-1-2017

Motor	Carga(MW)
MAN 1	2.249
MAN 2	2.297
HHI 1	1.161
HHI 3	1.131
HHI 4	1.237
MTU China 10	1.574

Máxima Demanda: 9.649 baja a 7.827MW

Causa Desencadenante: Sello de la *Booster* 1 de las HHI averiado .Al averiarse la presión de combustible comenzó a bajar, la *Booster* 2 no arranco automáticamente disparándose los 3 HHI.

Causa Raíz: Falla del automatismo de la *Booster* 2 HHI, que arranco.

Descripción: A las 7:53:54 la *Booster* 1 de las HHI que se encontraba en línea, se le avería el sello y la presión de combustible comenzó a bajar, la *Booster* 2 no arranco automáticamente disparándose los 3 HHI, el presostato que a los 7 Bar debe mandar arrancar la *Booster* 2 que se encontraba en la posición de automática no lo hizo. La salida de las 3 HHI del sistema provoca una caída brusca de la frecuencia y de carga. Esto provoco que en la subestación, las protecciones de frecuencia actuaran sobre los circuitos.

Proceso de restablecimiento: se mantienen cerrados los demás circuitos, a las 7:55h se comienza a reponer de inmediato sincronizando las MTU12 China a las 07:55h, y MTU 11 Chinas a las 07:57h como apoyo, queda repuesto el sistema completo a las 08:04h.

Avería: Sello *Booster* 1 HHI y presostato.

Restablecido: 08:04h

Tiempo afectación: 8min.

Clientes afectados: 11 clientes

TIU: 0.02h

2.5.5 Avería 3 de mayo del 2017 ocurrida a las 14:09 horas.

Tabla 2.11 Motores en línea a la hora del disparo en avería 3-5-2017

Motor	Carga(MW)
MAN 2	2.639
MTU 8 vieja	1.411
MTU 7 nueva	1.621
MTU 10 nueva	1.598
MTU 11 nueva	1.611
MTU 12 nueva	1.587
HHI 1	1.198
HHI 2	1.290
HHI 3	1.273
HHI 4	1.273

Máxima Demanda: 15.30MW

Causa Raíz: Por Protección de Corriente.

Causa Desencadenante: Disparo de la MTU 6 que se estaba probando al 90%, lo que provoca oscilaciones de frecuencia, la cual arrastra la batería Hyundai

Descripción: Se dispara V-1070 Ensenacho 1 a las 14:09h por protección de corriente. Se le informa al despacho que había 945kW. A las 14:50 h Cerrado V-1070 después de aislar en el Centro de Conmutación Las Brujas, el despachador orientó cerrar. Se preparó la operación a las 14:53h se dispara de nuevo V-1070 y se informa al despacho. A las 14:55h Se cierra V-1070 y se da servicios a los clientes se informa al despacho. 15:00h Brigada Soterrado sigue trabajando para buscar la falla ocurrida. Se le da Servicio por otro lado. 22:45h encontraron la falla después volvieron V/C calentar. Farallón Bomba Oeste. Se habla con la operación para que preparen el sistema.

Restablecido: 22:45h

Tiempo afectación: 36min.

TIU: 0.06h

2.5.6 Avería 15 de junio del 2017 ocurrida a las 8:38 horas.

Tabla 2.12 Motores en línea a la hora del disparo en avería 15-6-2017

Motor	Carga(MW)
MAN 1	2.374
MAN 2	2.221
HHI 1	1.198
HHI 2	1.197
HHI 3	1.214
HHI 4	1.014
MTU 2	1.480

Máxima Demanda: 13.21MW

Causa Raíz: Causa Externa.

Descripción de la Avería: Disparo V1090 por sobrecorriente por frecuencia se abrió los circuitos V1010, V1020 y V1080. Se cerraron V1080- 8:38h, V1020- 8:39h y V1010- 8:40h. Se dispara por DAF el circuito V-1010 con salida a Laguna 1 a las 8:49h por sobrecorriente con 1707kW de carga, 9:17h Se pasa la carga del circuito V-1090 para el circuito V-1080, 10:02 Se cierra V-1090 devolviéndole el servicio, ocurriendo otra falla a esta misma hora por sobrecorriente lo que trajo consigo que se abriera nuevamente este circuito. 10:32h se abre V-1020 por sobrecorriente con una carga de 2500kW. 10:57h Se cierra V1020 devolviendo el servicio. A las 10:59h se cierra V1010 devolviendo el servicio.

Restablecido: 10:59am

Tiempo afectación: 2:31min.

TIU: 0.18h

2.5.7 Avería 4 de agosto del 2017 ocurrida a las 11:25 horas.

Tabla 2.13 Motores en línea a la hora del disparo en avería 4-8-2017

Motor	Carga(MW)
MAN 1	2.420
MAN 2	2.310
HHI 1	1.214
HHI 2	1.261
HHI 3	1.257
HHI 4	1.209
MTU 2	1.408
MTU 1 China	1.555
MTU 2 China	1.569
MTU 7 China	1.557
MTU 10 China	1.533

Máxima Demanda: 15.56MW

Descripción de la incidencia: A las 11:25h Disparo de interruptor V950 entrada grupos Hyundai, V940 grupos MTU Chinos batería 1b, V2010 MTU Alemanas, V930 grupos MTU Chinos batería 2b, todas por la especial de barras. 11:25h Disparo de interruptor de entrada de MTU barra 1a V980. A las 11:25 Disparo de interruptor de enlace de barra V2040. Siendo las 11:25AM se abren por DAF los circuitos: V1050 Base Apoyo 2, V1070 Ensenachos 1, V1090 Dunas 2, V1010 Lagunas 1, V1030 Este 3. Luego de realizada las operaciones se procede a cerrar los circuitos.

Causa raíz: transformador de 630kVA cámara de flor de sal con bajo aislamiento, circuito V1070 Ensenachos 1.

Observaciones: El V1070 detecto la falla pero no abrió en tiempo, hubo actuación del respaldo local de la barra que abrió el enlace de barras y todos los interruptores de entrada de la generación, dispararon por DAF el V1070, V1050, V1090, V101 y V1030.

Transformador con bajo aislamiento en cámara Flor de Sal, fusible con problemas, el V1070 no abrió y actúa el respaldo local barra1 en la sub (50bf)

TIU: 0.73h

2.7 Conclusiones

Como conclusiones del capítulo se presentan:

1. Se realiza la descripción actualizada del Sistema Eléctrico del Cayo, dando la capacidad total de los transformadores por circuitos y la generación instalada actual. Destacando la instalación de reguladores de tipo Europa a los MTU de tecnología China, siendo estos los encargados de regular la frecuencia junto a las MAN.
2. Se muestra un monolineal actualizado en 2018 y se especifica la ubicación donde se construirá el Parque Fotovoltaico así como el circuito al cual se va a conectar. Además, con el fin de analizar la estabilidad de frecuencia ante situaciones de cortocircuitos se da una explicación de donde se van a simular dichas contingencias y se brinda una breve reseña de cómo se implementa estas simulaciones en el Software *Power Systems Explorer*.
3. Se presenta un resumen de las averías ocurridas durante los años 2016 y 2017. Destacando, que las causas más abundantes son, la salida de operación de los generadores y el corte de líneas soterradas. Es importante mencionar que en el año 2017 hubo una disminución de averías con respecto al 2016

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Introducción

En este capítulo se realiza el estudio de la estabilidad de frecuencia en el SEP Cayo Santa María con la implementación del parque fotovoltaico, mostrando los resultados algunas de las pruebas realizadas con perturbaciones de cortocircuitos en líneas y barras durante el estado de carga media, se tuvo en cuenta la reserva rodante disponible después de cada falla.

3.1 Condiciones iniciales para el análisis de la estabilidad de frecuencia.

El estudio de estabilidad de frecuencia de la presente investigación se realiza como se mencionó anteriormente para el estado de carga media del circuito la cual es de alrededor de 11.8MW, coincidiendo esta con la máxima generación del parque fotovoltaico de 2MW. La distribución de esta demanda para cada una de las unidades generadores se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Distribución de la generación para carga media.

Generador	P.Generada(MW)	Q.Generada(MVAR)	H(s)	S(MVA)	Pmáx(MW)
G1-HYU	1.2	0.5	1.167	1.95	1.70
G2-HYU	1.2	0.5	1.167	1.95	1.70
G3-HYU	1.2	0.5	1.167	1.95	1.70
G4-HYU	1.2	0.5	1.167	1.95	1.70
MAN-G1	1.3	0.2	1.500	4.85	4.20
MAN-G2	1.3	0.2	1.500	4.85	4.20
MTU-G5	1.2	0.2	0.560	2.36	1.80
MTU-G6	1.2	0.2	0.560	2.36	1.80
GFV Estrella	2	0	0	0	0
Total	11.8	2.8	9.288	22.22	18.8

Para calcular la inercia del sistema se utiliza la ecuación 3.1 dando como resultado 0.93s.

$$H_{sist} = \frac{\sum H_i \times S_i}{S_{tot}} \quad (3.1)$$

La tabla 3.2 muestra la reserva rodante que aporta cada tecnología al sistema, el parque fotovoltaico no aporta reserva rodante por lo que la responsabilidad de estabilizar el sistema es de las unidades MAN y HYU.

Tabla 3.2. Reserva Rodante disponible en el sistema en carga media

Tecnología	Reserva Rodante
HYUNDAI	2
MAN	51
TOTAL	7.1

El total de reserva rodante es suficiente para estabilizar el sistema en caso de ocurrir alguna salida inesperada de cualquiera de las unidades generadoras ya que este está por encima del valor de la mayor máquina que es el criterio que se sigue en la Dirección Técnica de la Empresa Eléctrica.

Seguidamente se analiza la estabilidad de frecuencia con la implementación del parque fotovoltaico en el sistema eléctrico ante cortocircuitos en barras y líneas.

3.2 Análisis de estabilidad ante cortocircuitos en barras.

Seguidamente se analizan un grupo de cortocircuitos monofásicos y trifásicos en barras los cuales serán simulados en el *software* PSX, se analizan estos tipos de cortocircuitos ya que el trifásico es el mayor de todos y el monofásico es el más común en este tipo de red. El objetivo de esta simulación es analizar el voltaje que producirá en la barra de conexión del parque fotovoltaico al SEP y de esta forma analizar la posible salida del mismo por voltaje mínimo ya que si al ocurrir una falla el voltaje en la barra de conexión del parque al SEP cae por debajo de el 90% del voltaje nominal este debe salir de operación, este tipo de protección es llamada protección de sobrecorriente por voltaje reducido.

Para el análisis de cortocircuitos en barras, en este trabajo se presentan 6 escenarios diferentes:

1. Cortocircuitos trifásico y monofásico en la barra 1.
2. Cortocircuito trifásico y monofásico en la barra 2.
3. Cortocircuito trifásico y monofásico en la barra Pueblo Dunas.
4. Cortocircuito trifásico y monofásico en barra Cámara 2-Este 1.
5. Cortocircuito trifásico y monofásico en la barra Cámara 5.
6. Cortocircuito trifásico en la barra Cámara 2 Hotel Planta Real.

A continuación, se detallan los resultados de las simulaciones para cada uno de estos escenarios

3.2.1 Cortocircuitos trifásico y monofásico en la barra 1.

La barra 1 es una de las dos barras de salida que se encuentra en la subestación de generación, como se mencionó anteriormente el objetivo es determinar el voltaje en la barra de conexión del PFV al sistema eléctrico (barra denominada como PTR-Estrella), la cual se encuentra a una distancia aproximada de 4.3km de la subestación. En la figura 3.1 se puede apreciar el comportamiento del voltaje en la barra PTR-Estrella para un cortocircuito trifásico ocurrido en la salida de la subestación de generación (barra 1), observándose que ocurre una variación del mismo alcanzando un valor mínimo de 1.85kV, valor este que se encuentra por

debajo del 90% del voltaje nominal del sistema por lo que el PFV saldrá de operación poniendo al sistema en una situación todavía más crítica de operación.

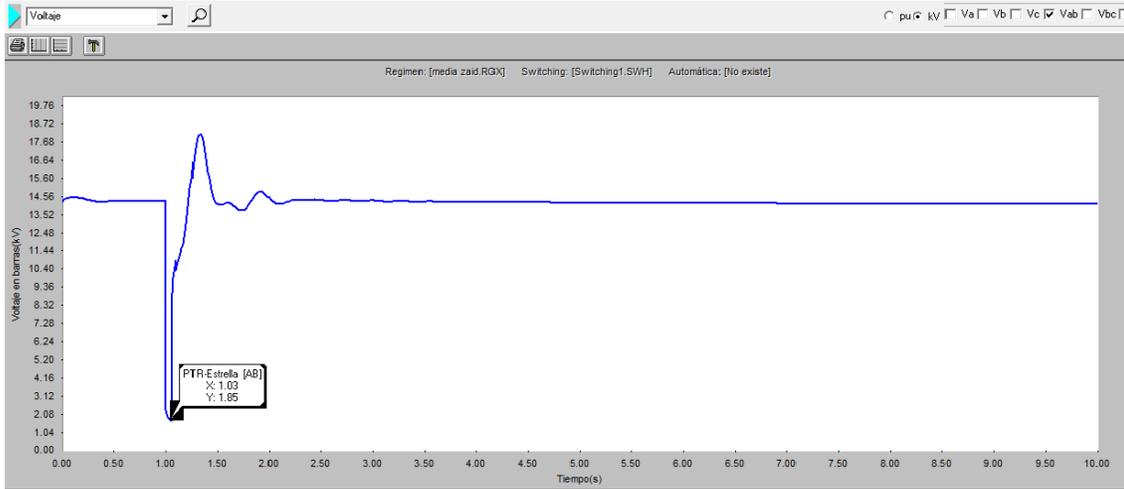


Figura 3.1 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito trifásico en barra1.

La figura 3.2 muestra las variaciones que ocurren en la frecuencia producidas por la salida del PFV una vez que las protecciones son capaces de eliminar la falla del sistema.

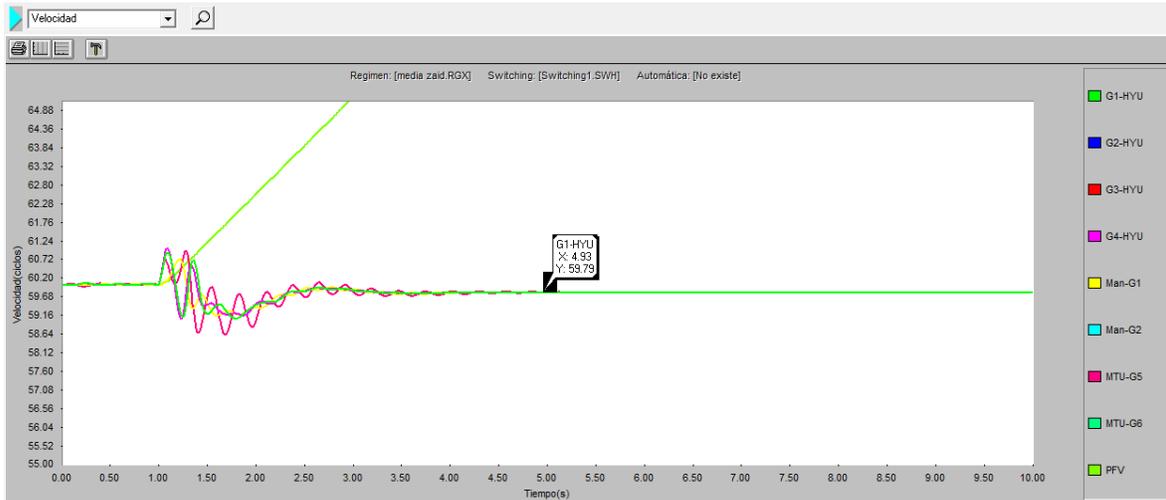


Figura 3.2 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito trifásico en la barra1.

La tabla 3.3 presenta los valores máximo y mínimo de frecuencia alcanzados por los generadores ante la salida del parque.

Tabla 3.3 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico en la barra 1

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.88Hz -1.11s	60.71Hz - 1.20s	60.93Hz -1.27s
Punto mínimo	59.08Hz - 1.77s	59.21 Hz - 1.56s	58.68Hz - 1.66s
Se estabiliza	59.78Hz-1.56s	59.77Hz-4.03s	59.81Hz-4.86s

Como se observa el comportamiento de la frecuencia ante la salida del parque fotovoltaico se estabiliza 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 59.7Hz y 60.3Hz. La recuperación de la frecuencia ocurre aproximadamente a los 5s, no existe actuación de la descarga automática por frecuencia.

Un análisis similar se realiza considerando el cortocircuito monofásico que es el más común en este sistema. Los resultados obtenidos se presentan en el anexo 1 del presente trabajo.

3.2.2 Cortocircuito trifásico y monofásico en la barra 2.

La barra 2 es la segunda de las dos barras de salida de la subestación de generación. Al igual que para el caso anterior el objetivo es determinar el voltaje en la barra PTR-Estrella que coincide con la barra de conexión del PFV al sistema eléctrico.

En la figura 3.3 se muestra el comportamiento del voltaje en la barra PTR-Estrella para un cortocircuito trifásico ocurrido en la salida de la subestación de generación (barra 2), observándose que al igual que para el caso anterior ocurre un hueco de tensión alcanzando un valor mínimo de 1.78kV, valor este que también se encuentra por debajo del 90% del voltaje nominal del sistema por lo que el PFV saldrá de operación poniendo al sistema en una situación todavía más crítica de operación.

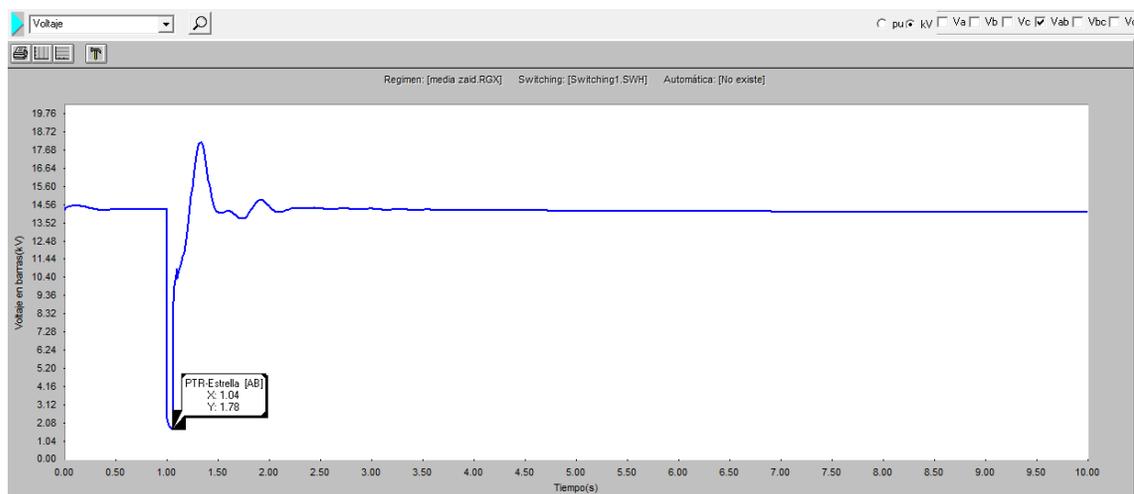


Figura 3.3 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito trifásico en barra2.

La figura 3.4 muestra las variaciones que ocurren en la frecuencia del sistema al salir de operación el PFV una vez que se elimina la falla.

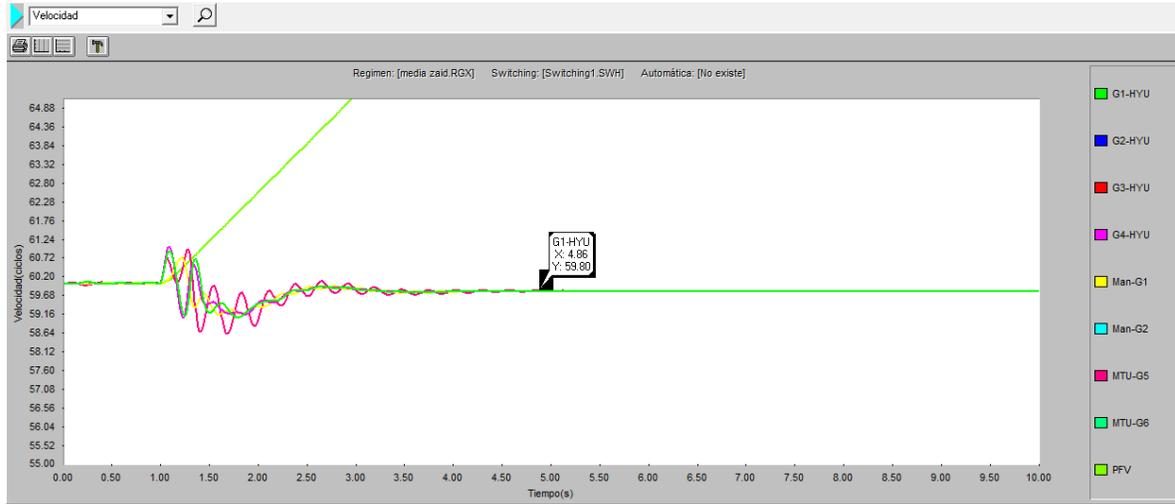


Figura 3.4 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito trifásico en la barra2.

La tabla 3.4 presenta los valores máximo y mínimo de frecuencia alcanzados por los generadores ante la salida del parque.

Tabla 3.4 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico en la barra 2

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.89Hz – 1.11s	59.89Hz – 1.20s	60.93Hz -1.27s
Punto mínimo	59.18Hz – 1.23s	59.16 Hz – 1.58s	58.68Hz – 1.66s
Se estabiliza	59.77Hz-3.91s	59.77Hz-4.05s	59.81Hz-4.86s

Como se observa el comportamiento de la frecuencia ante la salida del parque fotovoltaico se estabiliza 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 59.8Hz y 60.3Hz. La recuperación de la frecuencia ocurre aproximadamente a los 5s, no existe actuación de la descarga automática por frecuencia.

Un análisis similar se realiza considerando el cortocircuito monofásico en la misma barra, como se ha mencionado anteriormente este tipo de cortocircuito es el más común en este sistema. Los resultados obtenidos en el análisis para un cortocircuito monofásico en la barra 2 se presentan en el anexo 2 de este trabajo.

3.2.3 Cortocircuito trifásico y monofásico en la barra Pueblo Dunas

Para el análisis esta vez se selecciona la barra de conexión denominada como Pueblo Dunas, ya que es la encargada de la alimentación eléctrica del este pueblo, la misma perteneciente al circuito Las Dunas y se encuentra aproximadamente a 1.86km de la subestación. En la figura

3.5 muestra el comportamiento del voltaje en la barra PTR-Estrella para un cortocircuito trifásico

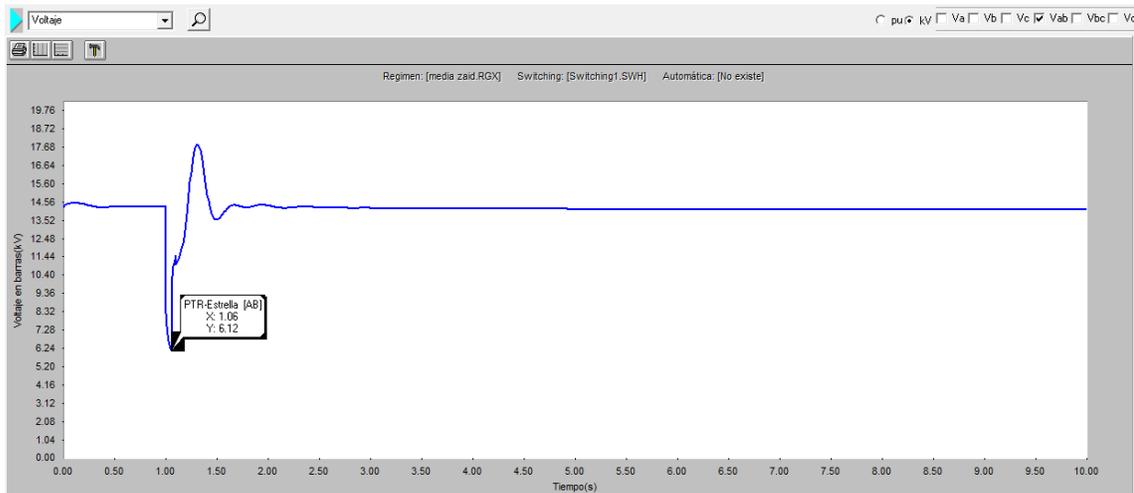


Figura 3.5 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito trifásico en barra Pueblo Dunas.

Como se puede observar al igual que en los casos anteriores ocurre una variación del voltaje alcanzando un valor mínimo de 6.12kV, valor que también se encuentra por debajo del 90% del voltaje nominal del sistema por lo que el PFV saldrá de operación poniendo al sistema en una situación crítica de operación.

La figura 3.6 muestra las variaciones que ocurren en la frecuencia del sistema al salir de operación el PFV.

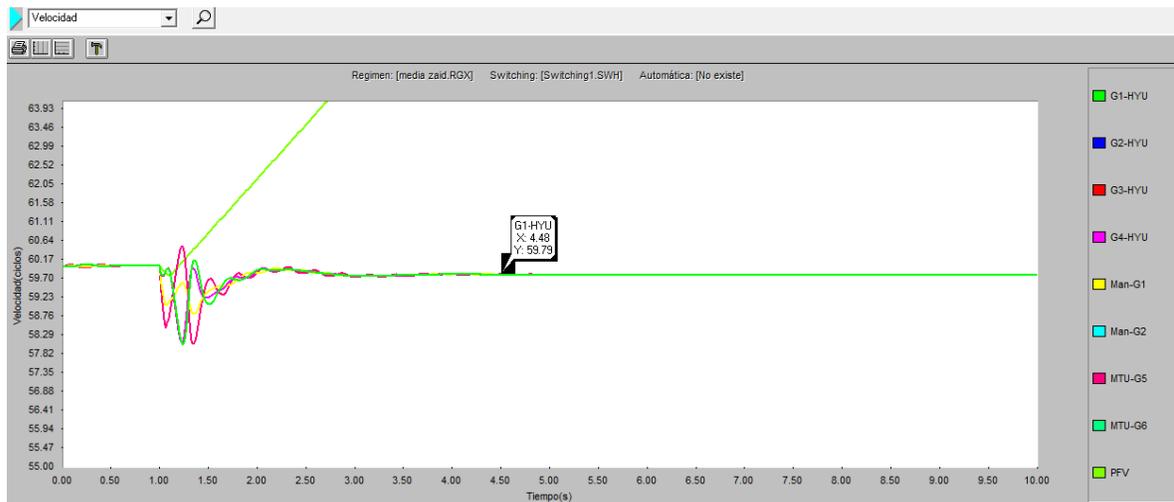


Figura 3.6 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito trifásico en la barra Pueblo Dunas.

La tabla 3.4 presenta en forma de resumen los valores máximo y mínimo de frecuencia alcanzados por los generadores ante la salida del parque.

Tabla 3.4 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico en la barra Pueblo Dunas

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	58.08Hz –1.23s	59.94Hz – 2.15s	60.47Hz -1.22s
Punto mínimo	60.114Hz – 1.35s	59.85 Hz – 1.34s	58.08Hz – 1.34s
Se estabiliza	59.77Hz-3.41s	59.78Hz-3.49s	59.80Hz-3.67s

Como se observa el comportamiento de la frecuencia ante la salida del parque fotovoltaico se estabiliza 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 en 59.79Hz, valor alcanzado aproximadamente a los 4s, no existe actuación de la descarga automática por frecuencia.

Un análisis similar se realiza considerando el cortocircuito monofásico en la misma barra del circuito de Las Dunas .Los resultados obtenidos en el análisis para un cortocircuito monofásico en la barra denominada como Pueblo Dunas se presentan en el anexo 3 de este trabajo.

3.2.4 Cortocircuito trifásico y monofásico en barra Cámara 2-Este 1.

El análisis correspondiente al escenario 4 se realiza como se mencionó anteriormente al definir los escenarios en la barra denominada como Cámara2-Este1 la cual se ubica en el circuito Ensenachos a una distancia aproximada de 7.77km de la subestación.

La figura 3.7 muestra el comportamiento del voltaje en la barra PTR-Estrella para las condiciones de este escenario, observándose que ocurre una variación del mismo alcanzando un valor mínimo de 2.38kV, valor que al igual que los casos anteriores se encuentra por debajo del 90% del voltaje nominal del sistema por lo que el PFV saldrá de operación.

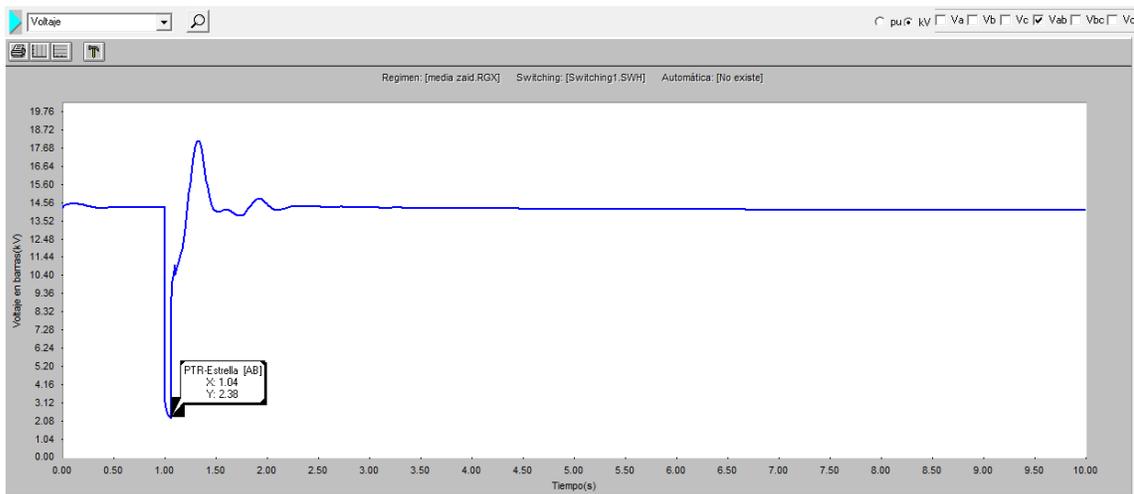


Figura 3.7 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito trifásico Camara2-Este1

La figura 3.8 muestra las variaciones que ocurren en la frecuencia del sistema al salir de operación el PFV una vez eliminada la falla.

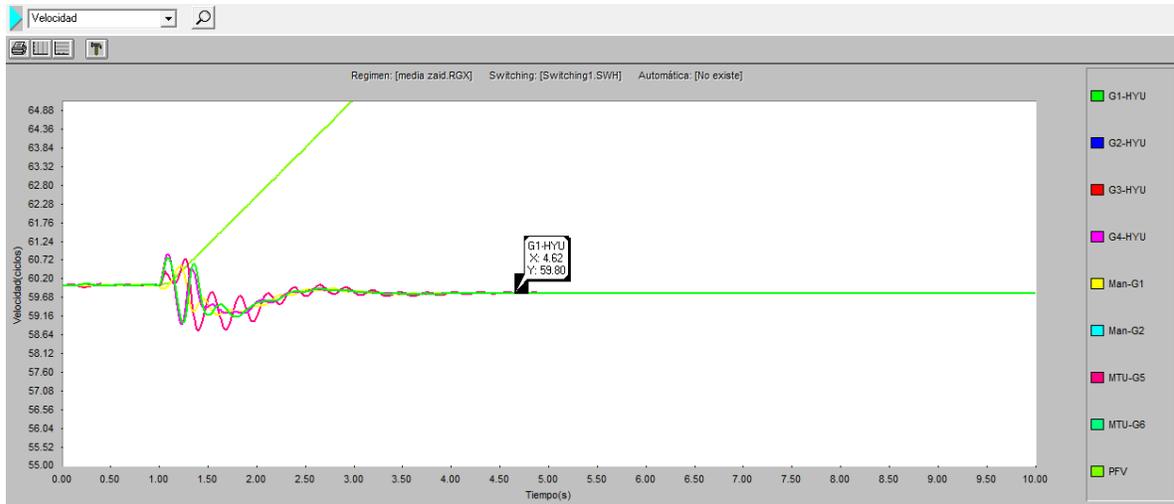


Figura 3.8 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito trifásico en Camara2-Este1.

La tabla 3.5 presenta en forma de resumen los valores máximo y mínimo de frecuencia alcanzados por los generadores ante la salida del parque.

Tabla 3.5 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico en la barra Camara2-Este1

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.53Hz – 1.34s	60.56Hz – 1.21s	60.68Hz - 1.25s
Punto mínimo	59.02Hz – 1.23s	59.21Hz – 1.58s	58.80Hz – 1.38s
Se estabiliza	59.78Hz-3.72s	59.78Hz-3.82s	59.81Hz-4.27s

El comportamiento de la frecuencia ante la salida del parque fotovoltaico se estabiliza 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 en 59.8Hz, valor alcanzado aproximadamente a los 4.5s, no existe actuación de la descarga automática por frecuencia.

Un análisis similar se realiza considerando el cortocircuito monofásico en la misma barra que se analiza el cortocircuito trifásico. Los resultados obtenidos en el análisis para un cortocircuito monofásico en la mencionada barra se presentan en el anexo 4 de este trabajo.

3.2.5 Cortocircuito trifásico y monofásico en la barra Cámara5-Carp-Trns.

La barra denominada Cámara5-Carpintería-Trnscentro se encuentra en el circuito Base de Apoyo ubicada muy cerca de la subestación de generación a una distancia de solamente 760m. Como en los casos anteriores en la figura en la 3.9 muestra el comportamiento del voltaje en la barra PTR-Estrella para un cortocircuito trifásico en la barra Camara5-Carp-Trns, observándose que ocurre, como en los casos anteriores, un hueco de tensión alcanzando un valor mínimo de 1.05kV, valor que se encuentra muy por debajo del 90% del voltaje nominal del sistema por lo que las protecciones por voltaje mínimo del PFV lo sacará de operación, provocando un grupo de oscilaciones en la frecuencia del sistema por déficit de generación.

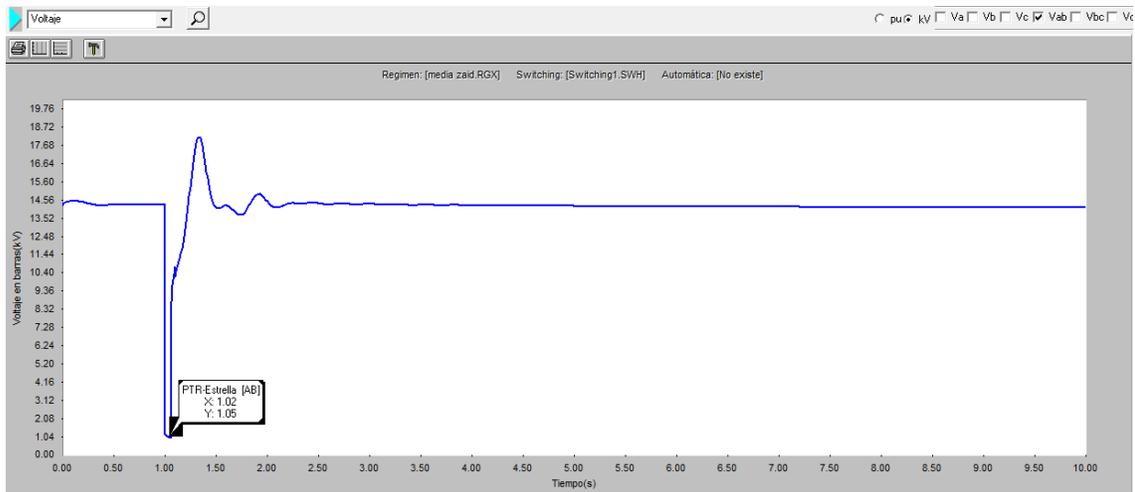


Figura 3.9 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito trifásico Camara5-Carp-Trns

La figura 3.10 muestra las variaciones que ocurren en la frecuencia del sistema al salir de operación el PFV.

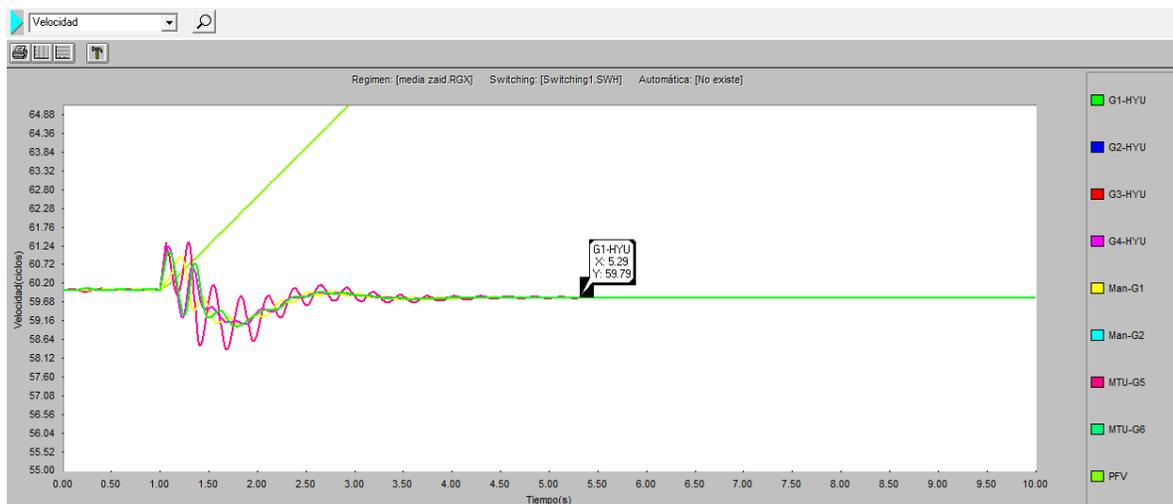


Figura 3.10 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito trifásico en Camara5-Carp-Trns

En la tabla 3.6 se hace un resumen de los valores máximo y mínimo de frecuencia alcanzados por los generadores ante la salida del parque.

Tabla 3.6 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico en la barra Camara5-Carp-Trns.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.66Hz –1.34s	60.94Hz – 1.20s	61.33Hz -1.29s
Punto mínimo	59.01Hz – 1.76s	59.06Hz – 1.80s	58.38Hz – 1.67s
Se estabiliza	59.76Hz-3.65s	59.77Hz-3.06s	59.78Hz-5.30s

El comportamiento de la frecuencia ante la salida del parque fotovoltaico se estabiliza 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 en 59.79Hz, valor alcanzado aproximadamente a los 5.3s, no existe actuación de la descarga automática por frecuencia.

Un análisis similar se realiza considerando el cortocircuito monofásico en la misma barra que se analiza el cortocircuito trifásico. Los resultados obtenidos en el análisis para un cortocircuito monofásico en la denominada barra Cámara5-Carpintería-Trnscentro se presentan en el anexo 5 de este trabajo.

3.2.6 Cortocircuito trifásico en la barra Cámara 2 Hotel Planta Real.

El punto de conexión nombrado en este trabajo como barra Cámara2-Hotel Planta Real se encuentra en el circuito del Este a una distancia aproximada de 4.38km de la subestación y a 1.38km del parque fotovoltaico. El alimentador del parque y de la barra Camara2-Hotel Planta Real, ambos se derivan del mismo centro de conmutación (CC-10-Estrella2).La figura 3.11 muestra el comportamiento del voltaje en la barra PTR-Estrella para un cortocircuito trifásico en la barra denominada como Cámara2-Hotel Planta Real, observándose que ocurre variaciones del mismo alcanzando un valor mínimo de 3.18kV, valor que se encuentra por debajo del 90% del voltaje nominal del sistema por lo que el PFV saldrá de operación poniendo al sistema en una situación crítica de operación.

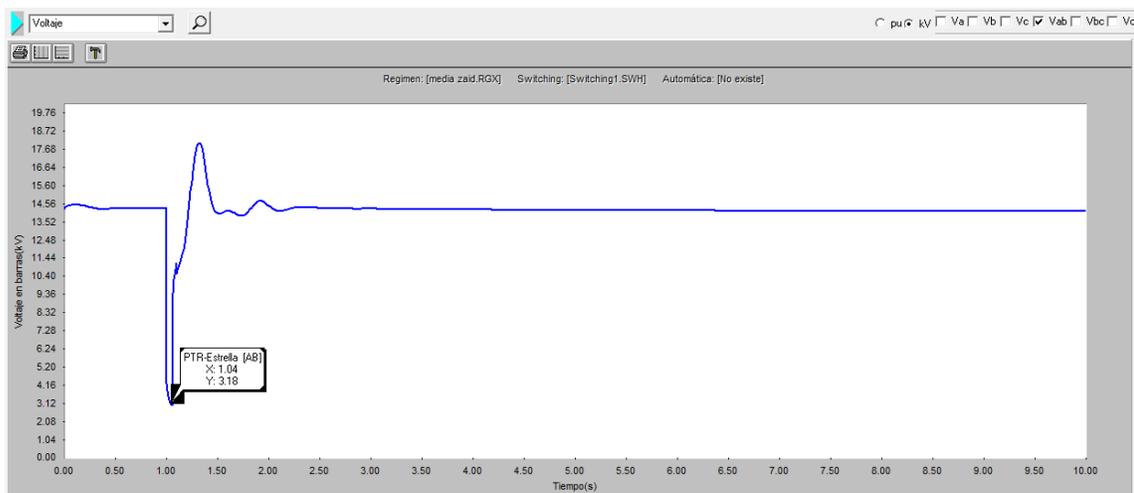


Figura 3.11 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito trifásico Cámara2-Hotel Planta Real

La figura 3.12 muestra las variaciones que ocurren en la frecuencia del sistema al salir de operación el PFV.

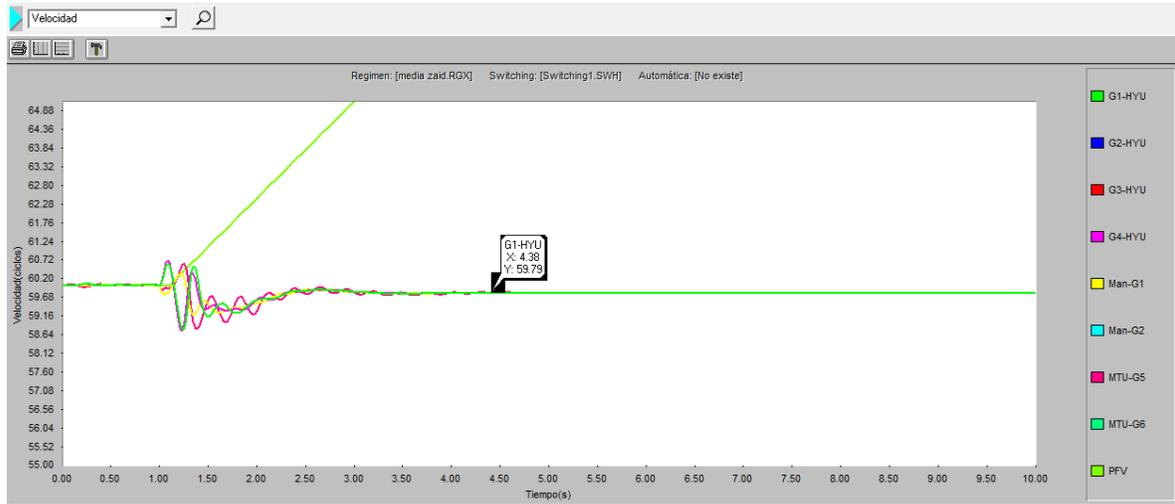


Figura 3.12 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito trifásico en Cámara2-Hotel Planta Real

La tabla 3.7 muestra en forma de resumen los valores máximo y mínimo de frecuencia alcanzados por los generadores ante la salida del parque.

Tabla 3.7 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico en la barra Cámara2-Hotel Planta Real

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.60Hz –1.08s	60.32Hz – 1.20s	60.59Hz -1.24s
Punto mínimo	58.82Hz – 1.23s	59.28Hz – 1.33s	58.81Hz – 1.37s
Se estabiliza	59.78Hz-3.41s	59.77Hz-3.79s	59.81Hz-4.32s

El comportamiento de la frecuencia ante la salida del parque fotovoltaico se estabiliza 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 en 59.79Hz, valor alcanzado aproximadamente a los 4.38s, no existe actuación de la descarga automática por frecuencia.

Un análisis similar se realiza considerando el cortocircuito monofásico en la misma barra que se analiza el cortocircuito trifásico. Los resultados obtenidos en el análisis para un cortocircuito monofásico en la denominada barra Cámara2-Hotel Planta Real se presentan en el anexo 6 de este trabajo.

Observando las simulaciones realizadas con el fin de analizar el comportamiento del voltaje en la barra PTR-Estrella y la salida del parque fotovoltaico por voltaje mínimo, producido por cortocircuitos monofásico y trifásicos en cada uno de los escenarios estudiados. Se demuestra que los cortocircuitos que más afectan son los trifásicos, específicamente en las barras 1, 2 y la denominada como Cámara 5-Carp_Trans, siendo estas tres las más cercanas a la subestación de las analizadas. Mientras que la barra Pueblo Dunas es la que menos influye.

Además, se puede afirmar que los cortocircuitos donde el voltaje se estabiliza más rápido son los monofásicos como ocurre en el caso de la Barra Pueblo Dunas.

3.3 Análisis de estabilidad ante cortocircuitos en líneas.

Un análisis similar al realizado anteriormente se realiza para el estudio de la estabilidad de frecuencia, pero esta vez considerando cortocircuitos en líneas, centrándonos en el análisis del comportamiento de la frecuencia y potencia entregada después de ocurridas las fallas, así como calcular la reserva rodante en cada situación. Para obtener estos resultados se le otorga un tiempo de falla a cada cortocircuito monofásico o trifásico de 1 a 4s y un tiempo de 1.15s al interruptor de apertura del parque fotovoltaico. Además, se realiza un recierre (apertura, cierre, apertura) en la línea que se esté analizando dando 0.120ms (7.2 ciclos) para de esta forma si en otro estudio se analiza una falla con menos ciclos la frecuencia se estabilizará más rápido.

Semejante a como se realiza el análisis de las barras para este estudio se definen 7 escenarios diferentes:

1. Cortocircuito trifásico y monofásico en la línea No.8.
2. Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.10.
3. Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.12.
4. Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.330.
5. Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.276.
6. Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.191.
7. Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.249.

A continuación, se detallan los resultados de las simulaciones para cada uno de estos escenarios

3.3.1 Cortocircuito trifásico y monofásico en la línea No.8.

La línea No.8 se extiende entre la barra de salida 1 y centro de conmutación 2 en el circuito del Este. En la figura 3.13 se muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema ante un cortocircuito trifásico ocurrido en esta línea y la posterior salida del parque fotovoltaico.

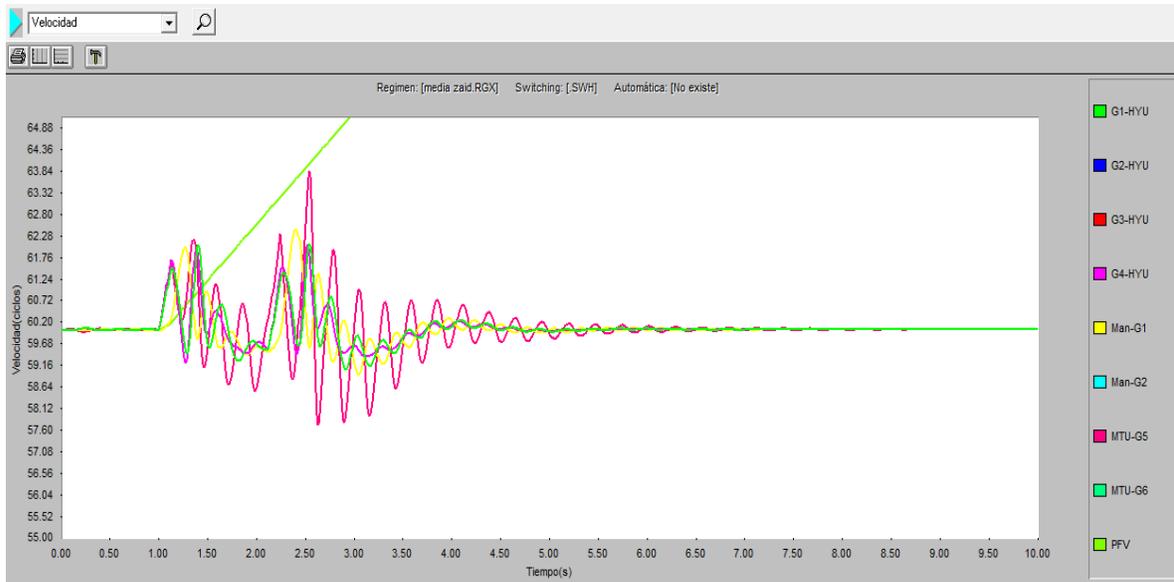


Figura 3.13 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito trifásico en la línea No.8.

Después de ocurrido la desconexión del parque a 1.15s se logra la estabilidad de la frecuencia en la generación general, aproximadamente a los 6s, la frecuencia del sistema se estabiliza un valor de 60.02Hz, valor este que se encuentra dentro de los valores de trabajo de la frecuencia proporcionados por los especialistas técnicos de la OBE provincial Villa Clara los cuales están entre 59.7Hz y 60.3Hz.

Como se realizó en el análisis de las barras, la tabla 3.8 resume las variaciones de frecuencia del sistema, destacando en la misma que los valores mínimos y máximo de frecuencia fueron alcanzados por los generadores MTU.

Tabla 3.8 Variaciones de frecuencia anta cortocircuito trifásico en línea No.8.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	62.03Hz – 2.53s	62.39Hz - 2.39s	63.84Hz - 2.54s
Punto mínimo	59.11 Hz - 2.90s	58.97 Hz – 3.06s	57.72 Hz – 2.63s
Se estabiliza	60.02Hz-5.51s	60.03Hz-6.19s	60.02Hz-7.45s

En la figura 3.14 se muestra el comportamiento de la potencia de salida de los generadores en operación, en la misma se aprecia como las unidades comienzan a oscilar su potencia de salida en correspondencia con una pérdida de generación de 2MW provocada por la salida del PFV.

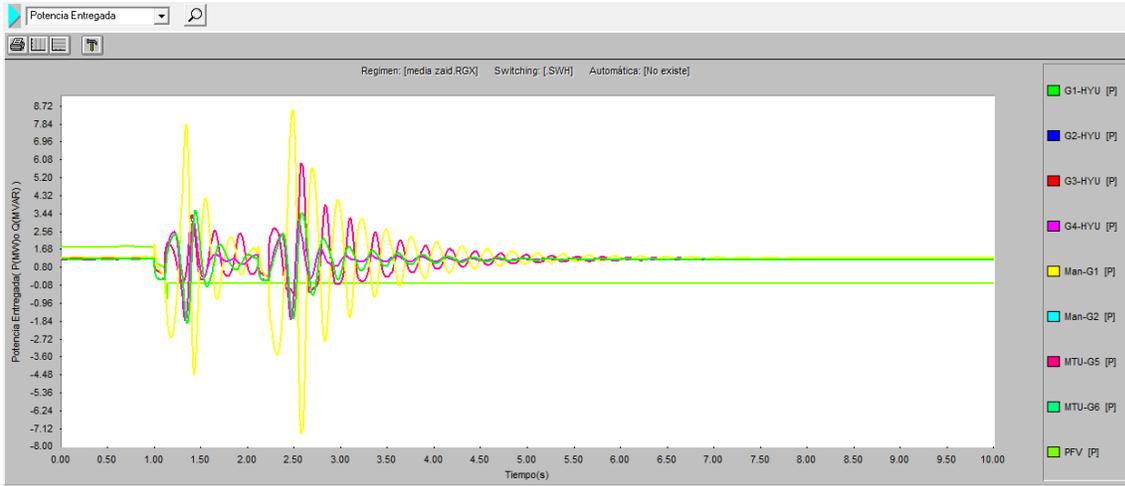


Figura 3.14 Potencia entregada de las máquinas ante cortocircito trifásico en la línea No.8.

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.

La generación después de la salida del PFV queda distribuida de la siguiente forma

Tabla 3.9 Potencia entregada por los generadores después de falla trifásica en la línea No.8.

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.20
G2-HYU	1.20
G3-HYU	1.20
G4-HYU	1.20
MAN-G1	1.22
MAN-G2	1.22
MTU-G5	1.24
MTU-G6	1.24

Posterior a la salida del PFV la reserva disponible es de 7.26MW, como se observa este valor está por encima de la capacidad de generación de la mayor máquina por lo que no es necesario la conexión de otra unidad.

Un análisis similar se realiza para un cortocircito monofásico en la misma línea, los resultados de este análisis son mostrados en el anexo 7 del presente trabajo.

3.3.2 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.10

La línea No.10 es otra de las líneas que cubre el tramo entre la barra 1 de salida de la subestación de generación y la Cámara 2 centro de transformaciones ubicada en el circuito Dunas. Al ocurrir un cortocircuito trifásico en la línea No.10 surgen variaciones de frecuencia en los generadores tal como se muestra en la figura 3.17.

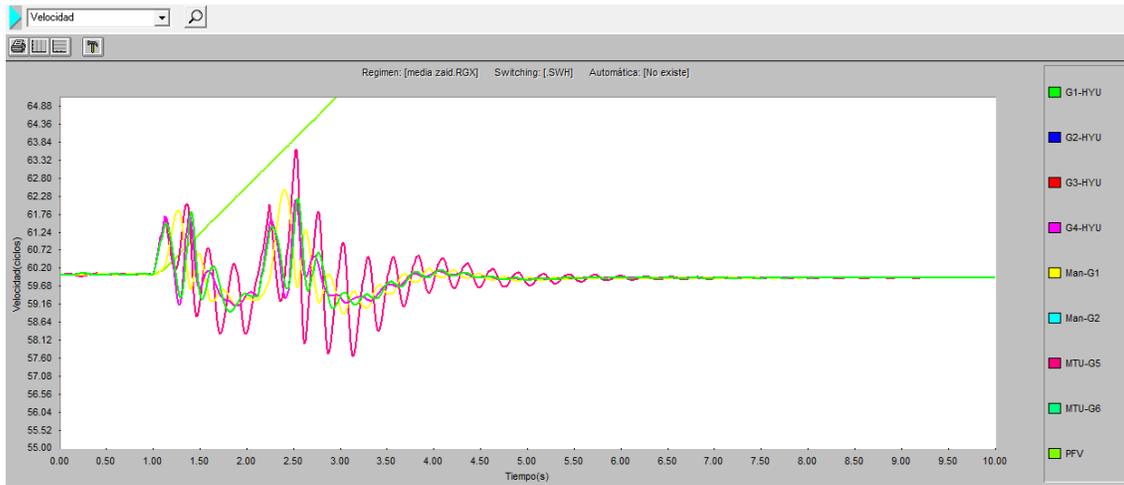


Figura 3.17 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito trifásico en línea No.10

Pasado 1.15s ocurre el disparo del parque y no es hasta los 6s que se logra la estabilidad del sistema con una frecuencia de 59.9Hz.

La tabla 3.12 muestra las variaciones de frecuencias que presentan antes de lograr la estabilidad.

Tabla 3.12 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico línea No10

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	62.20Hz – 1.54 s	62.41 Hz – 2.39s	63.61Hz – 2.52s
Punto mínimo	58.97 Hz – 1.80s	58.96 Hz – 3.01s	57.68 Hz – 3.13s
Se estabiliza	59.91Hz-5.38s	59.91Hz-5.51s	59.92Hz -7.13s

Al ocurrir el cortocircuito trifásico en la línea No.10 los generadores MAN comienzan a aumentar su potencia instantáneamente lo cual corresponde con el cortocircuito ocurrido. Al salir de generación el parque fotovoltaico a los 1.15s continúan las oscilaciones de los valores de potencia de generación para solucionar la pérdida de 2MW, estas oscilaciones continúan hasta alcanzar la estabilidad (véase la figura 3.18) y quedar distribuida la generación como se muestra en la tabla 3.13.

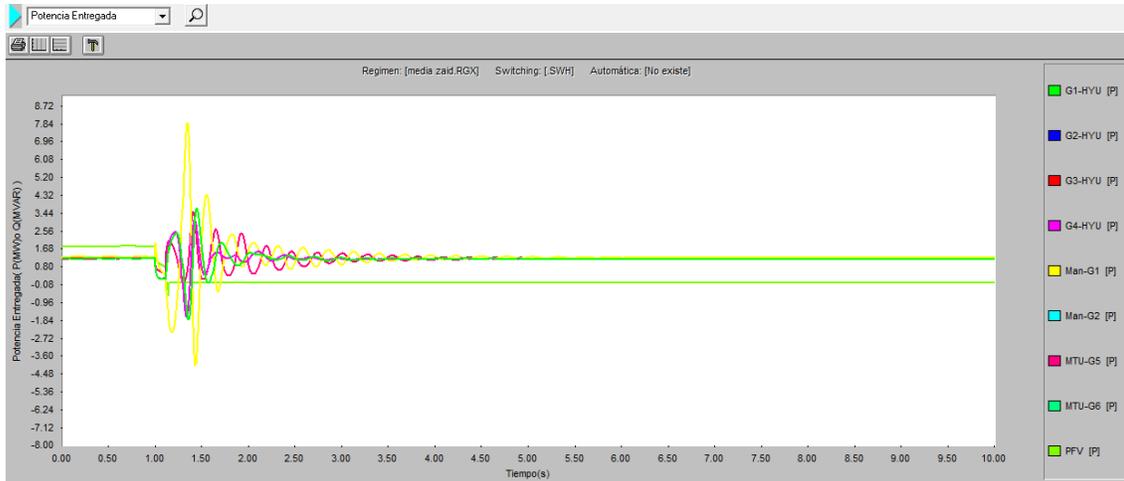


Figura 3.18 Potencia entregada ante cortocircuito trifásico en la línea No.10.

Tabla 3.13 Potencia entregada por los generadores después de falla trifásica línea No.10.

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.30
G2-HYU	1.30
G3-HYU	1.30
G4-HYU	1.30
MAN-G1	1.51
MAN-G2	1.51
MTU-G5	1.22
MTU-G6	1.22

Después de la salida del parque fotovoltaico la reserva disponible es de 6.28MW suficiente como para que el sistema soporte la salida de generación de la mayor de su máquina en operación, por lo tanto, no es necesario la utilización de más unidades.

Un análisis similar se realiza para un cortocircuito monofásico en la misma línea, los resultados de este análisis se muestran en el anexo 8 del presente trabajo.

3.3.3 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.12.

La línea No.12 se ubica entre la segunda barra de salida de la subestación de generación (barra 2) y se extiende hasta el nodo nombrado B2-prol ubicado en el circuito Dunas. La figura 3.21 muestra la variación de la frecuencia de los generadores ante un cortocircuito trifásico en la línea No.12. A los 1.15s deja de generar el parque fotovoltaico y como se observa pasado 5.83s el sistema logra estabilizarse con una frecuencia de 59.80Hz, valor que se encuentra dentro del rango brindado por los especialistas de la OBE provincial.

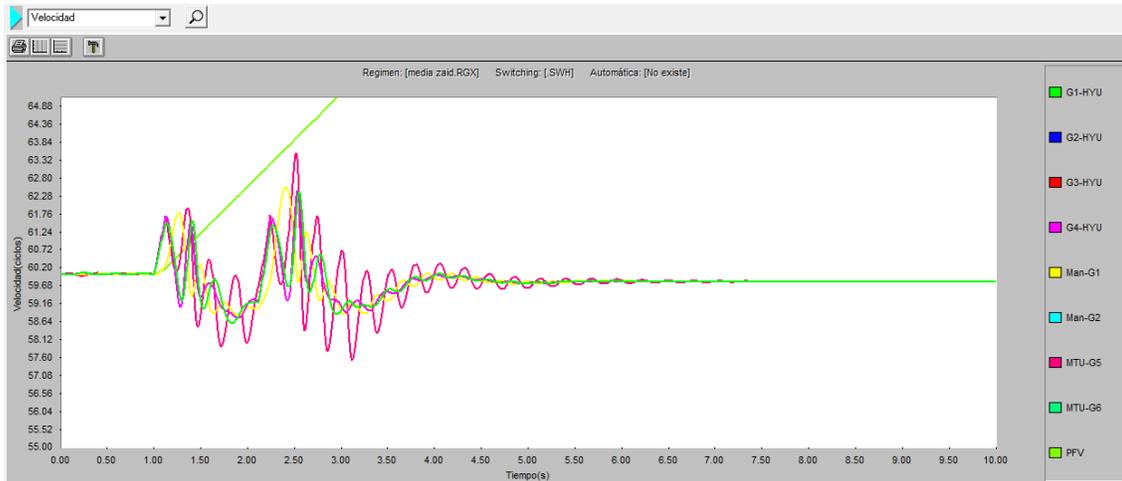


Figura 3.21 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircito trifásico línea No.12

La tabla 3.16 muestra en forma de resumen las variaciones de frecuencias que presentan en el mix de generación antes de lograr la estabilidad.

Tabla 3.16 Variaciones de frecuencia ante cortocircito trifásica línea No12.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	62.41Hz – 2.55s	62.51Hz – 2.40s	63.47Hz – 2.51s
Punto mínimo	58.66Hz – 1.80s	58.93Hz – 3.00s	57.59Hz – 3.11s
Se estabiliza	59.77Hz-5.31s	59.80Hz-5.47s	59.80Hz-6.72s

En la figura 3.22 se muestra el comportamiento de la variación de potencia en cada uno de los generadores en operación. Al salir el parque a los 1.15s empiezan a oscilar los valores de generación para solucionar la pérdida de 2MW hasta alcanzar la estabilidad y quedar distribuida la generación como se muestra en la tabla 3.17.

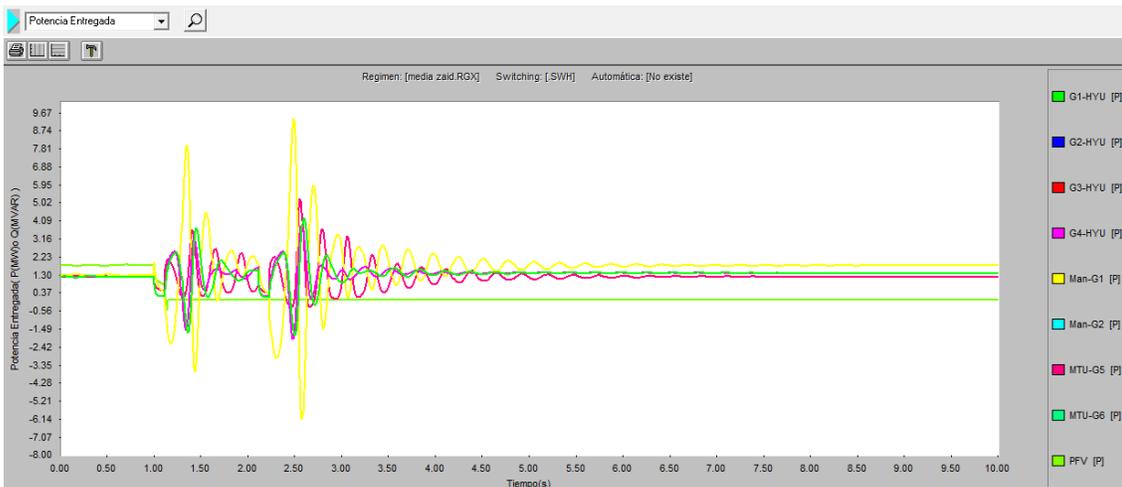


Figura 3.22 Potencia entregada ante cortocircito trifásico en la línea No.12

Tabla 3.17 Potencia entregada por los generadores después de falla trifásica línea No.12.

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.40
G2-HYU	1.40
G3-HYU	1.40
G4-HYU	1.40
MAN-G1	1.77
MAN-G2	1.77
MTU-G5	1.22
MTU-G6	1.22

Después de la salida del parque la reserva que existe es de 5.36MW que es mayor a la potencia de la mayor máquina por lo tanto no es necesario la utilización de más unidades.

Como se ha realizado en este trabajo para este escenario también se realiza un análisis similar para un cortocircuito monofásico en la misma línea, los resultados de este análisis se muestran en el anexo 9 del presente trabajo.

3.3.4 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.330.

El siguiente escenario consiste en la existencia de un cortocircuito en la línea No.330 la cual se extiende desde el nodo denominado 1/08-BA hasta la barra Cámara 5-Carp-Trans, ambas pertenecientes al circuito Base de Apoyo. La figura 3.23 muestra las variaciones de frecuencia del grupo de generación ante un cortocircuito trifásico. A los 1.15s sale de operación el parque fotovoltaico, como se observa la estabilidad del sistema se logra en un tiempo aproximado de 5.80s con un valor de frecuencia de 59.80 Hz, el cual está dentro del rango proporcionados por los especialistas de la OBE provincial de Villa Clara.

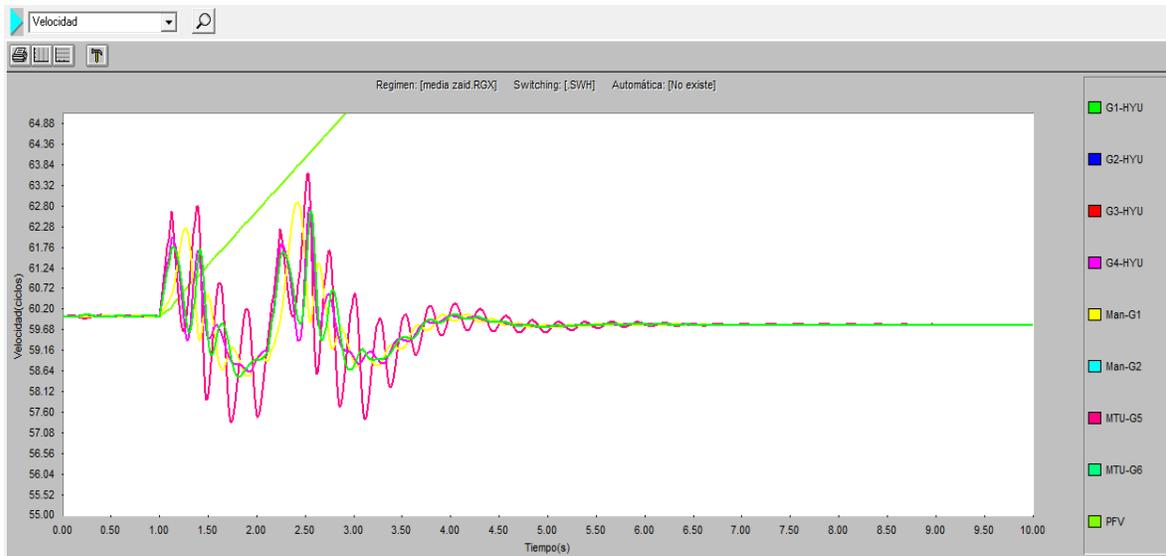


Figura 3.23 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito trifásico línea No.330

En la tabla 3.18 se muestran las variaciones de frecuencias que se presentan en el *mix* de generación antes de lograr la estabilidad del sistema.

Tabla 3.18 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico línea No330.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	62.21Hz – 2.55s	62.81Hz – 2.40s	63.60Hz – 2.52s
Punto mínimo	58.54Hz – 1.79s	58.56Hz – 1.88s	57.37Hz – 1.73s
Se estabiliza	59.78Hz-5.29s	59.78Hz-5.43s	59.81Hz-6.70s

Al ocurrir el cortocircuito trifásico en dicha línea los generadores comienzan a oscilar su potencia lo que corresponde con el cortocircuito ocurrido. Al salir de generación el parque fotovoltaico a los 1.15s continúan oscilando los valores de generación (Véase la figura 3.24) para solucionar la pérdida de 2MW y finalmente quedar establecida como se muestra en la tabla 3.19.

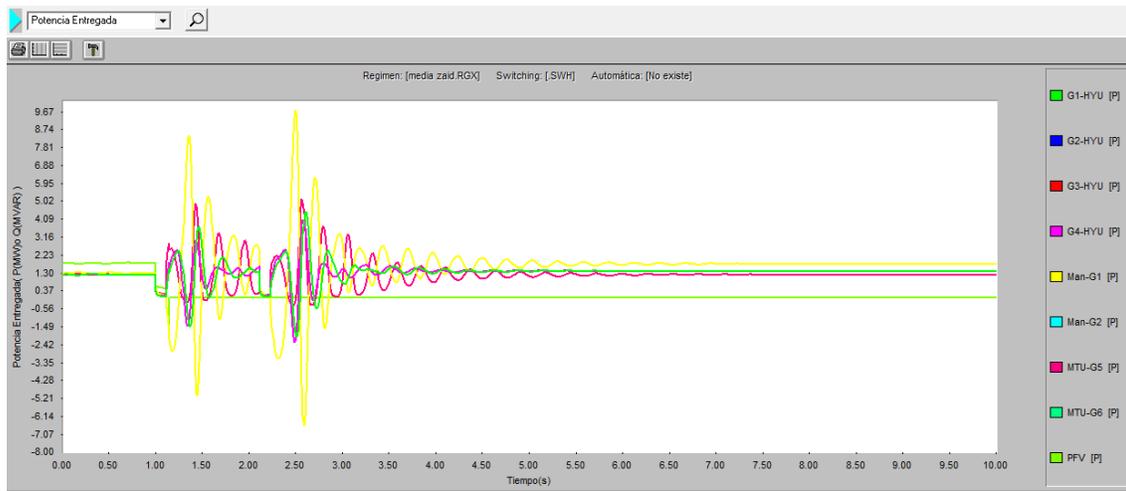


Figura 3.24 Potencia entregada ante cortocircuito trifásico en la línea No.330

Tabla 3.19 Potencia entregada por los generadores después de falla trifásica línea No.330.

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.41
G2-HYU	1.41
G3-HYU	1.41
G4-HYU	1.41
MAN-G1	1.75
MAN-G2	1.75
MTU-G5	1.20
MTU-G6	1.20

Terminado todo este transitorio ocurrido la reserva rodante disponible es de 4.78MW que es superior a la potencia de la mayor máquina por lo que no es necesaria la conexión de otra unidad.

Un análisis similar se realiza para un cortocircuito monofásico en la misma línea, los resultados de este análisis son mostrados en el anexo 10 del presente trabajo.

3.3.5 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.276.

La línea No.276 se extiende desde la caseta de empalme CEmp5-Planta Real hasta la barra Camara2-Hotel Planta Real ambas pertenecientes al circuito del Este. En la figura 3.25 muestra el comportamiento de la frecuencia de los generadores ante un cortocircuito trifásico en la línea No.276 y la salida del parque fotovoltaico pasado 1.15s, la estabilidad se alcanza a los 4.86s con una frecuencia de 59.83Hz.

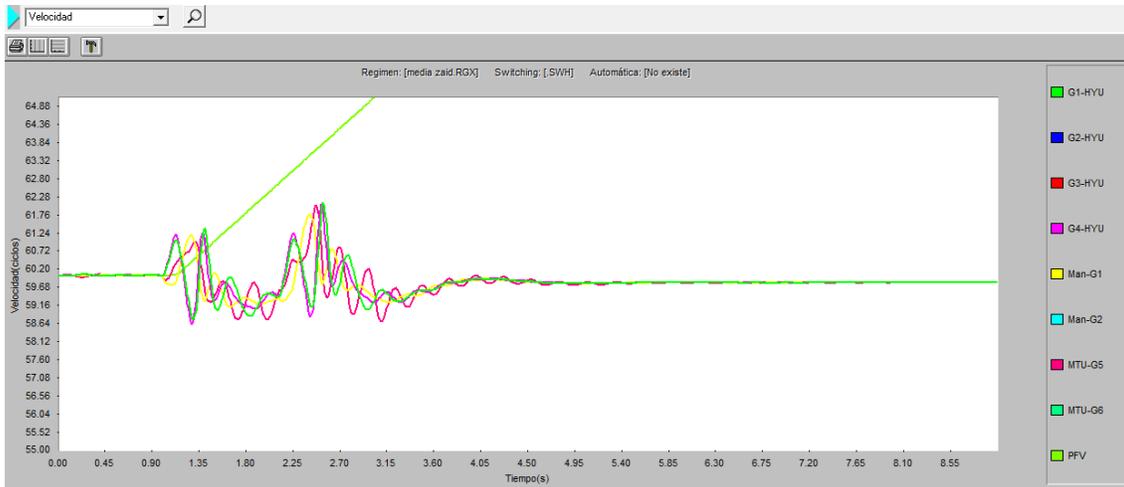


Figura 3.25 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito trifásico línea No.276

En la tabla 3.20 muestran las variaciones de frecuencias que presentan en el grupo de generación antes de lograr la estabilidad.

Tabla 3.20 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico línea No276.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	62.12Hz – 2.54s	61.74Hz – 2.40s	62.03Hz – 2.47s
Punto mínimo	58.76Hz – 1.29s	59.11Hz – 1.64s	58.70Hz – 3.09s
Se estabiliza	59.85Hz-4.52s	59.83Hz-4.49s	59.82Hz-5.58s

Al ocurrir el cortocircuito trifásico en la línea No.276 los generadores aumentan su potencia instantáneamente. Al salir el parque a los 1.15s continua la oscilación de los valores de generación para solucionar la pérdida de 2MW (Obsérvese la figura 3.26).

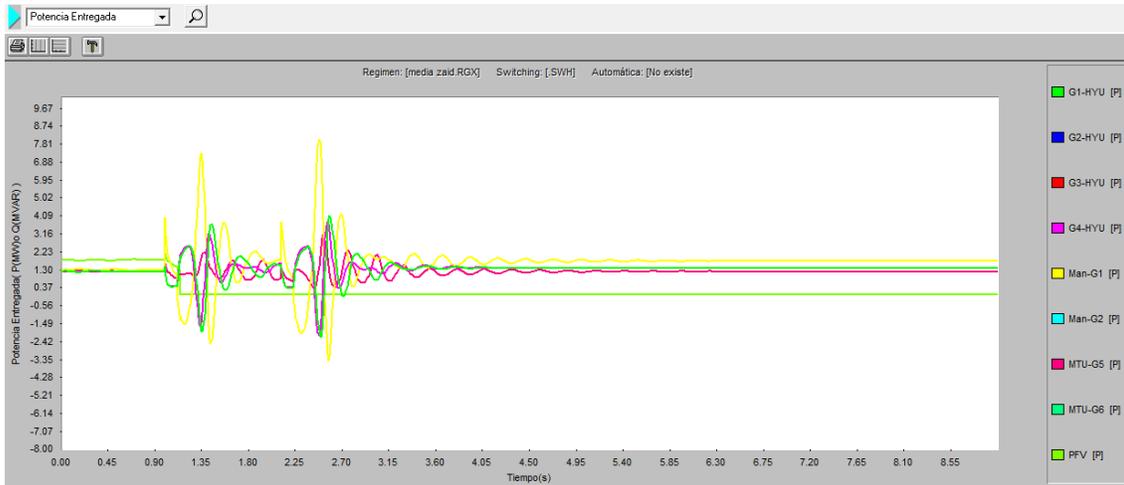


Figura 3.26 Potencia entregada ante cortocircuito trifásico en la línea No.276

La estabilidad del sistema se alcanza y la generación queda distribuida como se muestra en la tabla 3.21.

Tabla 3.21 Potencia entregada por los generadores después de falla trifásica línea No.276.

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.41
G2-HYU	1.41
G3-HYU	1.41
G4-HYU	1.41
MAN-G1	1.73
MAN-G2	1.73
MTU-G5	1.22
MTU-G6	1.22

Terminado el transitorio la reserva rodante que se establece es de 4.82MW, la misma es superior a la potencia de la mayor máquina del sistema por lo que no es necesaria la conexión de otra unidad.

Además del análisis realizado para el cortocircuito trifásico se realiza un análisis similar para un cortocircuito monofásico en la misma línea, los resultados de este análisis se muestran en el anexo 11 del presente trabajo.

3.3.6 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.191.

La línea No.191 se extiende desde el nodo denominado 1/09/Est-1 hasta la barra Camara2-Este1 perteneciente al circuito Ensenachos. En la figura 3.27 se muestra el comportamiento de la frecuencia de los generadores ante un cortocircuito trifásico en dicha línea y la posterior

salida del parque fotovoltaico pasado 1.15s, como se observa la estabilidad se alcanza a los 4.86s a una frecuencia de operación de 59.78 Hz.

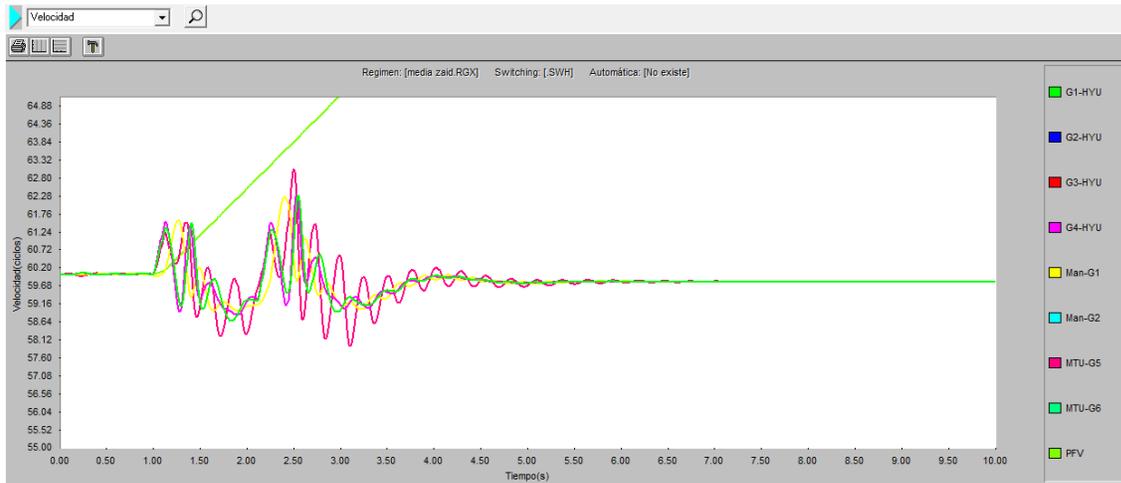


Figura 3.27 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito trifásico línea No.191

La tabla 3.22 muestra las variaciones de frecuencias que presentan en los generadores antes de lograr la estabilidad.

Tabla 3.22 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico línea No191.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	62.28Hz – 2.54s	62.19Hz – 2.39s	62.98Hz – 2.49s
Punto mínimo	58.74Hz – 1.80s	59.00Hz – 1.62s	58.00Hz – 3.09s
Se estabiliza	59.78Hz-5.10s	59.77Hz-5.40s	59.81Hz-6.72s

Con la ocurrencia del cortocircuito trifásico en la línea No.191 los generadores tal y como ha ocurrido en todos los casos analizados anteriormente comienzan a oscilar su potencia de salida. Al salir el parque a los 1.15s continua esta oscilación de los valores de generación lo que se puede observar en la figura 3.28 esta oscilación es producto de la pérdida de 2MW de generación provocado por la salida de operación del PFV.

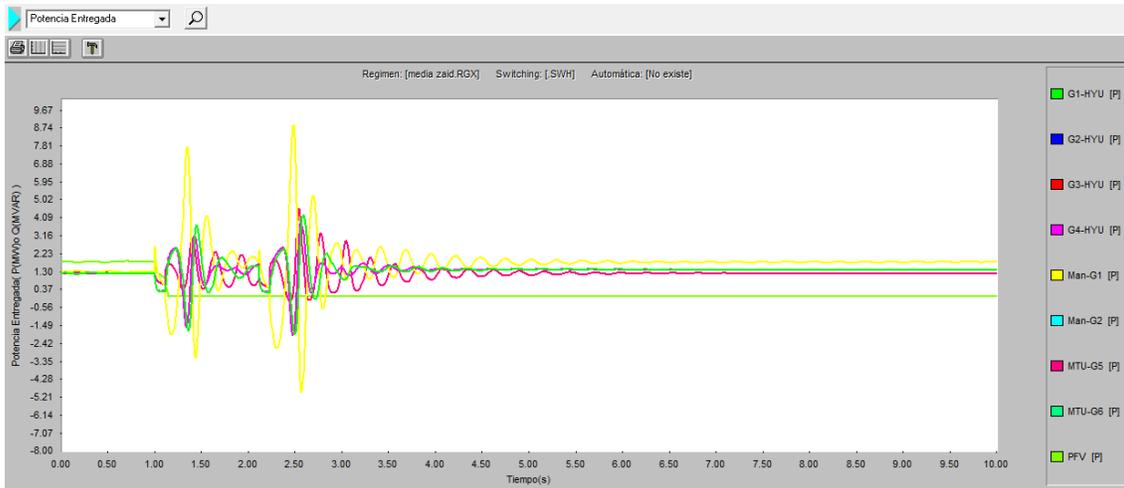


Figura 3.28 Potencia entregada ante cortocircuito trifásico en la línea No.191

Al alcanzar la estabilidad del sistema la generación queda distribuida como se muestra en la tabla 3.23.

Tabla 3.23 Potencia entregada por los generadores después de falla trifásica línea No.191.

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.39
G2-HYU	1.39
G3-HYU	1.39
G4-HYU	1.39
MAN-G1	1.80
MAN-G2	1.80
MTU-G5	1.22
MTU-G6	1.22

Con esta composición en la generación, la reserva rodante se calcula en 5.34MW, valor este superior a la potencia de la mayor máquina por lo que no es necesaria la conexión de otra unidad.

Además del análisis realizado para el cortocircuito trifásico se realiza un análisis similar para un cortocircuito monofásico en la misma línea, los resultados de este análisis son mostrados en el anexo 12 del presente trabajo.

3.3.7 Cortocircuito trifásico y monofásico línea No.249.

El último escenario corresponde a un cortocircuito en la línea denominada en este trabajo como No.249 la cual se extiende desde la caseta de empáleme CEmp-PTR-Estrella hasta la barra PTR-Estrella la cual corresponde a la barra de conexión del PFV al sistema, todos estos

elementos pertenecen al circuito del Este. En la figura 3.29 se muestra la variación de frecuencia de los generadores ante un cortocircuito trifásico en la línea No.249 y la posterior salida de operación del parque fotovoltaico a los 1.15s, como se puede observar la estabilidad se alcanza a los 4.78s con una frecuencia de 59.82Hz.

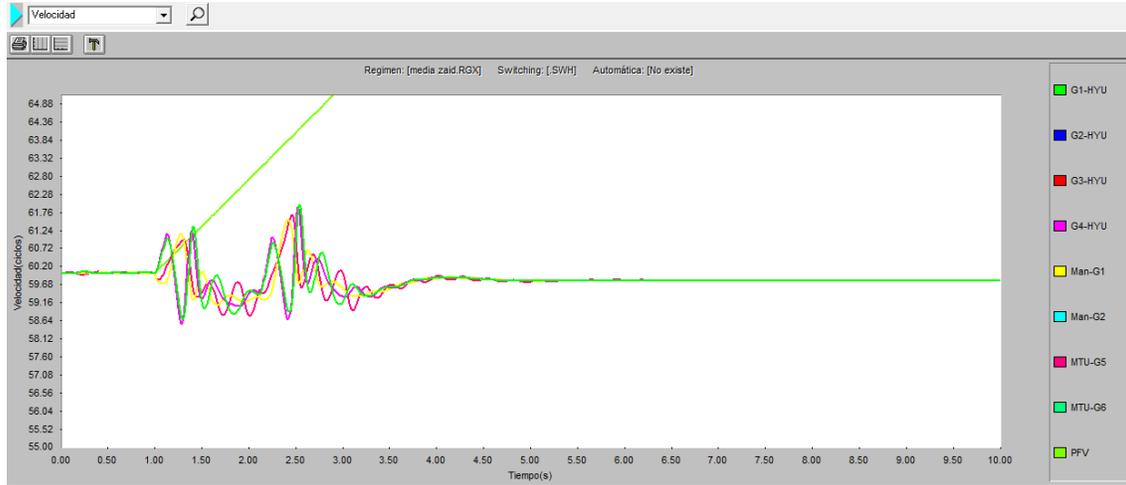


Figura 3.29 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito trifásico línea No.249

La tabla 3.24 muestra las variaciones de frecuencias que presentan cada uno de los generadores en operación antes de lograr la estabilidad en el sistema.

Tabla 3.24 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico línea No249.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	61.92Hz – 2.53s	61.48Hz – 2.40s	61.67Hz – 2.45s
Punto mínimo	58.72Hz – 1.29s	59.10Hz – 1.64s	58.83Hz – 1.99s
Se estabiliza	59.81Hz-4.60s	59.83Hz-4.49s	59.77Hz-5.26s

Al ocurrir el cortocircuito trifásico en la línea No.249 los generadores comienzan una oscilación de potencia. Al salir el PFV de operación a los 1.15s esta oscilación continua producto de esta pérdida de generación de 2MW, todo lo dicho anteriormente se puede observar en la figura 3.30.

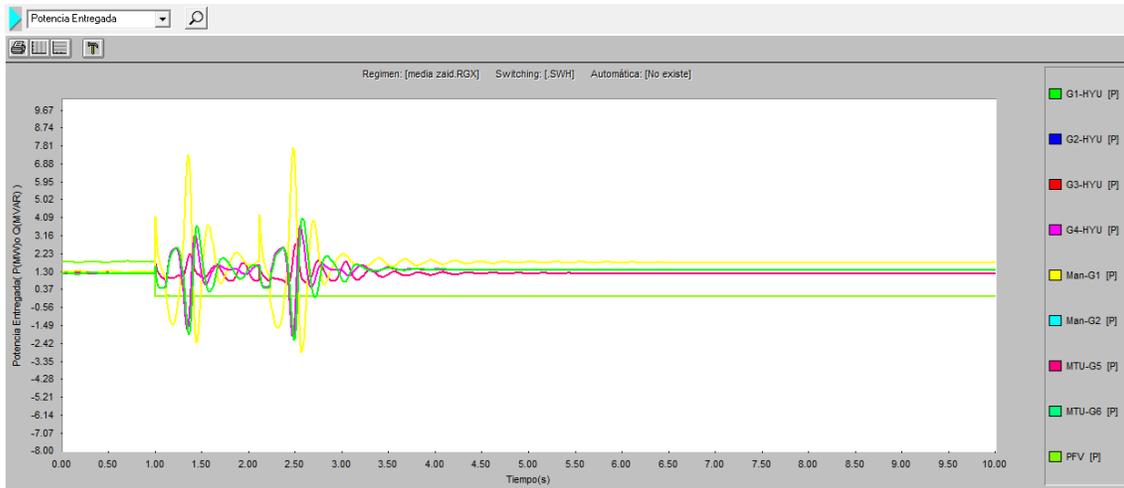


Figura 3.30 Potencia entregada ante cortocircuito trifásico en la línea No.249.

Después del proceso transitorio se logra alcanzar la estabilidad y la generación queda distribuida como se muestra en la tabla 3.20.

Tabla 3.20 Potencia entregada por los generadores después de falla línea No.249.

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.41
G2-HYU	1.41
G3-HYU	1.41
G4-HYU	1.41
MAN-G1	1.81
MAN-G2	1.81
MTU-G5	1.21
MTU-G6	1.21

La reserva rodante disponible que presenta en este escenario es de 5.24MW, la cual también es mayor que la mayor de las máquinas en operación, por lo que siguiendo el criterio de los especialistas de la OBE provincial no es necesaria la conexión de otra unidad.

Al analizar la misma línea No.249 con un cortocircuito monofásico se pueden observar en el anexo 13 resultados similares a los mostrados anteriormente.

AL analizar cada cortocircuito en las líneas vistas anteriormente se puede afirmar que los cortocircuitos que más afectan la estabilidad de frecuencia en el Sistema Aislado Cayo Santa María son los cortocircuitos trifásicos destacando las líneas a la salida de la subestación como son la línea No.12 la cual es la salida de la barra 2 y la línea No.330 que es la que alimenta la barra Cámara 5 (carpintería, ASOC). En cuanto a potencia entregada son las MAN en todos los casos analizados las encargadas conjuntamente con las HYUNDAI de estabilizar la generación asumiendo las cargas. Por otra parte, después de cada cortocircuito se analizan

las reservas rodantes y no es necesario en ningún caso analizar la necesidad de conectar otra unidad en caso de que ocurra otra falla.

3.4 Conclusiones:

Como conclusiones del capítulo podemos considerar las siguientes:

1. Los cortocircuitos que más afectan la estabilidad del sistema son los trifásicos, especialmente si están cerca de la subestación de generación.
2. En el caso de los cortocircuitos en barras el que menos afecta es el monofásico que se localiza en el Pueblo Las Dunas
3. Los análisis se han hecho respetando las ubicaciones impuestas, por lo que no se analizaron variantes con respecto a las mismas.
4. En el estudio de estabilidad no se detectan anomalías que puedan atentar contra el buen funcionamiento del sistema eléctrico.

CONCLUSIONES

Al desarrollar este trabajo se arriban 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 el *software* PSX, 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.
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 el programa 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.
3. Continuar realizando estudios de estabilidad de este sistema considerando otros escenarios de operación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. A. Roca, "/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica," *Acciona*, 2017
- [2] M. M. Castellanos, ""Posibilidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía," Cuba 2014.
- [3] M. López, "El 95 por ciento de la electricidad en Cuba depende de combustibles fósiles," 2013.
- [4] "Fuentes renovables de energía abre camino de la actualización,," in *Granma*, La Habana: Empresa grafica de Villa Clara ed, 2014.
- [5] C. M. Figueredo, "Cuba hacia 100% con energías renovables" *cuba solar*, 2015.
- [6] C. Y. M. Alfonso, C. Á. R. González, and C. I. M. Delgado, "Los incentivos económico-financieros por el empleo de las fuentes renovables de energía. Marco jurídico en Cuba y Ecuador," *Universidad y Sociedad*, vol. 10, pp. 53-60, 2018.
- [7] T. David, ", "La generación distribuida en España", Universidad Pontificia Comillas.Madrid, 2006.
- [8] Suchismita Duttgupta., ""A Reliability Assessment Methodology for Distribution Systems with Distributed Generation"." maestria, . Louisiana State University, 2006.
- [9] Goran Strbac., "[Goran Strbac., "Integration of operation of embedded generation and distribution networks". , " *Manchester Center for Electrical Energy*, 2002.
- [10] M. R, ""Wind and solar power systems". " *Editorial CRC* 1999.
- [11] A. Borghero, "Impacto de la Generación Distribuida en la Estimación Diaria de Demanda de Energía Eléctrica". , " Universidad de Chile. Santiago de Chile, 2002.
- [12] A. R. Jenkins N., ""Embedded Generation", " *The Institution of Electrical Engineers, United Kingdom*, 2000.
- [13] H. N, ""Dispersed generation impact on distribution networks" " *IEEE Transactions on Computer Applications in Power*, vol. Vol. 12, , pp. pp. 22-28, April 1999.
- [14] H. N., ""Dispersed generation impact on distribution networks", " *IEEE Transactions on Computer Applications in Power*, vol. Vol. 12, pp. pp. 22-28, April 1999.
- [15] D. R, " "Issues for distributed generation in the US" " *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2002.
- [16] NREL, ""Potential for Renewable Energy in the San Diego Region", " *CRC Press* 2005.
- [17] E. Mariano, "Bajan 37% precios de paneles solares de alta eficiencia en 2017," *Nación Eléctrica*, febrero 27, 2018
- [18] M. J. B. J, " "Power System Dynamics and Stability", " *John Wiley & Sons Ltd*, 1997.

- [19] P. J. Kundur P., "“Definition and classification of power system stability” " " *IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions*
- [20] K. P, " "Power System Stability and Control", " *McGraw-Hill New York*, 1994.
- [21] I. Núñez, "Que son los servicios complementarios," *Breves de energia.*, 2017.
- [22] Y. n. Yu, "“Electric Power System Dynamics”

Academic Press," *New York*, 1983.

- [23] K. M. R. G, " "Transactions on Power Systems”, " Agosto 1991.
- [24] E.E.V.C, ""Programa de desarrollo eléctrico en el cayo Santa Maria.," " 2014.
- [25] L. C. F. Yandi Gallego Landera , Zaid Garcia Sanchez ,Yanet Rivas Arocha "Impacto de la implementación de paneles fotovoltaicos en el sistema eléctrico Cayo Santa María " *Revista de Ingeniería Energética*, vol. vol XXXVIII, n. 2, pp. p. 76-87 2017, mayo/agosto.

ANEXOS

Anexo 1

Cortocircuito monofásico en la barra 2.

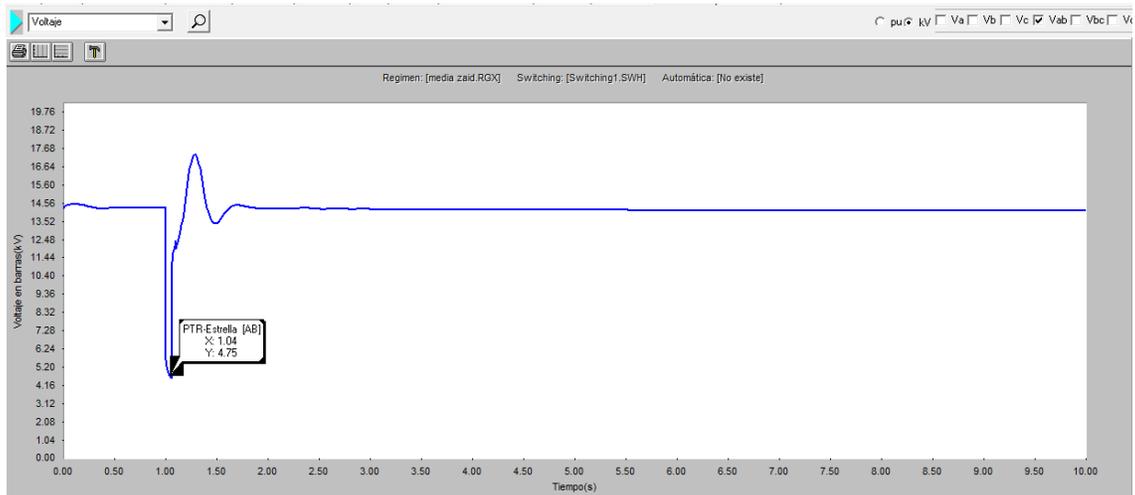


Figura 1 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito monofásico en barra1.

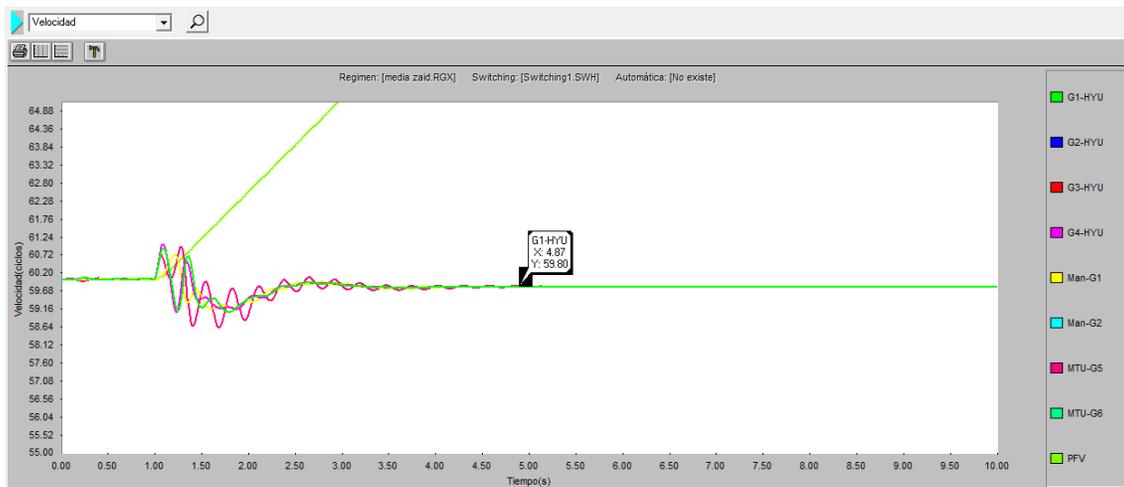


Figura 2 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito monofásico en la barra1.

Tabla 1 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito trifásico en la barra 1

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.88Hz –1.18s	60.68Hz – 1.19s	60.93Hz -1.27s
Punto mínimo	59.18Hz – 1.23s	59.16 Hz – 1.58s	58.68Hz – 1.66s
Se estabiliza	59.77Hz-3.91s	59.78Hz-4.06s	59.81Hz-4.87s

Anexo 2

Cortocircuito monofásico en la barra 2.

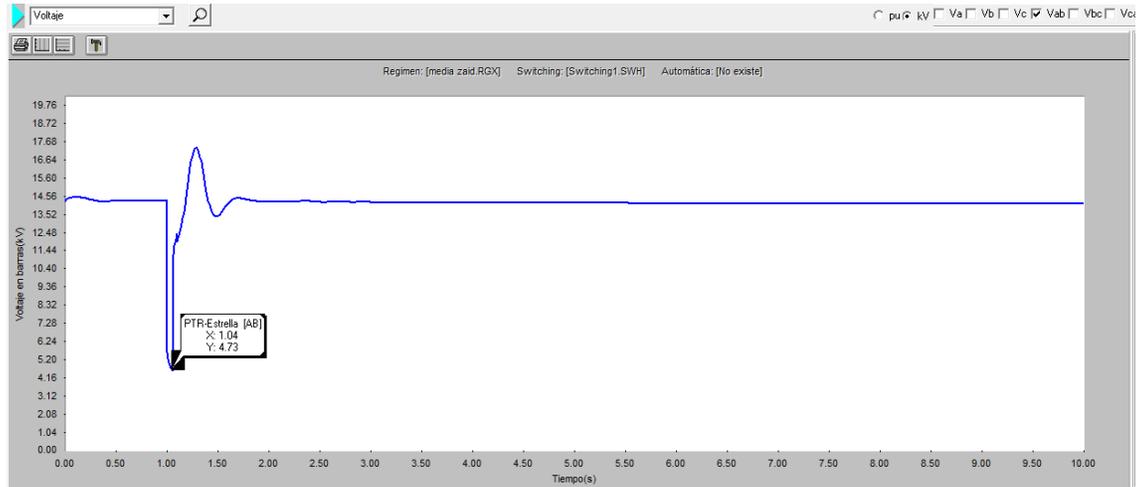


Figura 3 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito monofásico en barra2.

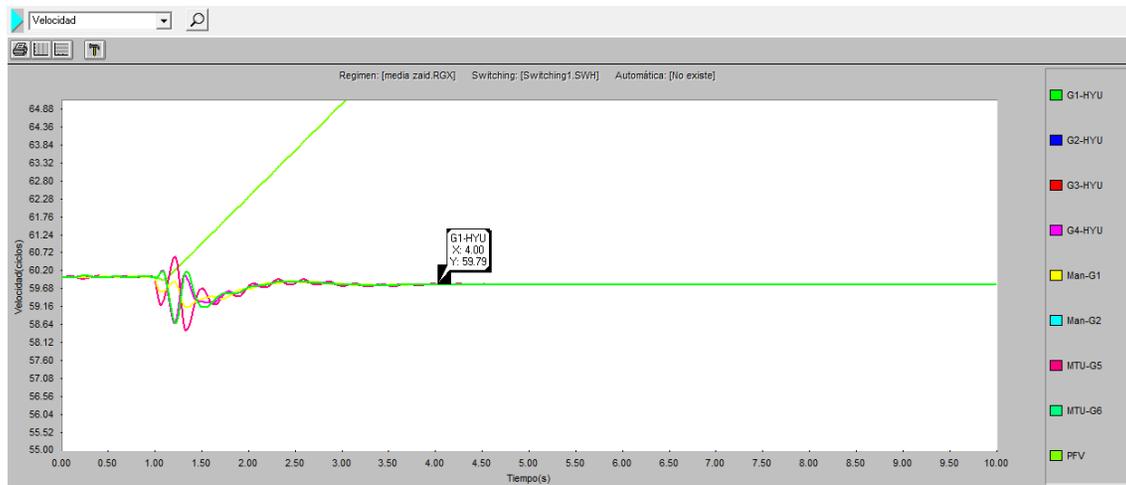


Figura 4 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito monofásico en la barra2.

Anexo 2 Tabla 2 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la barra 2.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.12Hz –1.02s	59.94Hz – 2.43s	60.58Hz -1.20s
Punto mínimo	58.70Hz – 1.21s	59.17 Hz – 1.32s	58.53Hz – 1.32s
Se estabiliza	59.78Hz-3.60s	59.77Hz-3.68s	59.81Hz-4.27s

Anexo 3

Cortocircuito monofásico en la barra Pueblo Dunas.

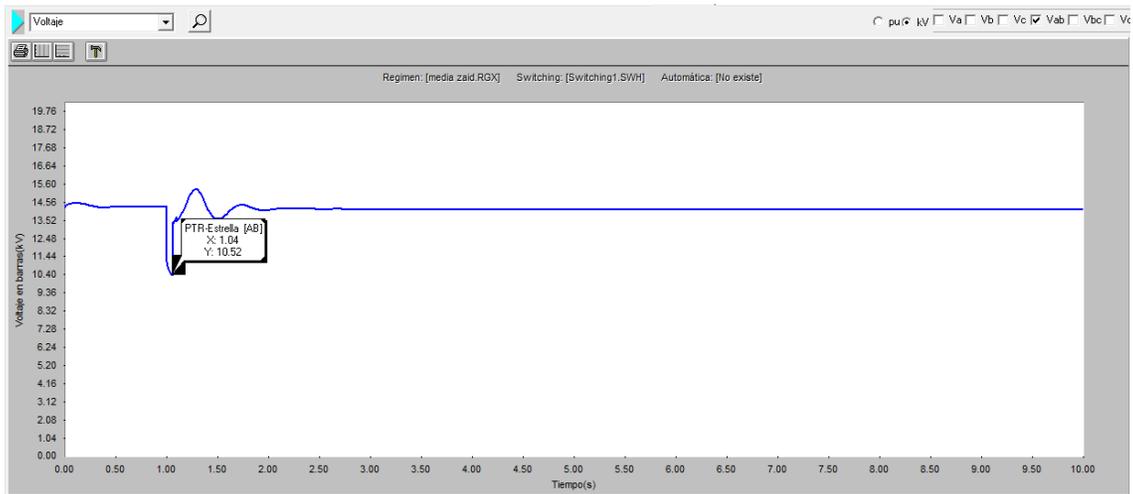


Figura 5 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito monofásico en barra Pueblo Dunas.

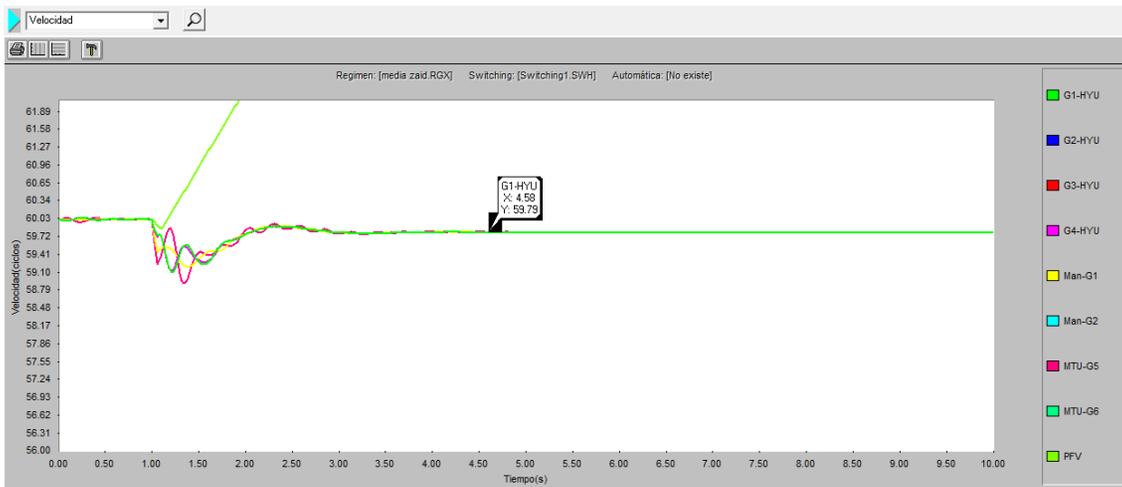


Figura 6 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito monofásico en la barra Pueblo Dunas.

Tabla 3 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la barra Pueblo D unas.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	59.89Hz –2.28s	59.89Hz – 2.37s	59.94Hz -2.30s
Punto mínimo	59.15Hz – 1.19s	59.21Hz – 1.35s	58.96Hz – 1.32s
Se estabiliza	59.79Hz-2.93s	59.79Hz-2.88s	59.80Hz-3.71s

Anexo 4

Cortocircuito monofásico en la barra Cámara2-Este1.

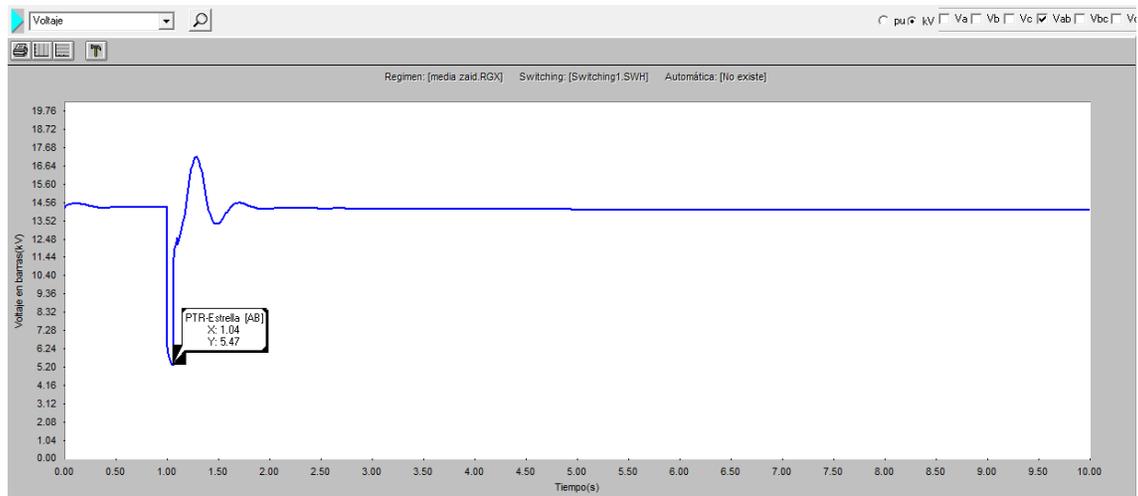


Figura 7 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito monofásico en barra Cámara2-Este1.

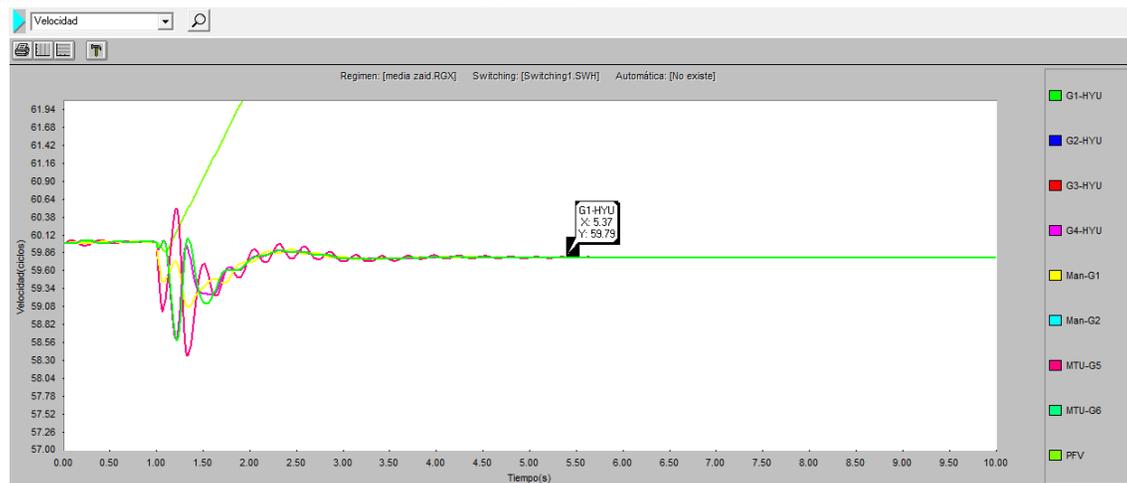


Figura 8 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito monofásico en la barra Cámara2-Este1.

Tabla 4 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la barra Camara2-Este1

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.05Hz –1.33s	59.90Hz – 2.43s	60.48Hz -1.20s
Punto mínimo	58.65Hz – 1.20s	59.10Hz – 1.32s	58.41Hz – 1.32s
Se estabiliza	59.77Hz-3.56s	59.78Hz-3.49s	59.81Hz-4.27s

Anexo 5

Cortocircuito monofásico en la barra Camara5-Carp-Trns.

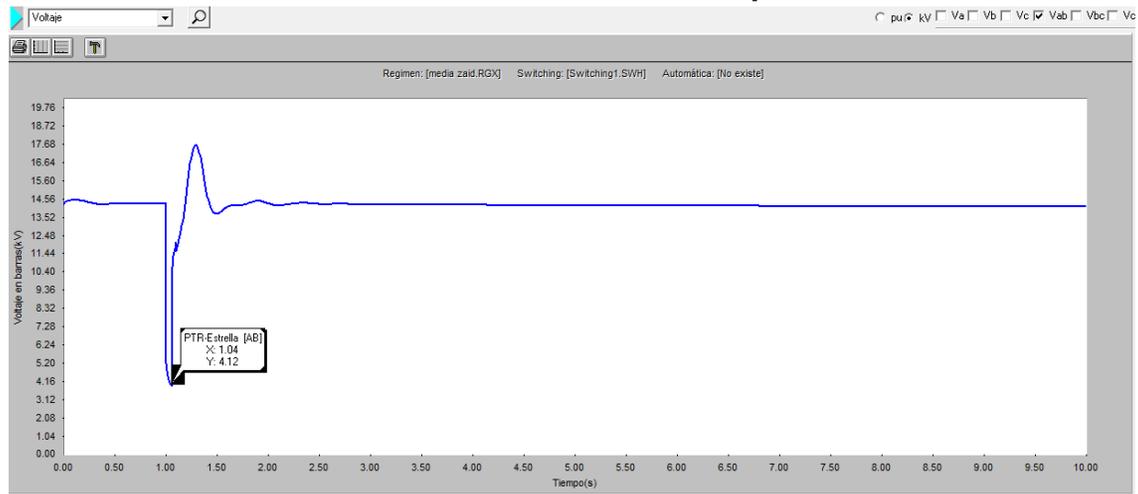


Figura 9 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito monofásico en barra Camara5-Carp-Trns.



Figura 10 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito monofásico en la barra Camara5-Carp-Trns.

Tabla 5 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la barra Camara5-Carp-Trns

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.05Hz -1.33s	59.90Hz - 2.43s	60.48Hz -1.20s
Punto mínimo	58.65Hz - 1.20s	59.10Hz - 1.32s	58.41Hz - 1.32s
Se estabiliza	59.77Hz-3.56s	59.78Hz-3.49s	59.81Hz-4.27s

Anexo 6

Cortocircuito monofásico en la barra Hotel Planta Real.

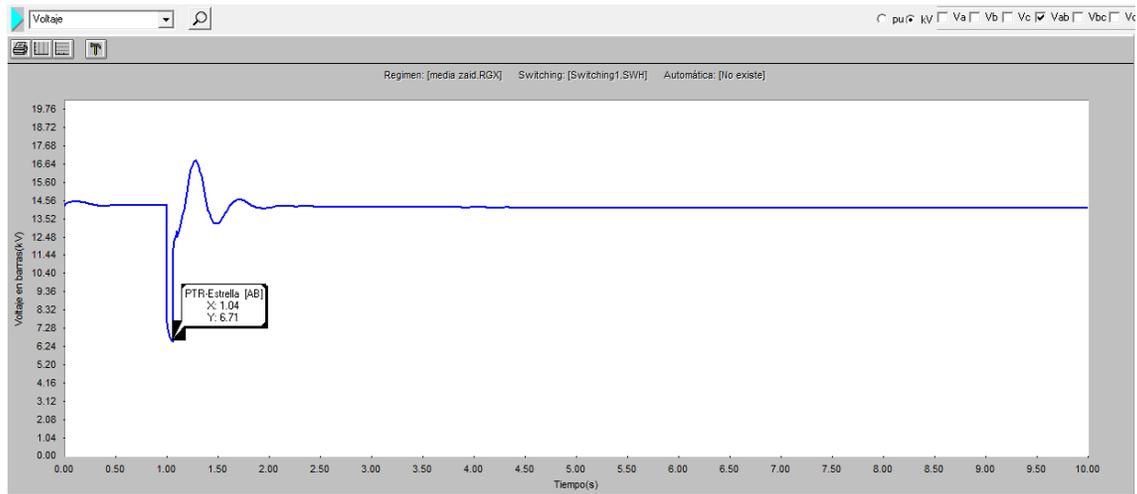


Figura 11 Comportamiento del voltaje en PTR-Estrella ante cortocircuito monofásico en barra Hotel Planta Real.

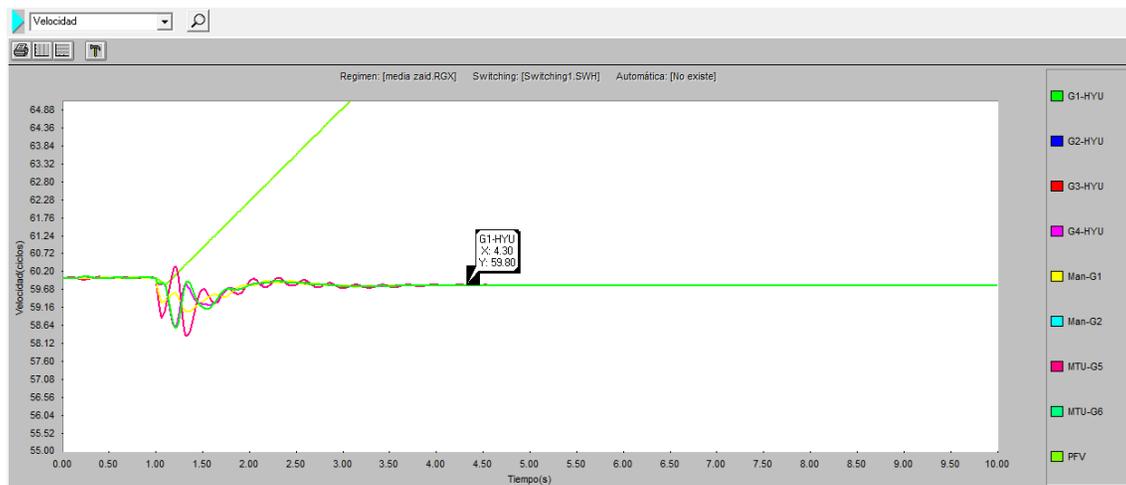


Figura 12 Respuesta de frecuencia ante un cortocircuito monofásico en la barra Hotel Planta Real.

Tabla 6 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la barra Hotel Planta Real.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	59.91Hz –2.28s	59.91Hz – 2.17s	60.28Hz -1.19s
Punto mínimo	58.60Hz – 1.20s	59.08Hz – 1.31s	58.36Hz – 1.32s
Se estabiliza	59.77Hz-3.54s	59.77Hz-3.46s	59.81Hz-4.29s

Anexo 7

Cortocircuito monofásico en la línea No.8.

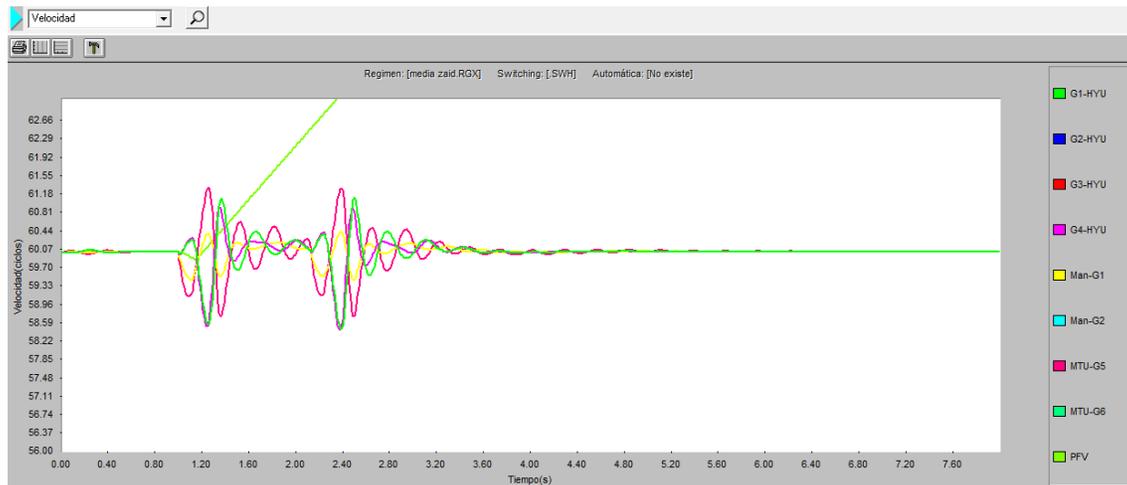


Figura 13 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito monofásico en línea No.8

Tabla 7 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la línea No.8.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	61.10Hz –2.50s	60.41Hz – 2.38s	61.29Hz – 1.95s
Punto mínimo	58.48Hz - 2.38s	59.49Hz – 2.48s	58.71Hz – 1.36s
Se estabiliza	60.01Hz-4.21s	60.01Hz-3.84s	60.03Hz-4.89s

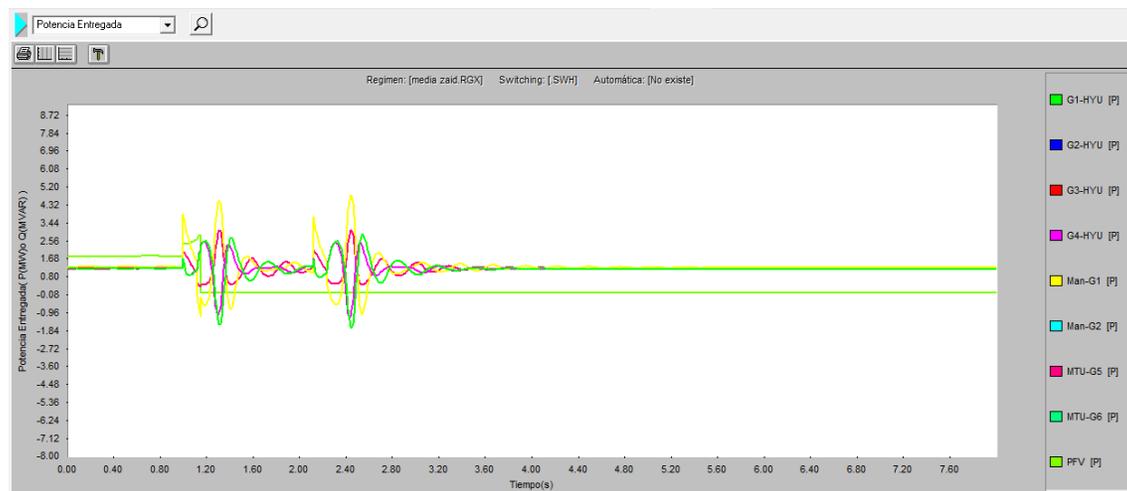


Figura 14 Potencia entregada ante cortocircuito monofásico en la línea No.8.

Tabla 8 Potencia entregada por los generadores después de falla monofásica línea No.8.

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.20
G2-HYU	1.20
G3-HYU	1.20
G4-HYU	1.20
MAN-G1	1.29
MAN-G2	1.29
MTU-G5	1.21
MTU-G6	1.21

Reserva Rodante: 8.42MW

Anexo 8

Cortocircuito monofásico en la línea No.10.

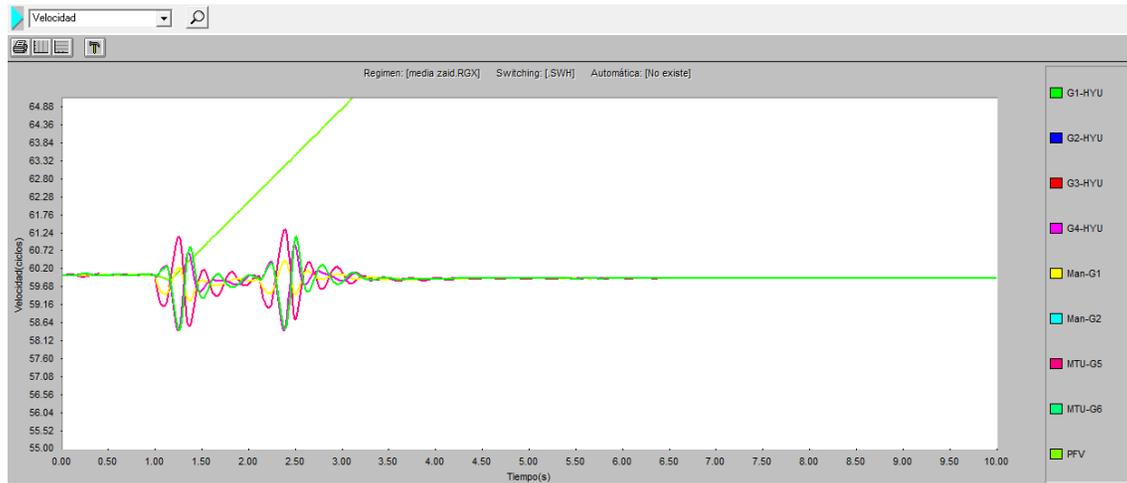


Figura 15 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito monofásico en línea No.10

Tabla 9 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la línea No.10.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	61.11Hz – 2.50s	60.38Hz – 2.37s	61.30Hz – 2.38s
Punto mínimo	58.50Hz - 2.38s	59.34 Hz – 1.35s	58.54 Hz – 1.36s
Se estabiliza	59.91Hz-4.20s	59.90Hz-4.32s	59.90Hz-4.48s

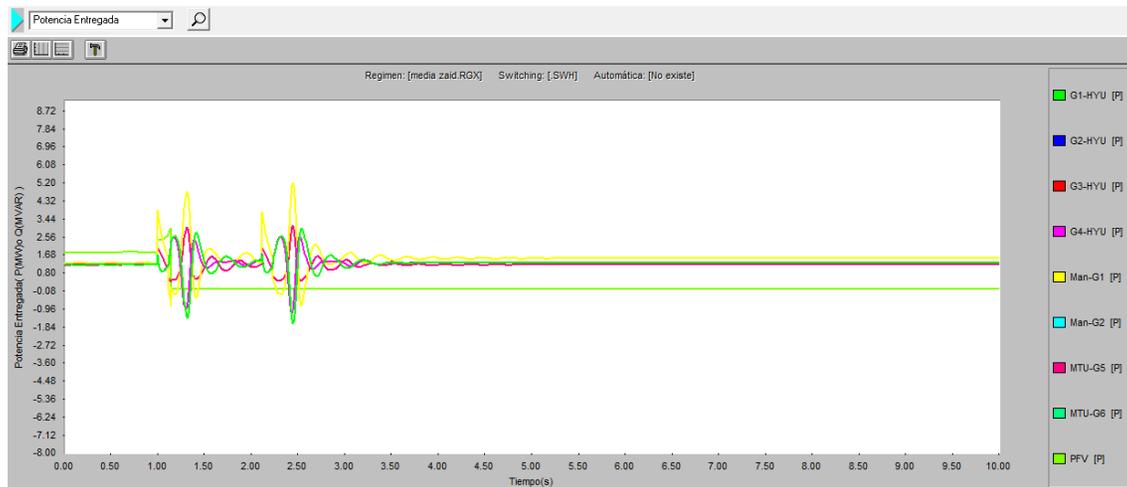


Figura 16 Potencia entregada ante cortocircuito monofásico en la línea No.10.

Tabla 10 Potencia entregada por los generadores después de falla monofásica línea No.10.

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.28
G2-HYU	1.28
G3-HYU	1.28
G4-HYU	1.28
MAN-G1	1.51
MAN-G2	1.51
MTU-G5	1.22
MTU-G6	1.22

Reserva Rodante: 6.36MW

Anexo 9

Cortocircuito monofásico en la línea No.12.

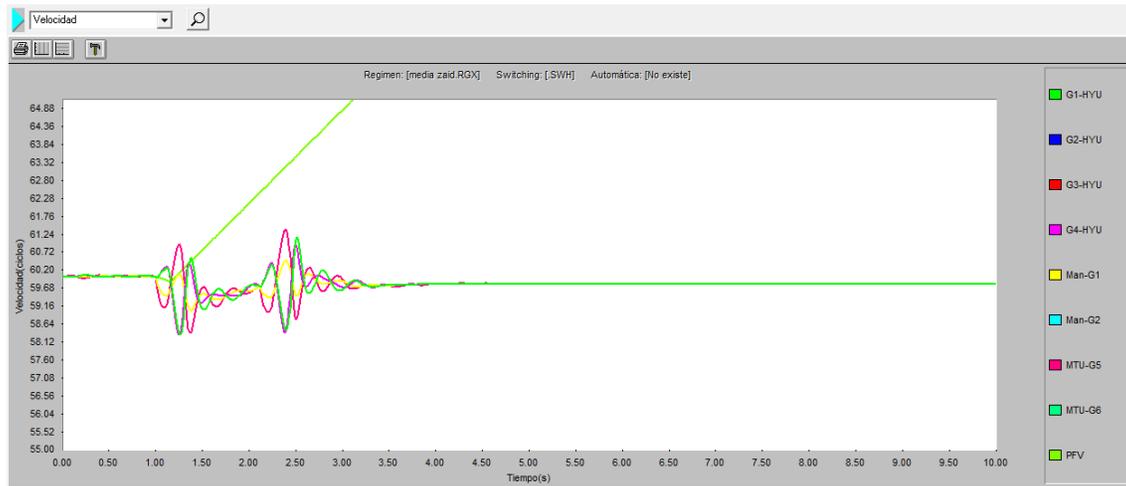


Figura 17 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito monofásico en línea No.12

Tabla 11 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la línea No.12.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	61.14Hz – 2.51s	60.44Hz – 2.54s	61.32Hz – 2.38s
Punto mínimo	58.39Hz-1.25s	59.04Hz – 1.37s	58.40Hz – 1.36s
Se estabiliza	59.78Hz-3.80s	59.78Hz-3.80s	59.78Hz-3.93s

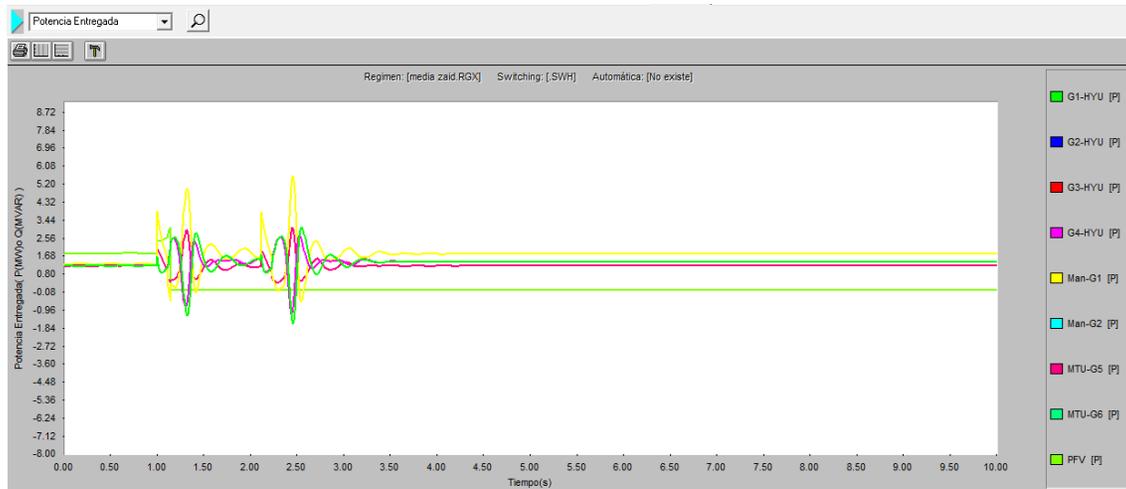


Figura 18 Potencia entregada ante cortocircuito monofásico en la línea No.12

Tabla 12 Potencia entregada por los generadores después de falla monofásica línea No.12

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.37
G2-HYU	1.37
G3-HYU	1.37
G4-HYU	1.37
MAN-G1	1.77
MAN-G2	1.77
MTU-G5	1.20
MTU-G6	1.20

Reserva Rodante: 5.48MW

Anexo 10

Cortocircuito monofásico en la línea No.330.

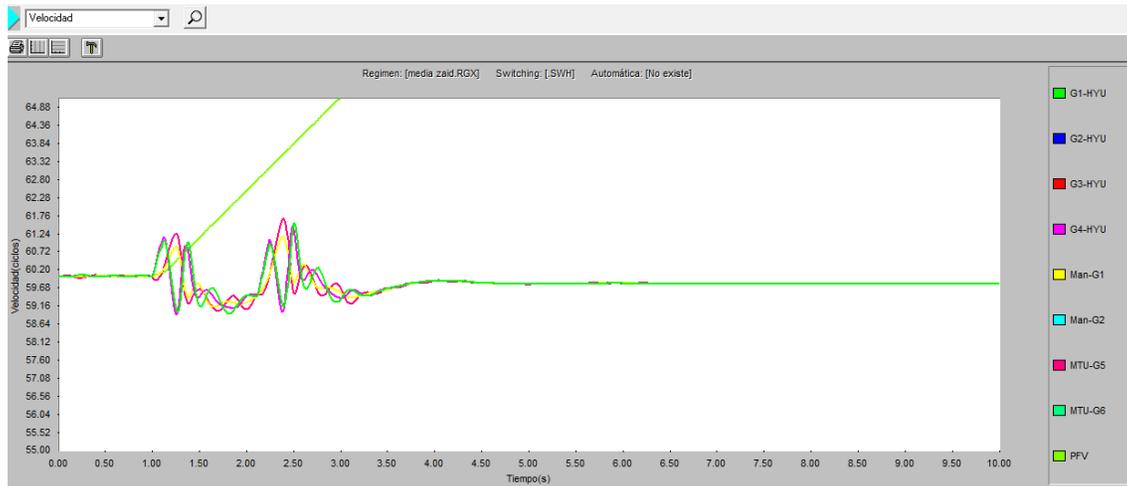


Figura 19 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito monofásico en línea No.330

Tabla 13 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la línea No.330.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	61.53Hz – 2.50s	61.11Hz – 2.37s	61.61Hz – 2.38s
Punto mínimo	58.97Hz – 1.79s	59.17Hz – 1.62s	59.06Hz – 1.66s
Se estabiliza	59.83Hz-4.42s	59.84Hz-4.42s	59.84Hz-4.38s

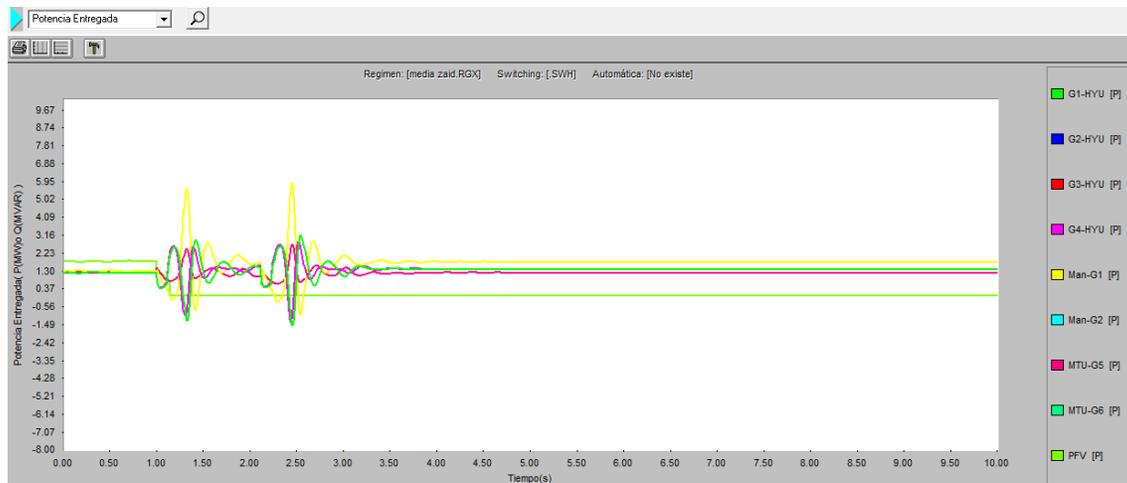


Figura 20 Potencia entregada ante cortocircuito monofásico en la línea No.330.

Tabla 14 Potencia entregada por los generadores después de falla monofásica línea No.330

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.39
G2-HYU	1.39
G3-HYU	1.39
G4-HYU	1.39
MAN-G1	1.78
MAN-G2	1.78
MTU-G5	1.17
MTU-G6	1.17

Reserva Rodante: 5.38MW

Anexo 11

Cortocircuito monofásico en la línea No.276.

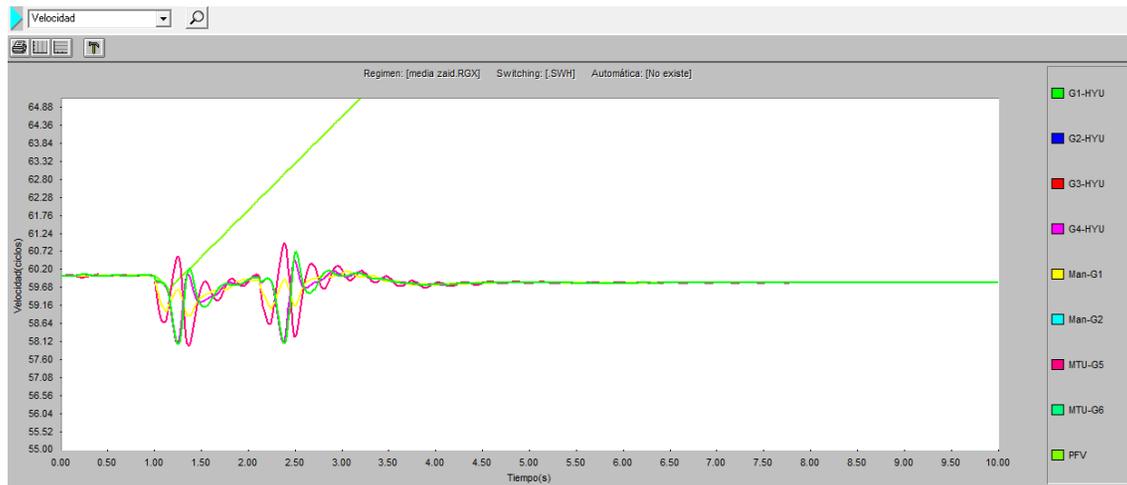


Figura 21 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito monofásico en línea No.276

Tabla 15 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la línea No.276.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.70Hz – 2.50s	60.12Hz – 3.03s	60.92Hz – 2.38s
Punto mínimo	58.15Hz – 2.37s	58.89Hz – 1.35s	58.00Hz – 1.36s
Se estabiliza	59.81Hz-4.51s	59.81Hz-4.64s	59.81Hz-6.69s

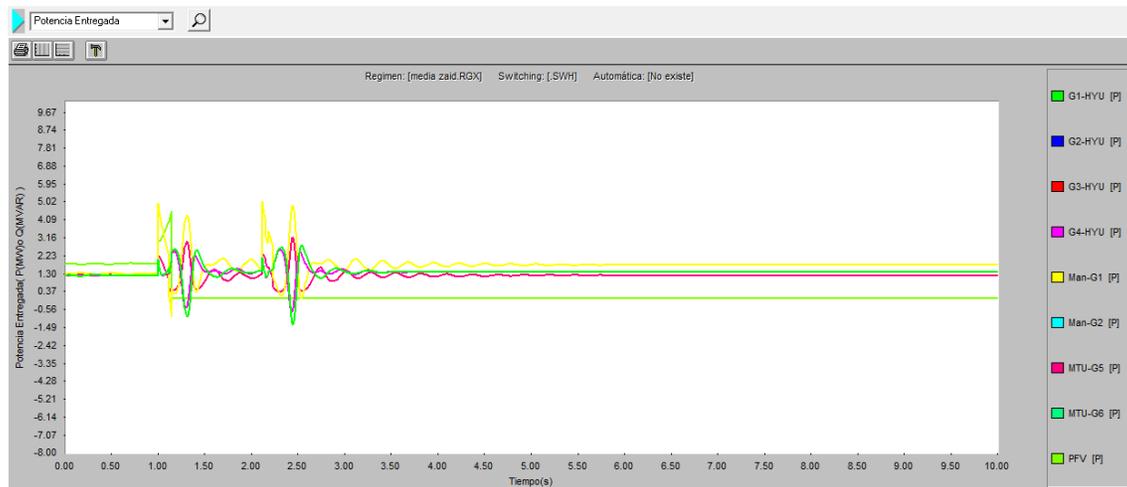


Figura 22 Potencia entregada ante cortocircuito monofásico en la línea No.276.

Tabla 16 Potencia entregada por los generadores después de falla monofásica línea No.276

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.36
G2-HYU	1.36
G3-HYU	1.36
G4-HYU	1.36
MAN-G1	1.74
MAN-G2	1.74
MTU-G5	1.21
MTU-G6	1.21

Reserva Rodante: 5.58MW

Anexo 12

Cortocircuito monofásico en la línea No.191.

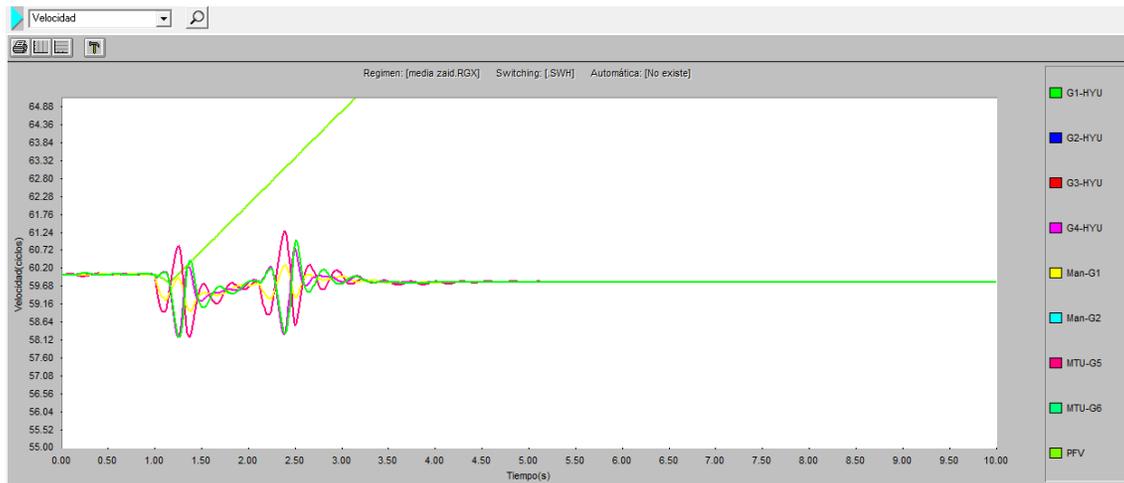


Figura 23 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito monofásico en línea No.191

Tabla 17 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la línea No.191.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.95Hz – 2.50s	60.25Hz – 2.38s	61.27Hz – 2.39s
Punto mínimo	58.23Hz – 1.25s	58.99Hz – 1.36s	58.22Hz – 1.36s
Se estabiliza	59.78Hz-3.33s	59.78Hz-3.62s	59.80Hz-4.61s

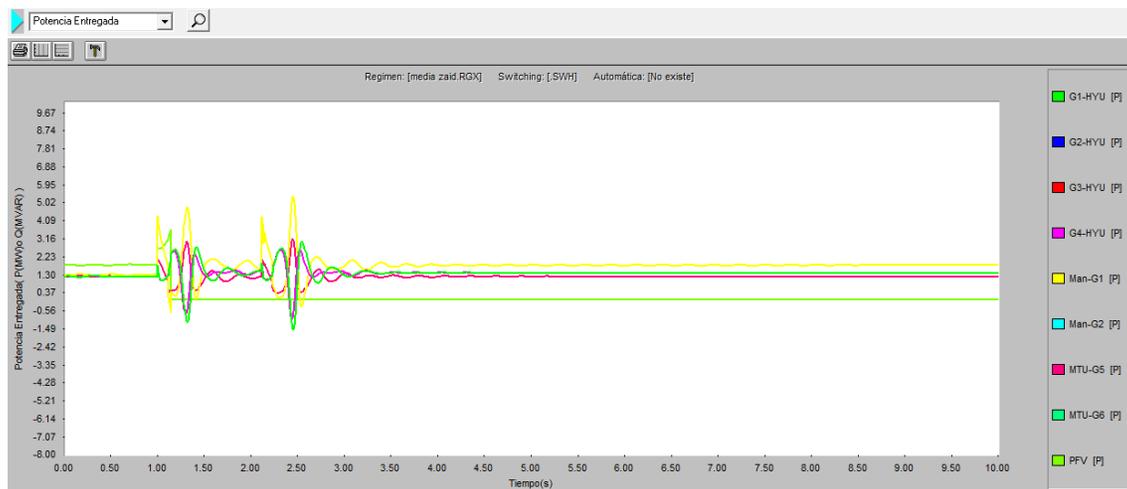


Figura 24 Potencia entregada ante cortocircuito monofásico en la línea No.191.

Tabla 18 Potencia entregada por los generadores después de falla monofásica línea No.191

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.40
G2-HYU	1.40
G3-HYU	1.40
G4-HYU	1.40
MAN-G1	1.79
MAN-G2	1.79
MTU-G5	1.23
MTU-G6	1.23

Reserva Rodante: 5.32MW

Anexo 13

Cortocircuito monofásico en la línea No.249.

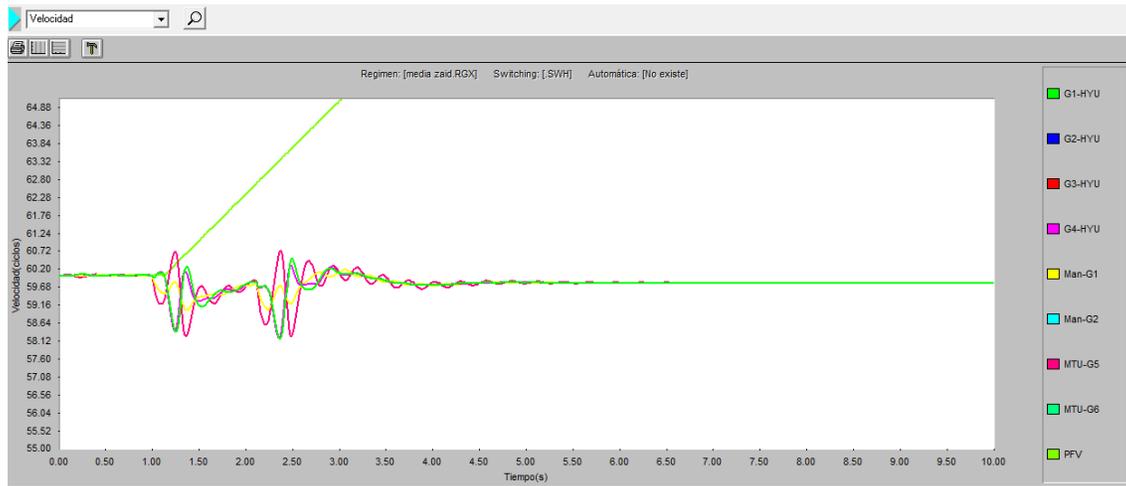


Figura 25 Comportamiento de la frecuencia ante cortocircuito monofásico en línea No.249

Tabla 19 Variaciones de frecuencia ante cortocircuito monofásico en la línea No.249.

Parámetros	G-HYU	MAN-G	MTU-G
Punto máximo	60.47Hz – 2.48s	60.16Hz – 3.03s	60.74Hz – 2.37s
Punto mínimo	58.19Hz – 2.36s	59.10Hz – 1.34s	58.29Hz – 1.35s
Se estabiliza	59.77Hz-4.26s	59.79Hz-4.38s	59.81Hz-5.69s

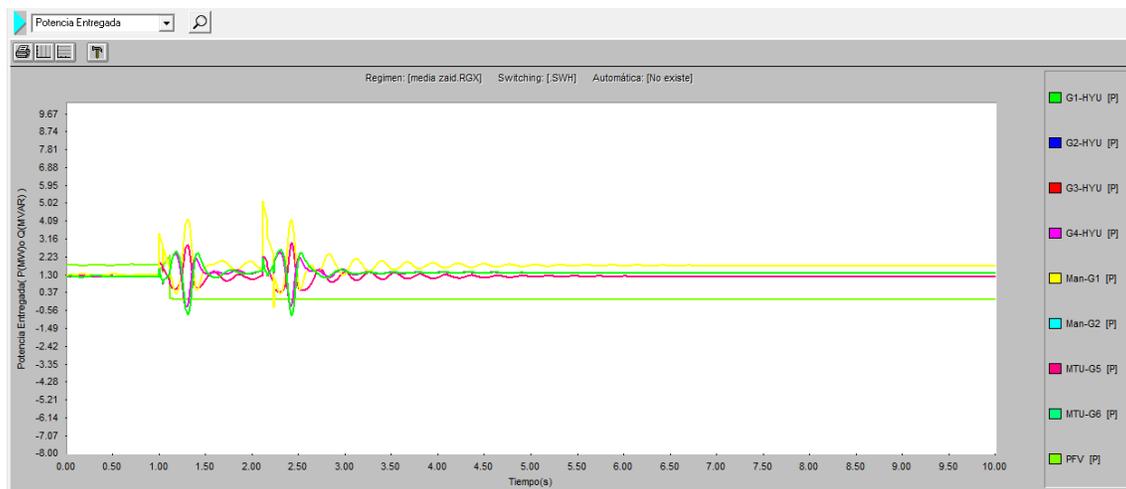


Figura 26 Potencia entregada ante cortocircuito monofásico en la línea No.249.

Tabla 20 Potencia entregada por los generadores después de falla monofásica línea No.249

Generadores	Potencia Entregada(MW)
G1-HYU	1.39
G2-HYU	1.39
G3-HYU	1.39
G4-HYU	1.39
MAN-G1	1.80
MAN-G2	1.80
MTU-G5	1.23
MTU-G6	1.23

Reserva Rodante: 5.34MW