

UNIVERSIDAD CENTRAL “MARTA ABREU” DE LAS VILLAS.
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA



Trabajo de Diploma para optar por el grado académico
de Ingeniero Eléctrico

**“Análisis de estabilidad de frecuencia en el sistema eléctrico de potencia Cayo
Santa María”**

Autor: Elizabeth Cortina González
Tutor: Dr. Zaid García Sánchez

Santa Clara, Cuba, 2017

UNIVERSIDAD CENTRAL “MARTA ABREU” DE LAS VILLAS
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA



**Trabajo de Diploma para optar por el grado académico
de Ingeniero Eléctrico**

**“Análisis de estabilidad de frecuencia en el sistema eléctrico de potencia Cayo
Santa María”**

Autor: Elizabeth Cortina González

Email: ecortina@uclv.cu

Tutor: Dr. Zaid García Sánchez

Email: zaid@uclv.edu.cu

Santa Clara, Cuba, 2017



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

Firma del Autor

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

Firma del Tutor

Firma del Jefe de
Departamento donde se defiende el trabajo



PENSAMIENTO

Ser revolucionario, en nuestro concepto, implica desafiar la rutina, desechar los caminos fáciles y, muchas veces, emprender caminos difíciles.

Fidel Castro Ruz



DEDICATORIA

Quiero dedicarles este trabajo a mis padres por estar siempre ahí cuando más los he necesitado, porque sin ellos no hubiera podido seguir adelante. A mi hermano por ser mi guía, mi amigo y por darme su ayuda incondicional. A mi novio Pepe por estar siempre conmigo durante estos cinco años.



AGRADECIMIENTO

A mi mamatrini Baby, por quererme tanto y por ayudarme a convertirme en una profesional.

A mi papá Leonardo Cortina por ser un ejemplo a seguir y el mejor papá del mundo.

A mi tatico porque es el mejor hermano del mundo mundial y porque te quiero muchísimo.

A Sergio por aguantar mis pesadeces y ayudarme todos estos años.

A Pepe por ser mi amigo, mi compañero y mi amor todo este tiempo. Por darme todo su apoyo, cuidarme y darme aliento cuando estaba nerviosa. Te quiero mucho pitín.

A mis amigas Marianela, Arianna y Eliana. Tanto tiempo luchando para llegar a este día y lo logramos las quiero mucho.

A Pepito, Kebel, Wendy, Nina, Pepe, Melvis, Migue, Lais, José y Lena por ser mi familia.

A todos los del cuarto Cesar, Raidel, Fonte, Agüero, Daniel, Omar, Osvady, el Cirutero y leidier. Que sería de mí si no hubiéramos estudiado todos juntos.

A mi tutor Zaid por ayudarme y orientarme todos estos años.

A todos los profesores que desde un inicio me ayudaron en mi formación como profesional.

A mis compañeras y amigas Yadira, Saidelis, Anabel y Laritza porque juntas pudimos con todos esos machos.

A lidia por ayudarme siempre que la he necesitado y por formar parte de mi familia.

A mi familia de santa clara por ayudarme cuando más los necesite.

A las tías del merendero por darme su ayuda.

A toda mi familia por quererme tanto y por estar orgullosos de mí.



TAREAS TÉCNICAS

1. Realizar una revisión bibliográfica sobre temas relacionados con los SEP aislados y la estabilidad de frecuencia
2. Recopilar la información necesaria de todo el Sistema Eléctrico Cayo Santa María para la simulación en el software *Power System eXplorer* (PSX).
3. Evaluar la reserva rodante necesaria para garantizar el adecuado control de frecuencia en el SEP de Cayo Santa María.
4. Realizar las corridas de flujos de carga así como los análisis de estabilidad de frecuencia en el tiempo para distintos escenarios.
5. Analizar las contingencias y ver las consecuencias que provocan en el sistema y unidades de generación.



RESUMEN

Debido al alto precio de los combustibles fósiles, su agotamiento y su efecto sobre el medio ambiente, en los últimos años la humanidad se ha visto obligada a buscar nuevas fuentes de energía. Se han sumado casi la totalidad de los países a la carrera en contra de los combustibles fósiles y su uso de forma racional, y se han dedicado estudios e importantes trabajos científicos al uso de las fuentes renovables de energía. Estos trabajos han estado dedicados a minimizar las deficiencias de las tecnologías existentes, hacer competitivos los elevados precios, elevar su baja eficiencia, resolver los problemas asociados a su interconexión y destacar su pequeño impacto medio ambiental, etc. Ya es un hecho que existe una transición energética a una economía sostenible por medio de la energía renovable, la eficiencia energética y el desarrollo sostenible. El objetivo final es la abolición del carbón, la energía nuclear y otros recursos no renovables, de forma que los sistemas estén compuestos únicamente de energías renovables. El SEP aislado de Cayo Santa María pretende incrementar en su matriz de generación las fuentes renovables de energía y en específico la fotovoltaica, siendo así el objetivo general de este trabajo, la evaluación del impacto de la inserción de esta fuente renovable de energía en la estabilidad de frecuencia en este sistema eléctrico de potencia. Unido a esto, la mayoría de las fallas que se presentan en este SEP están asociadas a la pérdida de generación por lo que no solo es necesario evaluar la influencia de las fuentes renovables, sino además la influencia del mix de generación existente. Se muestran las simulaciones realizadas y se arriban a conclusiones que serán de consulta obligada a los especialistas del Cayo Santa María.

ÍNDICE

TAREAS TÉCNICAS	VII
RESUMEN.....	VIII
ÍNDICE	IX
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. Conceptos Generales.....	4
Introducción.....	4
1.1 Definición de Generación Distribuida	4
1.1.1 Clasificación de la Generación Distribuida	5
1.1.2 Ventajas y desventajas de la Generación Distribuida.....	5
1.1.3 Conexión de la Generación Distribuida al Sistema Eléctrico de Potencia	6
1.1.4 Impactos de la GD en la estabilidad del sistema	6
1.1.5 Impacto Ambiental	7
1.2 Generación solar fotovoltaica.....	7
1.2.1 Parques fotovoltaicos.....	7
1.2.2 Predictibilidad de la energía solar	9
1.2.2 Inercia del sistema.....	10
1.3 Concepto de Estabilidad.....	10
1.3.1 Estabilidad angular	11
1.3.2 Estabilidad de frecuencia	12
1.3.3 Estabilidad de Tensión.....	12
1.4 Requerimientos adicionales de reserva rodante	13
1.5 Sistema Aislado.....	14
1.6 Conclusiones del capítulo.....	14
CAPÍTULO 2. Estudio del sistema eléctrico Cayo Santa María.....	16
Introducción.....	16
2.1 Descripción del sistema aislado Cayo Santa María	16
2.1.1 Carga eléctrica.....	17



2.1.2 Generación	17
2.1.3 Redes	18
2.2 Integración de la energía fotovoltaica al sistema aislado Cayo Santa María.....	20
2.2.1 Ubicación de la generación fotovoltaica	20
2.3 Penetración fotovoltaica en el Cayo Santa María	21
2.4 Servicios complementarios en el sector eléctrico	22
2.5 Sistema Eléctrico de Potencia	23
2.6 Regulación de frecuencia	25
2.6.1 Reserva de potencia para la regulación primaria y secundaria de frecuencia	28
2.7 Característica estática de los gobernadores de las máquinas sincrónicas.....	28
2.7.1 Estatismo	29
2.7.2 Comportamiento de la regulación primaria y secundaria a partir de la característica estática de los reguladores de velocidad.	31
2.7.3 Comportamiento de la carga ante una desviación de la frecuencia.....	32
2.7.4 Amortiguamiento	33
2.8 Esquema de deslastre o desconexión de carga	33
2.9 Metodología del sistema de estudio	35
Conclusiones del capítulo.....	36
CAPÍTULO 3. Estabilidad de frecuencia en el SEP Cayo Santa María	37
Introducción.....	37
3.1 Análisis del caso de máxima demanda del SEP con PFV.....	37
3.1.1 Desconexión del generador G1-HYU	38
3.1.2 Desconexión del generador MAN-G2	40
3.1.3 Desconexión del generador MTU-G2.....	42
3.1.4 Desconexión del parque fotovoltaico de 2 MW	44
3.1.4.1 Salida del 25%, 50% y 75% del PFV.....	46
3.2 Análisis del caso de media demanda del SEP con PFV.....	48
3.2.1 Desconexión del generador G1-HYU.....	49
3.2.2 Desconexión del generador MAN-G1	51
3.2.3 Desconexión del parque fotovoltaico de 2 MW	53
3.2.2.1 Salida del 25%, 50% y 75% del PFV.....	55
3.3 Análisis de mínima demanda en el SEP sin PFV	56



Agradecimiento

3.3.1 Desconexión del generador G3-HYU	57
3.3.2 Desconexión del generador MAN-G2	59
CONCLUSIONES	62
RECOMENDACIONES	63
BIBLIOGRAFÍA.....	64
ANEXOS.....	66



INTRODUCCIÓN

Actualmente el ser humano vive en una sociedad de consumo y de creciente expansión, en la era de la tecnología, donde la necesidad de energía es inevitable. Uno de los principales problemas relacionados con la energía que mantienen a la humanidad en constante expectativa son: los altos costos de los combustibles fósiles, el agotamiento de los mismos en un futuro no lejano, los niveles de contaminación ambiental y sus efectos a escala planetaria ya que las necesidades energéticas son crecientes y los recursos limitados.

Los avances en la electrónica de potencia, el incremento en las eficiencias de las fuentes de generación de energía convencionales de baja capacidad, la reducción de los costos en las celdas fotovoltaicas y de las turbinas eólicas, el desarrollo actual y las tendencias en los dispositivos para el almacenamiento de energía, la posibilidad de obtener gas combustible a precios accesibles, así como las consideraciones para disminuir la contaminación ambiental que ha llevado a un calentamiento global, han hecho que diferentes países alrededor del mundo se planteen ambiciosos objetivos para alcanzar altos niveles de producción de energía en base a energías renovables en los próximos años ya que esta se hizo una alternativa eficiente y limpia para los sistemas de distribución tradicionales. Esta situación, sumada a condiciones favorables desde el punto de vista de costos de inversión tanto para los proyectos de generación fotovoltaica como eólica, lleva a que se espere que ambas tecnologías tengan un rol importante en el futuro de los sistemas de potencia. Con este propósito, esfuerzos significativos están siendo realizados en varias partes del mundo como: Estados Unidos, Europa y China. El avance de las tecnologías de producción de energía, preocupación con reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y reglamentación ambiental son algunos de los factores que impulsan la generación distribuida.

En Cuba la generación eficiente de energía constituye uno de los motores que impulsan las transformaciones estructurales de la economía que se desarrollan mediante la implementación de los Lineamientos aprobados en el VI Congreso del Partido. Cuba actualmente produce con el empleo del combustible fósil, el 95% de su energía eléctrica [1]. Este dato encuentra una economía muy dependiente de la importación y con elevados costos de generación eléctrica. Por tal razón, El Consejo de Ministros, el 21 de junio de 2014, aprobó la Política para el Desarrollo Perspectivo de Fuentes Renovables y el uso eficiente de la Energía, elaborada por la Comisión Gubernamental creada con este fin y dirigida a aprovechar al máximo los recursos renovables disponibles en el país [22].

En el Sistema Eléctrico Cayo Santa María desde el crecimiento de su demanda eléctrica debido al desarrollo turístico alcanzado en los últimos años han ocurrido en distintas etapas averías no deseadas provocadas por los medios de construcción en las instalaciones hoteleras. Las redes soterradas son consideradas de muy baja probabilidad de fallos debido al diseño que estas presentan y su gran resistencia a condiciones adversas.



El principal problema de un sistema aislado como este, es la concentración de la generación en un punto debido a las limitantes geográficas y el espacio reducido existente. Estas máquinas no están construidas para llevar por un tiempo prolongado una carga del orden de los 30 MW, en primer lugar presentan 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 de la salida de unidades de generación debido a la descarga por baja frecuencia, el provocar una descarga por baja frecuencia significa eliminar cargas que en este caso son grandes hoteles y su afectación provocan grandes daños.

La configuración de las redes de distribución no es la más adecuada de acuerdo a la carga que se estima que alcance en los próximos años. En determinados lugares se prevé un alto crecimiento hotelero haciéndose necesario la instalación de nuevos circuitos expresos a un nivel de voltaje en el orden de los 34.5kV debido a la alta densidad de carga y la lejanía de las unidades de generación.

Problema Científico

Las condiciones geográficas existentes en el Cayo Santa María, hace atractiva la conexión de fuentes renovables de energía, específicamente la solar fotovoltaica. Los beneficios económicos y medioambientales son apreciables pero hay que prestar atención a los efectos que introduce en la operación del SEP. La ubicación de estas fuentes ha sido motivo de estudio, así como su capacidad mas no han sido estudiadas aún las consecuencias que puede provocar la inserción de este tipo de generación.

Por eso el problema científico a resolver en este trabajo es: Evaluar la estabilidad de frecuencia del Sistema Eléctrico Cayo Santa María ante el incremento de carga previsto y con un mix 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: Realizar el análisis de estabilidad de frecuencia en el Sistema Eléctrico Cayo Santa María que permita verificar los problemas actuales y futuros que se puedan presentar y poder establecer soluciones a estos problemas.

De este objetivo general se derivan los siguientes objetivos específicos:

1. Realizar una revisión bibliográfica sobre temas relacionados con los SEP aislados y la estabilidad de frecuencia
2. Recopilar la información necesaria de todo el Sistema Eléctrico Cayo Santa María para la simulación en el software Power System eXplorer (PSX).
3. Evaluar la reserva rodante necesaria para garantizar el adecuado control de frecuencia en el SEP de Cayo Santa María.
4. Realizar las corridas de flujos de carga así como los análisis de estabilidad de frecuencia en el tiempo para distintos escenarios.
5. Analizar las contingencias y ver las consecuencias que provocan en el sistema y unidades de generación.



Organización del informe

Este trabajo de diploma se estructura en tres capítulos. En el **capítulo I** se realiza la revisión bibliográfica para la construcción del marco teórico referencial a la previa investigación, necesaria para el análisis y entendimiento de los SEP. En el **capítulo II** se describe el SEP Cayo Santa María y se da a conocer la ubicación del parque fotovoltaico de 2MW así como su posible influencia sobre el sistema. En el **capítulo III** se realiza la implementación y simulación en el software PSX del SEP Cayo Santa María en dos estados, con y sin, el nuevo parque solar, conectado. Además se incluyen las conclusiones generales y recomendaciones derivadas de la investigación, la bibliografía y finalmente un grupo de anexos, como complemento a los resultados expuestos.



CAPÍTULO 1. Conceptos Generales

Introducción

En los últimos años, la industria eléctrica ha estado pasando por un proceso de reestructuración en todo el mundo, con una clara tendencia de cambiar la producción de energía eléctrica desde grandes plantas de generación centralizadas hacia relativamente pequeños sistemas descentralizados. De hecho, la desregularización del mercado eléctrico, los requerimientos de continuidad de servicio, el interés de reducir las pérdidas y sobrecarga de los conductores en los sistemas de transmisión y distribución, el desarrollo de nuevas tecnologías y la preocupación por el medio ambiente, han dado paso a la interconexión de fuentes de generación de energía de mediana y baja potencia en diferentes puntos de la red eléctrica, desarrollando lo que se conoce actualmente como generación distribuida[2].

Este capítulo se enfoca en la familiarización y fundamento conceptual de términos y definiciones que encierra la GD y la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Es la plataforma para el desarrollo, entendimiento y toma de decisiones a lo largo del estudio.

1.1 Definición de Generación Distribuida

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

La IEEE la define como “Instalaciones de generación eléctrica conectadas al sistema eléctrico mediante un punto de conexión común: Un subconjunto de fuentes distribuidas”, mientras que la CIGRE añade: “No es usualmente planificada; No es despachada de forma centralizada; y su capacidad es inferior a 50 o 100 MW”[3].

La GD consiste en generar y almacenar energía eléctrica a pequeña escala lo más cerca posible del centro de carga. Esta se ha convertido en una de las principales fuentes de apoyo y respaldo de las redes de energía eléctrica, contribuyendo a la diversificación de la matriz energética. Es enfocada principalmente en abastecer de electricidad a las comunidades más alejadas donde su accesibilidad y condiciones geográficas le impiden la conexión a la red y a sistemas de distribución convencional[3].

Con el ingreso de la GD ocurren variaciones en los niveles de voltaje, frecuencia y su estabilidad con respecto a la red eléctrica, por ese motivo el sistema de control debe regular y mantener dichas variables dentro de los parámetros permitidos.



1.1.1 Clasificación de la Generación Distribuida

En los países menos desarrollados la GD puede ser el nuevo paradigma para satisfacer rápidamente y con eficacia la creciente demanda. Al contrario de la generación tradicional, la GD puede suministrar energía casi inmediatamente o bien donde ésta se necesita urgentemente o a regiones remotas. La GD, mucho más barata que la energía eléctrica producida a partir de combustibles fósiles como el diésel, hace posible con inversiones pequeñas alcanzar gradualmente grandes objetivos. Generalmente, es un modelo que se adapta a las condiciones locales y sobre todo puede gestionarse y mantenerse en la sociedad[4].

Desde el punto de vista de la disponibilidad de la fuente energética, la GD puede ser clasificada en GD controlable y GD no-controlable (ver Anexo 1). La primera clasificación corresponde a aquellas tecnologías donde la disponibilidad de la fuente de energía es conocida (combustibles, por ejemplo), mientras que la segunda corresponde a aquellas en donde su disponibilidad es incierta (energía eólica, solar, hidráulica, etc.). La GD no-controlable puede presentar altas fluctuaciones en su potencia generada, las que pueden ser suavizadas con el uso de baterías. Desde el punto de vista tecnológico, la GD envuelve una amplia gama de tecnologías permitiendo la explotación de diversas fuentes energéticas. Estas tecnologías pueden clasificarse tanto como renovables como convencionales, y sus características de operación difieren de la generación por parte de las grandes centrales. Los medios de GD más comunes son la cogeneración, las turbinas de combustión convencional, el micro-turbina, la biomasa, los paneles fotovoltaicos y las turbinas eólicas. También hay tecnologías GD que se encuentran todavía en fase experimental y sus costos de inversión imponen una fuerte barrera de entrada (Por ejemplo, la mareomotriz)[3].

El interés de este estudio se centra en los impactos de la penetración de GD Renovable en el Sistema Eléctrico Cayo Santa María, por lo que las tecnologías que se consideran predominantes son los paneles fotovoltaicos debido al gran potencial energético solar existente en la zona de estudio.

1.1.2 Ventajas y desventajas de la Generación Distribuida

La interconexión de nuevas fuentes de energía al sistema eléctrico tradicional trae una serie de ventajas técnicas y económicas. Dentro de estas ventajas encontramos la reducción de pérdidas por transmisión y distribución, mejoras en la calidad de la energía eléctrica (forma de onda de voltaje, frecuencia, estabilidad de la tensión, suministro de potencia reactiva y corrección del factor de potencia), fuentes de alta confiabilidad para sistemas no interrumpibles, reducción de emisiones atmosféricas, generación de respaldo al sistema en caso de emergencia y mayor eficiencia (en la cogeneración), generación de energía limpia con fuentes renovables, proporciona mayor control de energía reactiva, libera capacidad del sistema y además se evitan los altos costos al obviarse las pérdidas económicas en las que se incurre cuando hay fallas en la provisión de la energía a ciertos servicios especializados[5].

Por otro lado también se encuentran desventajas en la utilización de generación distribuida en el ámbito técnico, legal y regulatorio. Entre los problemas, tanto en la operación en



régimen permanente como transitorio, pueden citarse: mal funcionamiento del esquema de protecciones, anulación de las ventajas del uso de reconectores, generación de sobretensiones permanentes, excitación de ferresonancia, impacto en la calidad de potencia, durante la interconexión a la red son utilizados equipos electrónicos los cuales pueden aportar armónicos. También se presentan limitaciones económicas (por los altos costos de inversión), desconocimiento del potencial de la GD y ausencia de estándares para conectar dichos proyectos a la red[5].

1.1.3 Conexión de la Generación Distribuida al Sistema Eléctrico de Potencia

Las centrales de GD funcionan como un complemento de la red eléctrica del sistema de distribución. Aquellas que funcionan únicamente ante emergencias son una opción muy costosa ya que su operación esporádica no justifica su inversión. Un sistema de conexión debe brindar la seguridad de mantener funcionando al sistema, facilitando la información y monitoreo de protecciones, control y despacho de la central de GD a la red eléctrica[6].

Hay que mencionar que este sistema varía su complejidad de acuerdo al modo de operación de la central de GD. Una operación aislada de la red requerirá un sistema de protecciones y control más robusto y complejo, que permita su conexión a diferentes potencias sin afectar el voltaje, frecuencia y estabilidad de la red.

Su costo varía de acuerdo al tipo de tecnología utilizada. Además, se debe cumplir con los requisitos técnicos para mantener voltaje, frecuencia, corriente y estabilidad dentro de los rangos permitidos[6].

La modernización de las redes de distribución, así como la incursión de nuevas fuentes de generación a partir de energías renovables, localizadas en los centros de consumo, plantean grandes retos en la operación y gestión de los sistemas de potencia. El transformador, como parte integral de la red, debe responder satisfactoriamente a este nuevo entorno. Para entender mejor la nueva dinámica del sistema eléctrico es necesario contextualizar los aspectos que involucra la red eléctrica actual. La generación distribuida se define como aquella generación de tamaño reducido e interconectada a nivel de subestación, distribución o carga final del usuario, que emplea como métodos de generación la energía solar, eólica, celdas de combustible, generadores de combustión interna y micro centrales hidroeléctricas. La incorporación de este tipo de generación en la red de distribución provoca flujos de energía bidireccionales, que pueden comprometer la calidad, confiabilidad, sostenibilidad y rentabilidad del sistema si no se cuenta con una adecuada gestión y operación.

1.1.4 Impactos de la GD en la estabilidad del sistema

Los efectos que produce la conexión de GD en un SEP son aún tema de estudio, especialmente en términos de estabilidad. Diversos autores han buscado generalizar los efectos de la GD sobre la estabilidad del SEP tanto en régimen permanente como transitorio, obteniendo resultados concluyentes para la estabilidad a nivel de las redes de distribución, pero no necesariamente para los efectos de la GD en el sistema de transmisión. En efecto, cuando el nivel de penetración de GD es bajo, el efecto que se aprecia sobre la estabilidad a nivel del sistema de transmisión no es significativo, por lo que tiende a ser despreciado



considerando generalmente a la GD como carga “negativa” Sin embargo, frente a la inminente conexión masiva de estos medios de generación distribuidos estaría afectada la estabilidad de frecuencia en dos formas: la primera es una respuesta inercial más abrupta debido a la disminución de la energía cinética disponible en el sistema, lo cual puede derivar en las activaciones de los esquemas de desconexión automático de carga. Además una disminución en la constante de inercia resulta en variaciones de frecuencia más pronunciadas durante la operación normal como en la respuesta inercial frente a la pérdida de un bloque de generación, por lo que se establece paulatinamente un consenso mundial que apunta a que éstos deben participar activamente en el control del sistema tanto en régimen permanente como transitorio[3].

En el caso de SEP aislados, como es el caso de este trabajo, la estabilidad de frecuencia es el aspecto esencial a evaluar para la conexión de este tipo de fuente. Para este caso el comportamiento del SEP ante la salida de un volumen apreciable de generación distribuida debe ser cuidadosamente estudiado, además el efecto de este tipo de fuente y su aleatoriedad debe ser considerado en el cálculo de la reserva rodante con que debe operar el SEP en determinados horarios del día.

1.1.5 Impacto Ambiental

La expansión de generación eléctrica a nivel mundial muestra una tendencia a la búsqueda de proyectos que tengan en cuenta la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂), ya que el CO₂ representa el 86% del total de partículas aceleradoras del cambio climático. La Organización Meteorológica Mundial (OMM) y la agencia meteorológica de la ONU indican que el dióxido de carbono, el metano y el óxido nítrico son ahora más prevalentes en la atmósfera que en ninguna otra época desde la revolución industrial.

El reporte de la OMM mide la cantidad total de gases de efecto invernadero en la atmósfera con base en estaciones de monitoreo en más de 50 países. Eso significa que incluye las emisiones naturales y los procesos de absorción, al igual que las emisiones causadas por la actividad humana. El dióxido de carbono subió rápidamente con el uso de combustibles fósiles. Las principales fuentes de CO₂ son: la quema de fósiles y la deforestación[7].

1.2 Generación solar fotovoltaica

La generación solar fotovoltaica consiste en la obtención de la energía proveniente de la radiación solar, con el objetivo de generar electricidad mediante el uso de paneles fotovoltaicos siguiendo el principio fotoeléctrico descubierto por Heinrich Hertz en 1887 y descrito teóricamente en 1905 por Albert Einstein lo que le valió el Premio Nobel de Física en 1921 a este último[8].

1.2.1 Parques fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos convierten directamente la radiación solar visible en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico el cual es básicamente el fenómeno que se produce cuando la luz incide sobre ciertos materiales conductores y los electrones en la banda de valencia

absorben la energía de los fotones y pasan a la banda de conducción. Cuando se usan juntos dos materiales semiconductores fotosensibles complementarios, los electrones liberados pueden ser inducidos a fluir de un material a otro y crear una corriente eléctrica[8]. El material semiconductor más utilizado para la construcción de fotoceldas es el silicio, produciendo densidades de corriente entre 10 y 40 miliamperes (mA) a voltajes entre 0.5 y 1 volt de corriente directa. La figura No.1.1 muestra el esquema del efecto fotoeléctrico en el funcionamiento de un panel fotovoltaico.

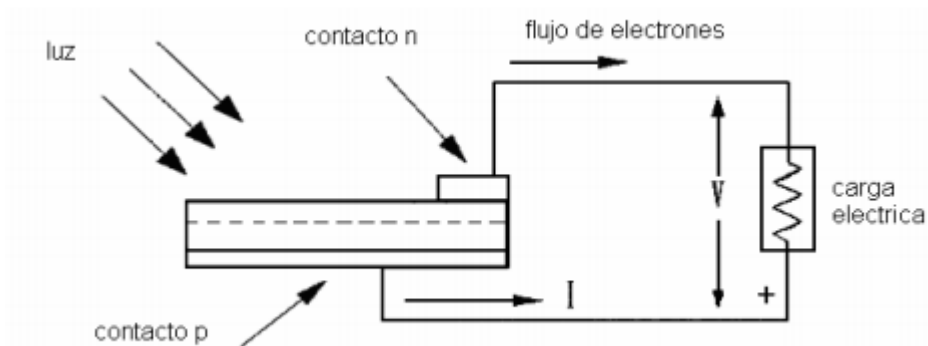


Figura No.1.1 Efecto Fotoeléctrico. Transforma la energía de los fotones en una diferencia de tensión en la juntura p-n

Al unirse varias celdas en serie o paralelo, se forman los llamados paneles fotovoltaicos, los cuales se comercializan por su potencia pico de 5 a 300 Watts. Para satisfacer los requerimientos de una carga específica los paneles se interconectan entre sí, en serie o paralelo, formando un parque fotovoltaico como se representa en la figura No.1.2.[9]

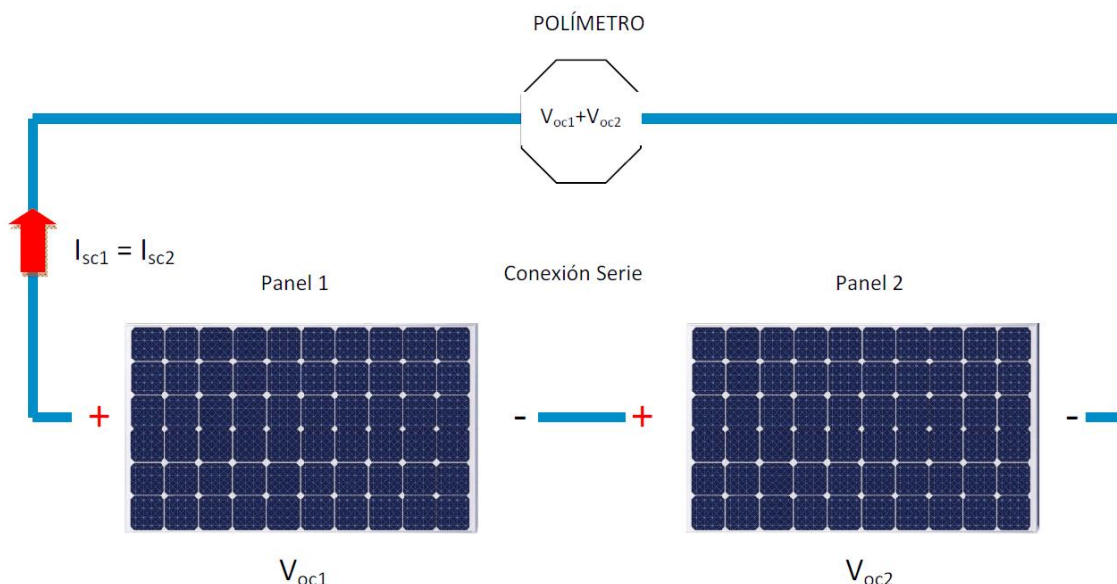


Figura No.1.2 Conexión serie de dos paneles fotovoltaicos

Debido a la generación en corriente directa, la inyección de la potencia eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos a la red requiere la utilización de un conversor que transforme la corriente directa en corriente alterna. Sus principales parámetros son: la potencia nominal, las tensiones, corrientes y frecuencia de operación. Por lo general, un inversor consiste en un sintetizador que controla un conjunto de interruptores electrónicos, que mediante encendidos y apagados controlados transforman un suministro DC en un tren de pulsos modulados, los que luego mediante un filtro se suavizan y se obtiene una señal sinusoidal. Esto hace posible inyectar potencia reactiva durante las horas que la energía solar no se encuentre disponible, absorbiendo una pequeña cantidad de potencia activa correspondientes a las pérdidas inherentes del conversor[3].

La figura No.1.3 presenta los dispositivos que son mediadores en la conexión de los paneles fotovoltaicos a la red eléctrica, destacando al inversor que se encarga de transformar la DC en AC.



Figura No.1.3 Dispositivos que intervienen en la conexión de los paneles fotovoltaicos a la red eléctrica

1.2.2 Predictibilidad de la energía solar

Existen tecnologías de GD que no son controlables, siendo su producción dependiente de las condiciones meteorológicas en un momento dado. En este sentido, un alto nivel de penetración de generación fotovoltaica requiere que los operadores del sistema tomen en cuenta el despacho de estas máquinas a partir de datos estadísticos de la disponibilidad de la fuente renovable, lo cual presenta un alto grado de incertidumbre. Por lo general, los operadores del sistema de transmisión no poseen una normativa que les indique cuál es el margen de error en la predicción que debería ser considerado para evaluar la estabilidad del sistema ante una falla (debido al bajo nivel de penetración de energías renovables presente en la mayoría de los sistemas). Esto resulta en una mayor complejidad en la asignación de reservas de control primario de frecuencia, pudiendo afectar fuertemente a la estabilidad en



el caso que la generación se desvíe en cierto grado de las predicciones meteorológicas para las fuentes renovables [23].

1.2.2 Inercia del sistema

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

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

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

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

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

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

Donde el numerador de la fracción corresponde a la energía cinética total contenida en las máquinas rotatorias del sistema. Reemplazar generadores conectados a la red por GD cambiaría la cantidad de energía cinética presente en el sistema, lo que podría arrastrar un gran impacto en la estabilidad. En efecto, la GD acoplada a la red a través de inversores no contribuye a la inercia total del sistema.

1.3 Concepto de Estabilidad

Los sistemas de potencia son sistemas dinámicos incluso bajo condiciones normales de operación[10]. Las cargas son continuamente conectadas y desconectadas tanto por los clientes residenciales como comerciales, y los procesos de la industria varían según sus necesidades, por lo que el estado permanente teórico de un sistema nunca se observa en la práctica. De esta forma es posible definir a la estabilidad como la capacidad de un sistema de operar en un estado de equilibrio bajo condiciones de operación normales, y de alcanzar un estado de equilibrio aceptable tras ser sometido a una perturbación. El estudio de la estabilidad involucra el estudio del comportamiento de la respuesta de ciertas variables eléctricas frente a una perturbación. Un SEP es estable sólo cuando la estabilidad se alcanza para todas las variables involucradas en el corto y largo plazo. Estas variables son: excursiones angulares de los rotores de los generadores sincrónicos conectados al sistema, tensión en las barras y frecuencia del SEP[3]. Los modos de inestabilidad se están convirtiendo progresivamente más complejos y requieren una consideración compresiva de



los diversos aspectos de estabilidad del sistema, no solo en el ángulo de las máquinas, sino también en el análisis de frecuencia y el voltaje. La figura No.1.4 establece la clasificación de la estabilidad según las variables involucradas.

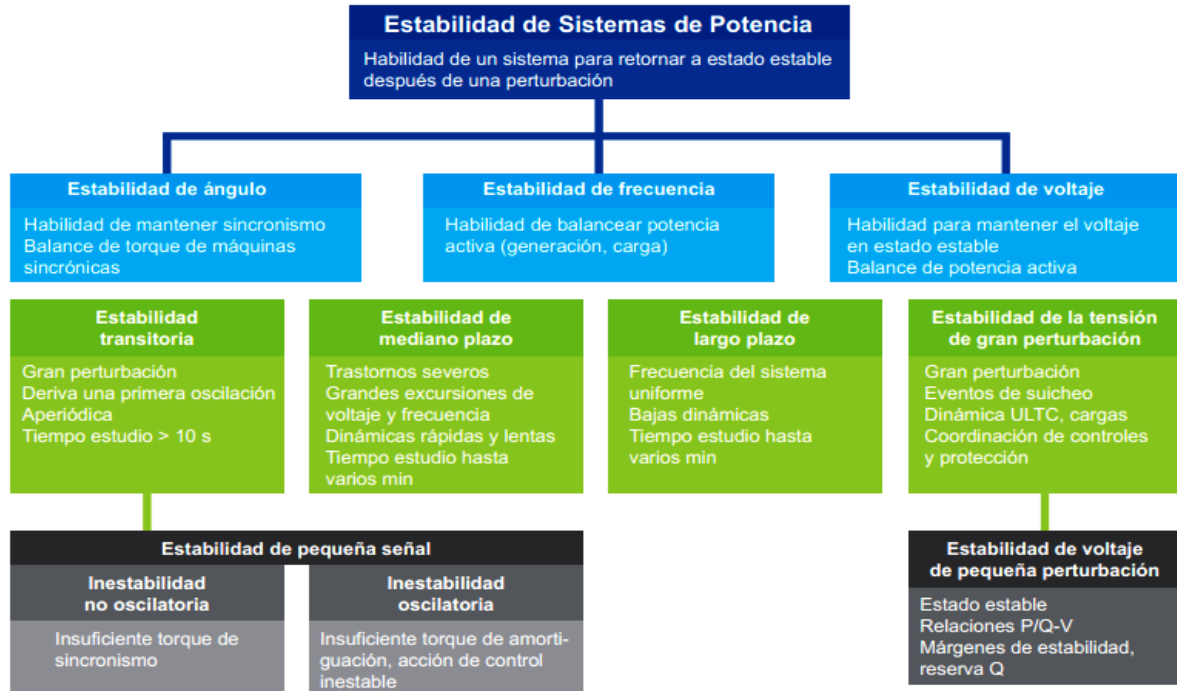


Figura No.1.4 Clasificación de Estabilidad

1.3.1 Estabilidad angular

La estabilidad de ángulo del rotor se refiere a la habilidad de las máquinas sincrónicas pertenecientes a un sistema de potencia interconectado de permanecer en sincronismo después de una perturbación. Esta situación obedece a la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina sincrónica del sistema. La inestabilidad se manifiesta en la forma de un incremento de las oscilaciones angulares de algunos generadores, lo que conduce a la pérdida de sincronismo con otras máquinas del sistema[11]. La Ecuación 1.4 describe el movimiento del rotor de un generador donde se observa la relación entre la velocidad angular de éste y el balance de torques mecánico y eléctrico, donde H representa la inercia de la máquina.

$$2H \frac{dw}{dt} = T_m - T_e \quad (1.4)$$

La estabilidad angular se puede clasificar según la severidad de la perturbación en el sistema de las siguientes formas:

Estabilidad de pequeña señal: Capacidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia de mantener sincronismo frente a pequeñas perturbaciones. La inestabilidad de pequeña señal se manifiesta como un aumento periódico del ángulo del rotor producto de la



falta de torque sincrónico, o como oscilaciones no amortiguadas producto de la falta de torque amortiguante por parte del sistema.

Estabilidad transitoria: Capacidad de las máquinas de mantener sincronismo luego de una perturbación severa. Su análisis tiene por objetivo evaluar la respuesta del sistema tomando en consideración la dinámica de los sistemas de control, del generador, y de los sistemas de regulación.

1.3.2 Estabilidad de frecuencia

La frecuencia del sistema está directamente relacionada con la velocidad rotacional de los generadores del sistema. En cada instante, la frecuencia depende del balance entre las cargas y la capacidad disponible de generación del sistema, por lo que una pérdida significativa de carga o de capacidad de generación puede provocar cambios en la frecuencia. La variación de frecuencia es muy poco común en sistemas eléctricos interconectados dada la naturaleza de los mismos, en cambio en sistemas aislados de la red, con pequeños equipos generadores o generadores muy cargados, un cambio en el equilibrio puede generar cambios importantes. Los efectos de este fenómeno se reflejan en cualquier dispositivo con motor o dispositivos de electrónica de potencia sensibles que dependan de un ciclo regular estable en la alimentación. Por ejemplo un motor puede funcionar más rápido o más lento para equiparar la frecuencia de alimentación de entrada, lo que haría funcionar el motor en forma ineficiente provocando pérdidas adicionales por calor o una mayor degradación de sus componentes[8].

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[12].

1.3.3 Estabilidad de Tensión

Es la capacidad de un SEP de mantener la tensión de todas las barras del sistema dentro de un rango de operación normal tanto en régimen permanente como después de ocurrida una perturbación. La inestabilidad de tensión se manifiesta cuando hay una disminución descontrolada de la tensión en una o más barras del sistema. Este tipo de inestabilidad es un fenómeno local y no del sistema completo. Los factores críticos que pueden gatillar la inestabilidad de tensión en un SEP son:

Balance de potencia reactiva: Se produce inestabilidad de tensión cuando el SEP es incapaz de generar la potencia reactiva demandada por el mismo.

Sistema de transmisión: Hay un potencial peligro para la estabilidad de tensión cuando el sistema de transmisión no es capaz de transportar la potencia reactiva a donde se necesita.

Característica de la carga: Las cargas inductivas requieren una gran cantidad de potencia reactiva durante una falla para recuperar su campo magnético. De esta forma, la estabilidad



de tensión pelagra en un SEP compuesto mayoritariamente por cargas inductivas. Dentro de este mismo contexto, los SEP actuales presentan propiedades particularmente críticas para la estabilidad de tensión:

- ✓ Largas distancias entre los medios de generación convencionales y los centros de consumo.
- ✓ Uso masivo de compensación, lo que reduce el límite de estabilidad de tensión de un SEP.
- ✓ Estrategias de planificación de la transmisión donde se evita el sobredimensionamiento de las instalaciones, reduciéndose así la flexibilidad de operación del SEP y capacidad de transmisión del mismo.

1.4 Requerimientos adicionales de reserva rodante

La operación del sistema engloba diversos intervalos temporales. Una característica común de todos ellos es que la capacidad instalada está determinada y las decisiones a tomar se limitan a cómo operar las diferentes unidades de producción. Un aspecto importante que se debe estudiar es cómo afectan las tecnologías intermitentes a la programación de las reservas y a los procedimientos para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico del polo turístico. Un asunto crítico en la operación de los sistemas de energía eléctrica en los que existe un gran volumen de recursos intermitentes de generación es la cantidad de reservas de operación que se necesitan para garantizar una operación segura y eficiente[13]. Esto en la práctica implica:

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

Una revisión de los numerosos estudios que se han desarrollado con respecto a la relación entre la penetración de tecnologías intermitentes y la necesidad de reservas adicionales llevan a una serie de conclusiones generales, que tienen que adaptarse a las características propias de cada sistema eléctrico (en particular, al del polo turístico Cayo Santa María)[13]:

- ✓ La observación y el análisis de datos de operación obtenidos de parques fotovoltaicos reales han demostrado que los cambios en el valor de la producción no son tan rápidos.
- ✓ Tanto la incertidumbre en la predicción como la variabilidad de la producción de la energía solar pueden afectar a la cantidad de reservas secundarias necesarias, pero en la mayoría de los casos no de una manera significativa. Las reservas de respuesta rápida (primaria y de regulación) deberían estar preparadas para responder ante rápidas fluctuaciones de la producción de energía solar. Sin embargo, los sistemas eléctricos siempre han necesitado este tipo de reservas para responder ante variaciones de la demanda o contingencias inesperadas. Por tanto la relevancia en la práctica, tanto en el



coste como en la capacidad de reserva, de la penetración de generación intermitente puede considerarse bastante limitada.

- ✓ Más importante es el impacto de los errores en la predicción de la producción de la energía solar en la programación de las unidades convencionales que se realiza para el “día siguiente”, que en muchos países es conocido como en el mercado del day-ahead. Esto provoca que sea necesario tener preparada una importante cantidad de generación flexible con tiempos de arranque relativamente cortos y/o capacidad de variar el nivel de producción rápidamente para permitir el seguimiento de la demanda y el suministro de reserva terciaria. La determinación del nivel de estas reservas se hace generalmente en el day-ahead, en el que los errores en la predicción de la producción de energía solar, si bien los modelos de predicción están mejorando con el tiempo, son todavía relativamente altos. En un sistema correctamente diseñado, será necesario disponer de un volumen suficiente de este tipo de centrales flexibles de punta para el no tan infrecuente caso de periodos relativamente largos en los que las producciones de energía solar se mantengan en niveles bajos. Es importante señalar que la necesidad de disponer de reservas no significa necesariamente que estas centrales de punta vayan a utilizarse realmente para la producción de energía eléctrica, sino más bien que exista la posibilidad de que puedan hacerlo rápidamente.

1.5 Sistema Aislado

Un sistema eléctrico aislado, típicamente presente en islas, se caracteriza por no encontrarse interconectado con otros sistemas eléctricos de territorios cercanos. Dado que la interconexión de los sistemas eléctricos permite garantizar el suministro de electricidad ante posibles picos de demanda o cuando un centro de producción no se encuentra operativo, los sistemas eléctricos aislados son menos estables y seguros.

Desde el punto de vista económico, un sistema eléctrico aislado insular, abastecido con combustibles fósiles, presenta altos costos derivados de la importación y el transporte de los mismos y de la necesidad de mantener una mayor capacidad de generación eléctrica para asegurar el suministro de forma estable.

Ante este escenario, y debido a la importancia de la gestión e independencia energética de los territorios aislados, en islas con buen recurso de viento y sol resultará más sostenible y barato producir energía con tecnologías renovables (solar, eólica, geotérmica, etc.) que con las fuentes de energía convencionales.

1.6 Conclusiones del capítulo

En este capítulo se hizo un análisis bibliográfico de conceptos necesarios para comprender el estudio que se está realizando, haciendo énfasis en la generación distribuida y la estabilidad de los SEP. Entre los principales aspectos a destacar están:

1. La generación distribuida influye en los SEP en dependencia del nivel de penetración y del tipo de fuente utilizada.



2. El efecto de la implementación de GD en un SEP en la estabilidad de frecuencia, voltaje y ángulo del rotor debe ser analizado en particular para cada red.

CAPÍTULO 2. Estudio del sistema eléctrico Cayo Santa María.

Introducción

La introducción de la generación distribuida implica nuevos retos técnicos en la operación y planeamiento de los SEP. En este capítulo se especifican las características y la influencia de la introducción de generación fotovoltaica en el SEP del Cayo Santa María.

2.1 Descripción del sistema aislado Cayo Santa María

El polo turístico Cayo Santa María se encuentra ubicado en la zona noreste de la Provincia de Villa Clara, cuenta con tres principales Cayos, el propio Cayo Santa María, Las Brujas y Ensenachos (véase la Figura No.2.1).

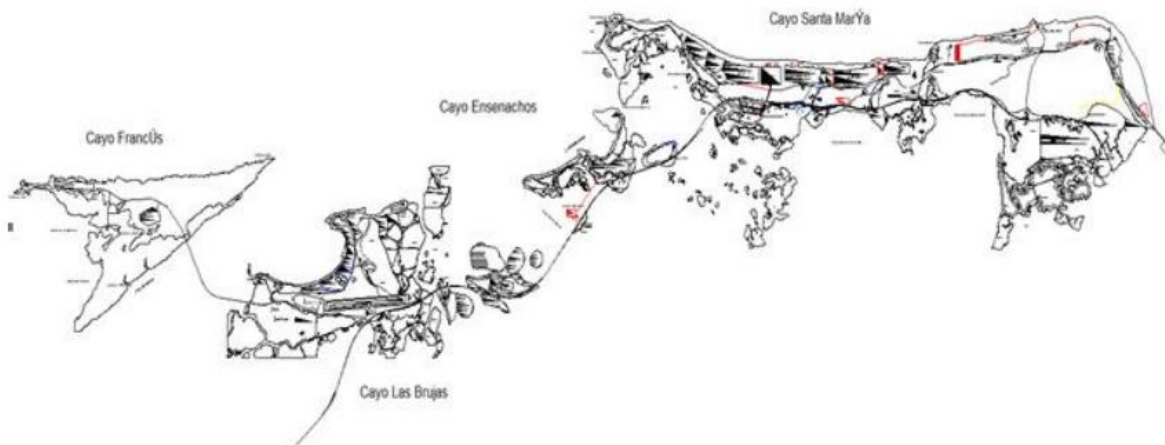


Figura No.2.1 Cayos Santa María, Brujas y Ensenachos

El desarrollo turístico previsto para la zona pretende llegar a cubrir alrededor de 14083 habitaciones para el 2017 con una demanda máxima aproximada de 31.68 MW, esta es la demanda máxima pronosticada según el número de habitaciones y fue calculada tomando el criterio de la demanda por habitación incluyendo los servicios complementarios que se utiliza para este tipo de servicio de 2.25 kW por cada una de ellas.

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



2.1.1 Carga eléctrica

La carga eléctrica en este microsistema tiene la característica que varía de acuerdo a la temporada turística (alta o baja), en este año la demanda máxima para temporada de alta fue de 18.06 MW ocurrida el día 6 de abril sobre las 3:00 pm aproximadamente.

La forma de la curva es bastante llena debido a la propia actividad que se realiza, en la siguiente figura se observa este comportamiento de la curva para todo el mes de abril de 2017.

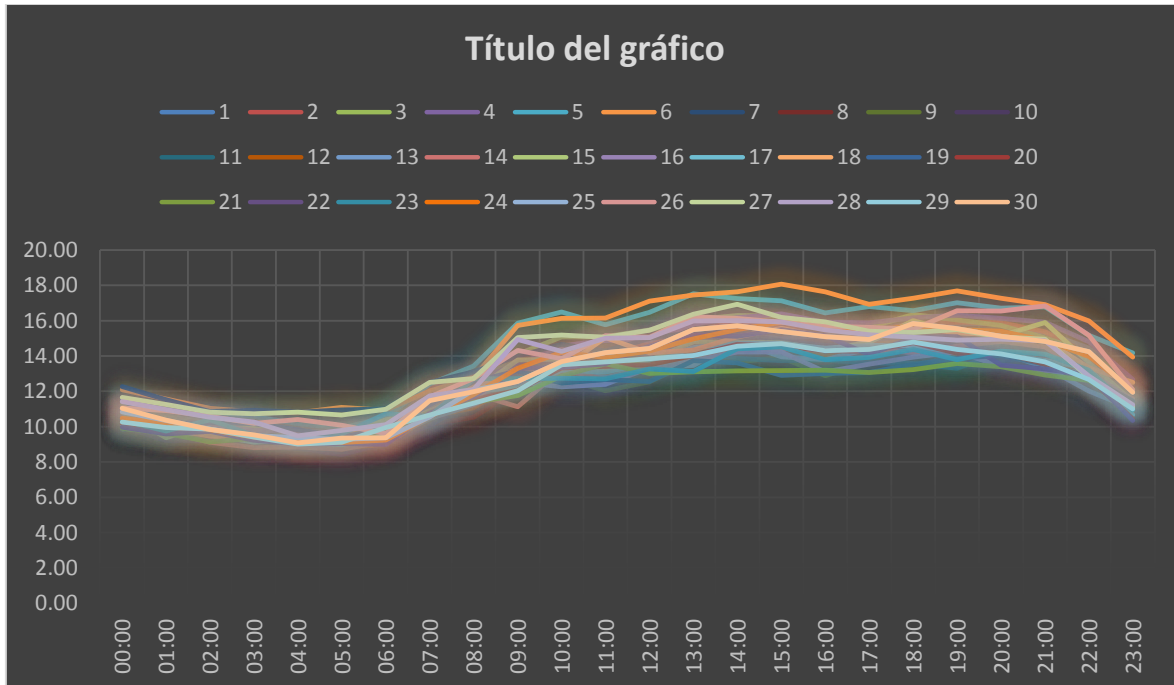


Figura No.2.2 Gráfico de carga del polo turístico Cayo Santa María, abril 2017

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

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

2.1.2 Generación

En la actualidad existen instaladas varias tecnologías de generación, entre las que se encuentran: 2 máquinas MAN tecnología alemana de fuel oíl de 3.85 MW encargadas de regular la frecuencia del sistema, 8 máquinas MTU de diésel tecnología alemana de 1.89 MW, 12 máquinas MTU tecnología china de 2.1 divididas en dos baterías y 4 máquinas HYUNDAI tecnología coreana de fuel oíl de 1.7 MW que se encargan de llevar la carga base del sistema. El sistema cuenta en este momento con una capacidad total de generación de 54.82 MW como se muestra detalladamente en la tabla 2.1.

Generación	Tecnología	Unidades	MW	Función que realiza
Fuel oil	MAN 3.85MW	2	7.7	Control de Frecuencia
Diésel	MTU alemana 1.89MW	8	15.12	Carga pico
Diésel	MTU china 2.1MW	12	25.2	Carga pico
Fuel oil	HYUNDAI 1.7MW	4	6.8	Carga Base
Total	-	26	54.82	-

Tabla No.2.1 Generación Instalada en Cayo Santa María

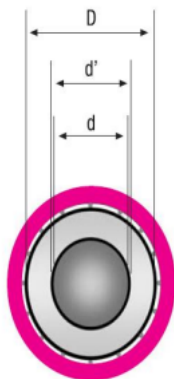
Pese a que aparentemente la capacidad instalada es muy superior a la demanda, los problemas de disponibilidad de esta tecnología así como su condición de isla no permiten que la relación entre demanda máxima y potencia instalada sea menor.

2.1.3 Redes

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

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

Tabla No.2.2 Parámetros de los conductores soterrados de aluminio utilizados en las redes actuales del sistema aislado Cayo Santa María[14]



Conductor				18/30	Resistencia	Reactancia	Suceptancia
Cobre				kV	R (Ω /km) a	XI (Ω /km)	Bc (s/km)
XLPE	Sección	d	d'	D	20 °C	60 Hz	60 Hz
mm ²							
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 No.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 R (Ω/km) a		Reactancia Xl (Ω/km)		Suceptancia 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

Estas redes alimentan las zonas Norte, Este, Oeste y Base Apoyo. De tal manera que toda la carga queda alimentada por un esquema doble radial, donde en cada nodo hay un sistema de centros de conmutación o transformación donde se hace el intercambio manual o automático en caso de falta de servicio por el alimentador principal. Este esquema es sin duda mucho más fiable para servir cargas de primera categoría como son los hoteles. La figura muestra el monolineal simplificado del SEP Cayo Santa María, en el Anexo 2 se encuentra el monolineal completo.

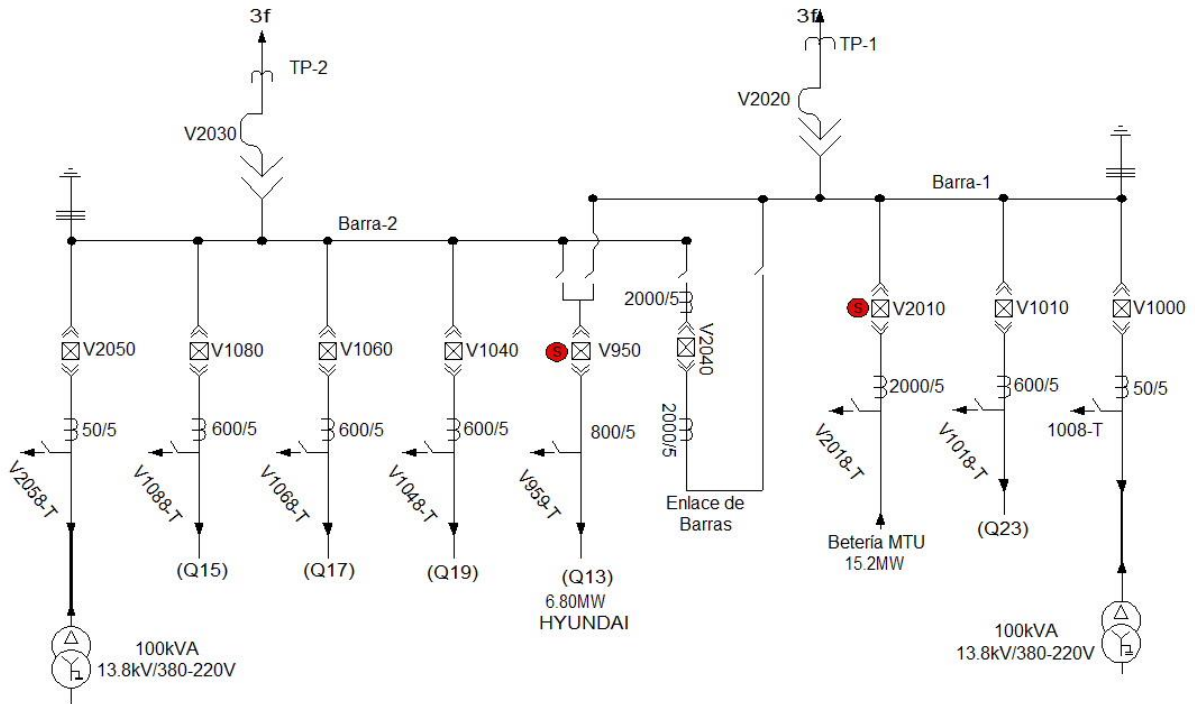


Figura No.2.3 Monolineal del sistema aislado Cayo Santa María



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

La generación eficiente de energía constituye uno de los motores que impulsan las transformaciones estructurales de la economía que se desarrollan mediante la implementación de los Lineamientos aprobados en el Sexto Congreso del Partido, por tal razón aprobó la Política para el Desarrollo Perspectivo de Fuentes Renovables y el uso eficiente de la Energía, por lo expuesto anteriormente existe el interés de la Unión Eléctrica de desplegar parques fotovoltaicos conectados a las redes eléctricas del polo turístico Cayo Santa María como vía para incrementar la capacidad de generación eléctrica instalada, diversificar las fuentes de generación reduciendo consumos de combustibles fósiles y atenuar la contaminación atmosférica asociada a su quema, empleando la transformación directa en electricidad de la radiación solar.

2.2.1 Ubicación de la generación fotovoltaica

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

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

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

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

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

- ✓ Excelente exposición de los paneles fotovoltaicos, libres de obstáculos naturales o edificaciones que proyecten sombras que afecten su eficiencia.
- ✓ La orientación del Parque Fotovoltaico es al Sur puro (acimut 0°) lo cual maximiza la generación de electricidad.
- ✓ Fácil adecuación del área a los requerimientos para emplazar los Parques Fotovoltaicos.
- ✓ Buena accesibilidad para el traslado de equipos pesados en su etapa constructiva (nivelación del terreno, acarreo de materiales, movimiento de tierra).
- ✓ La calidad del aire en la zona es satisfactoria para el propósito planteado al no haber emisiones industriales que puedan provocar deposiciones de polvos sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos que afecten su eficiencia. Ni aerosoles marinos.

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

Tabla No.2.4 Distribución de la generación fotovoltaica por zonas

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

La siguiente figura muestra una imagen satelital del polo turístico con las localizaciones geográficas de los parques.

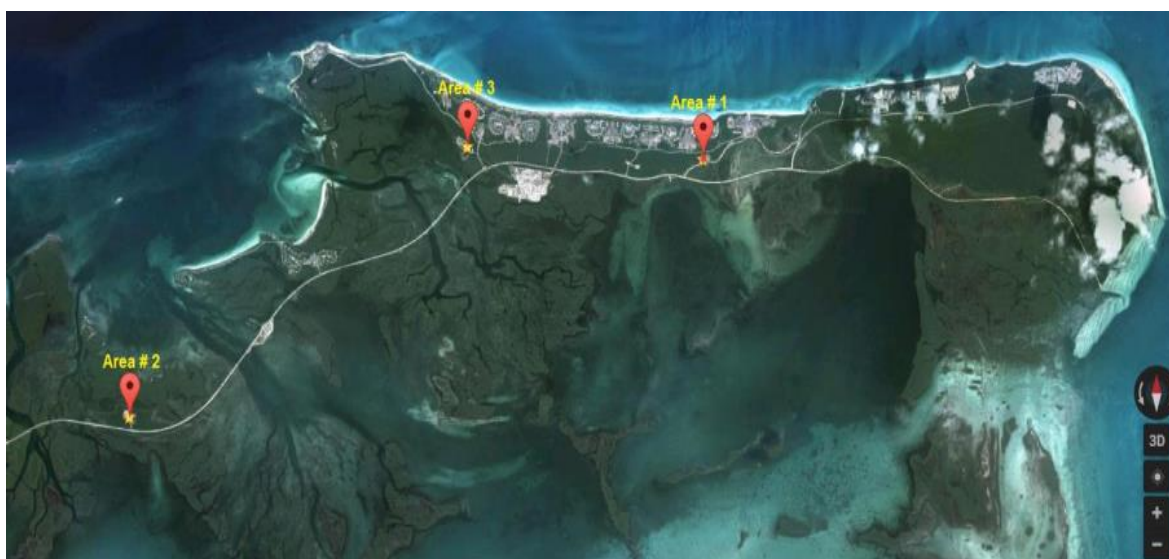


Figura No.2.4 Imagen satelital con las posibles ubicaciones de los PFV

2.3 Penetración fotovoltaica en el Cayo Santa María

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



$$\text{penetración}_{FV}(\%)_{\text{de generación base}} = \frac{\text{generación}_{\text{total}_{FV}(\text{MW})}}{\text{generación}_{\text{total}}(\text{MW})} \times 100 \quad (2.1)$$

En el caso de este estudio en el polo turístico Cayo Santa María está previsto que se disponga de un total de tres áreas con una capacidad para instalar de 2.7 MW de generación fotovoltaica tal como se observó en la tabla 2.4, aunque existen escasos estudios que entregan información sobre como altos niveles de penetración impactan a la estabilidad de los SEP, y más aún, los resultados de dichos estudios difícilmente pueden ser generalizados a todos los SEP, se puede destacar que según estudios realizados como parte del proyecto residencial en Gardner Massachusetts *Photovoltaic generation effects on distribution feeders* en 1991 se concluyó que los sistemas convencionales de regulación pueden controlar el voltaje dentro de los límites admisibles con niveles de penetración hasta del 30%. Si bien los estudios anteriores permiten formarse una idea sobre un porcentaje máximo de penetración de GD en los SEP, éstos responden a las características propias del SEP donde se efectuaron las simulaciones y no presentan resultados que se puedan generalizar a otros sistemas de potencia. Informaciones recientes constatan que de las GFV previstas solo se dispondrá de 2MW en el circuito de la Estrella.

Por lo anterior, el enfoque de este trabajo es realizar un estudio de la red del polo turístico con la implementación de la GD que permita determinar los efectos que implica la penetración de GD en la estabilidad de frecuencia.

2.4 Servicios complementarios en el sector eléctrico

Un SEP tiene la tarea fundamental de proveer a los consumidores con energía eléctrica siguiendo un proceso de generación, transmisión y distribución. Uno de los problemas fundamentales en el suministro eléctrico reside en la calidad que se transmite la energía. La industria eléctrica siempre ha tenido en cuenta este aspecto y con el objetivo de garantizar un producto al que se le atribuya seguridad y confianza ha desarrollado una serie de actividades de control encaminadas a cumplir con esta necesidad, estas últimas son denominadas en muchos países del mundo como servicios complementarios o adicionales (SC).

Los SC son aquellas funciones necesarias para apoyar la entrega de potencia y energía en un SEP, haciendo posible las transacciones de electricidad y satisfaciendo las condiciones de seguridad y calidad en niveles aceptables. Estos servicios son actividades secundarias o colaterales, pero indispensables en el proceso de suministro eléctrico[15].

Los SC han sido definidos por diversas instituciones aunque en líneas generales persiste la idea central con respecto a su función de ayudar a mejorar la seguridad, confiabilidad y calidad de los SEP[16]. A continuación se brindan algunas de ellas:

- Los servicios complementarios son aquellos servicios requeridos para apoyar la operación eficiente del sistema de modo que el suministro de energía eléctrica a los usuarios se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad.
- “Los servicios complementarios son aquellos necesarios para proveer el servicio básico de transmisión a los consumidores. Estos servicios comprenden desde acciones que afectan a la transacción (como servicios de programación y despacho)



hasta servicios que son necesarios para mantener la integridad del sistema de transmisión durante una transacción (como los servicios de seguimiento de carga y soporte de potencia reactiva)”[17].

- “Servicios complementarios: Son aquellos servicios que son necesarios para apoyar la transmisión de potencia y energía desde las fuentes hacia las cargas, manteniendo una operación confiable del sistema de transmisión, según una práctica correcta de la utilidad del sistema de transmisión” (*Florida Power & Light Company*).

Existen muchos tipos de SC y distintas clasificaciones de ellos. Establecer cuáles son los servicios necesarios depende del funcionamiento del mercado eléctrico, de los aspectos legales que regulen el negocio de la electricidad y de las necesidades particulares de cada sistema eléctrico[18]. El número de SC ha variado con el tiempo, primeramente desde 6 a 40, de la misma forma que han sido delimitados para especificar su retribución a quién lo debe producir. Los siguientes SC que se mencionan constituyen un resumen de aquellos que están estrechamente vinculados con el tema que nos ocupa, aunque para más información se puede consultar:

- **Reserva rotante:** El servicio involucra la provisión de la programación de los servicios de capacidad y energía requerida para reemplazar la capacidad de los recursos existentes sin programación.
- **Regulación de frecuencia:** Este servicio incluye la provisión de los mecanismos de control y capacidad de generación para responder y corregir la frecuencia del sistema como producto del desbalance entre las cargas y la generación.
- **Reserva no sincronizada:** Este servicio incluye la provisión de capacidad de generación que puede ser puesta en funcionamiento dentro de un período corto de tiempo para ajustarse a reducciones abruptas en la generación o incrementos súbitos en la carga, con el propósito de prevenir períodos largos de sobrecargas en el sistema.

2.5 Sistema Eléctrico de Potencia

El proceso de hacer llegar la energía eléctrica desde las fuentes hasta los consumidores, requieren de estructuras más complejas, denominadas sistemas de potencia que no es más que el conjunto de elementos que constituyen la red eléctrica de potencia, su función es; Generar, Transmitir y Distribuir la energía eléctrica hasta los usuarios.

En la operación del SEP debe existir un balance entre la generación y el consumo total que involucra la carga más las pérdidas de potencia que se producen en los elementos constitutivos del sistema. Un cambio en la frecuencia es un indicativo de que el balance no está siendo satisfecho[19].

Expresando la afirmación anterior matemáticamente:

$$\sum_i^n PG_i = P_C + P_L \quad (2.2)$$

Dónde:

PG_i : Potencia activa generada por cada unidad generadora del SEP



P_C : Potencia activa absorbida por la carga

P_L : Potencia de pérdidas

Existen varios casos como los siguientes que se pueden presentar en la operación de los SEP:

a) La potencia generada no cubre la potencia demandada

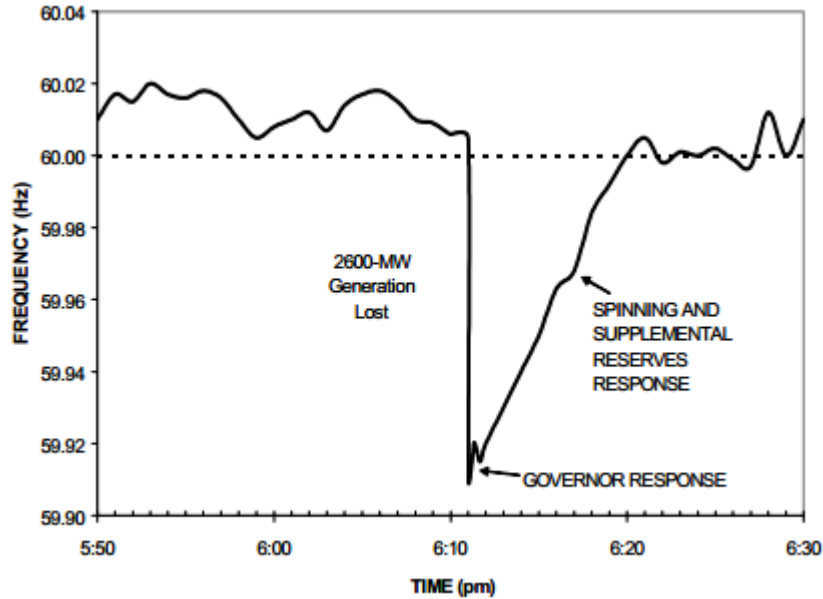


Figura No.2.5 Comportamiento de la curva de frecuencia vs tiempo para la salida de un bloque de generación con una capacidad de 2600 MW

Cuando en un instante determinado, la demanda es superior a la generación eléctrica la frecuencia disminuye, como queda representado en la figura No.2.5 ante la salida de un bloque de generación de 2600MW. Lo que matemáticamente se demuestra en la siguiente ecuación:

$$\sum_i^n P_{G_i} < P_C + P_L \quad \frac{df}{dt} < 0 \quad (2.3)$$

b) La potencia generada excede la carga más las pérdidas

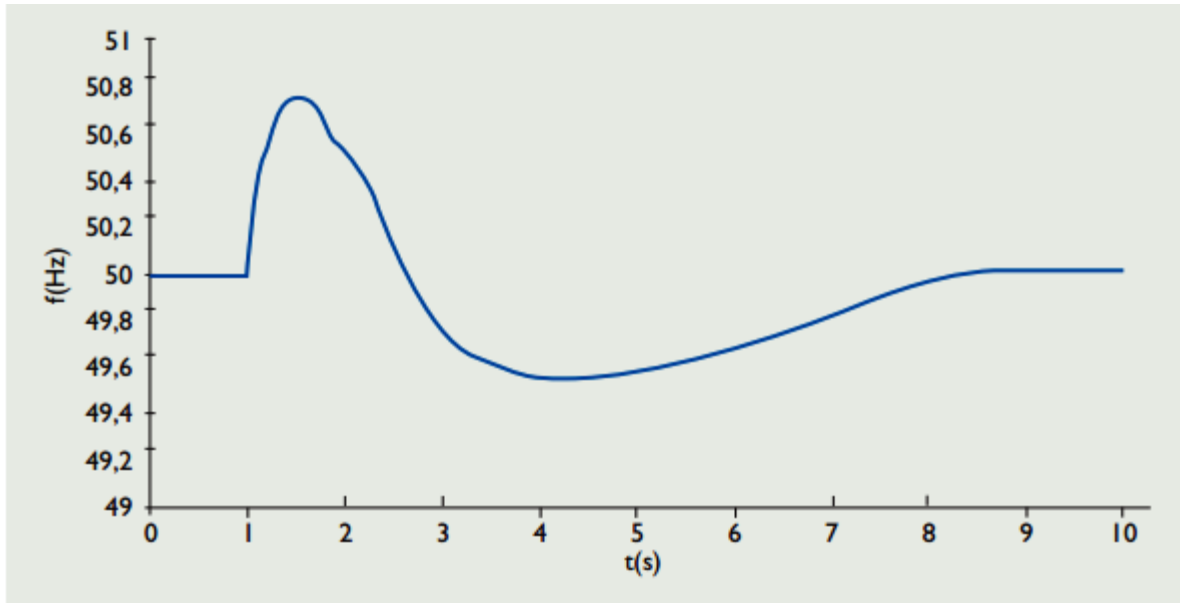


Figura No.2.6 Comportamiento de la curva de frecuencia vs tiempo cuando la generación es superior a la demanda.

En este caso la figura No.2.6 muestra como el comportamiento de los generadores está encaminado a su aceleración por lo que la frecuencia tiende a aumentar. Lo que matemáticamente se ha demostrado en la siguiente ecuación:

$$\sum_i^n PG_i > P_C + P_L \quad \frac{df}{dt} > 0 \quad (2.4)$$

a) La potencia generada es igual a la carga más las pérdidas

Este caso describe el régimen permanente de un SEP para el cual se mantiene estable el sistema, es decir a un valor de frecuencia constante, tradicionalmente 50 o 60 Hz.

$$\sum_i^n PG_i = P_C + P_L \quad \frac{df}{dt} = 0 \quad (2.5)$$

2.6 Regulación de frecuencia

La frecuencia de un SEP está estrechamente ligada con el equilibrio entre generación y carga. Una forma de considerar esta relación es en términos de balance energético. Mientras un sistema opera en régimen permanente, la potencia mecánica entrante al sistema desde las turbinas es igual a la potencia eléctrica consumida por las cargas, descontando las pérdidas. Esta relación se muestra gráficamente en la figura No.2.7 si aumenta la potencia eléctrica consumida por las cargas, pero la potencia mecánica aportada por las turbinas permanece constante, el incremento de demanda sólo puede obtenerse de la energía cinética almacenada en las máquinas rotatorias. La reducción de la energía cinética en los generadores sincrónicos equivale a la disminución de su velocidad de giro, de modo que cae la frecuencia eléctrica del sistema[20].

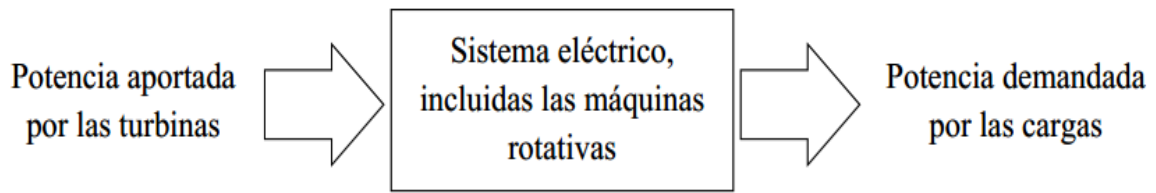


Figura No.2.7 Balance de energía de un SEP

Dado que variaciones de la frecuencia alejadas de su valor nominal puede conllevar a diferentes problemas de estabilidad del SEP según la severidad de la perturbación, resulta necesario disponer de un sistema de control que permita regular la potencia mecánica entrante al sistema, de manera que la frecuencia se mantenga estable al variar la demanda. Este sistema de control existe en todos los sistemas eléctricos y trata de mantener una frecuencia de referencia que depende de cada sistema. El elemento básico para ejercer el control de frecuencia-potencia es el generador síncrono[20].

La figura No.2.8 muestra un esquema de las principales variables que inciden en el control de frecuencia-potencia de un generador. La válvula de admisión de la turbina permite regular el flujo entrante a la misma y, por lo tanto, la potencia mecánica aportada al generador síncrono. Es frecuente emplear como entrada del sistema de control la velocidad de giro del eje, más fácil de procesar que la frecuencia eléctrica. Otra entrada al sistema es la consigna de potencia, recibida desde el exterior de la planta. La variable sobre la que actúa el control es siempre la válvula de admisión a la turbina[20].

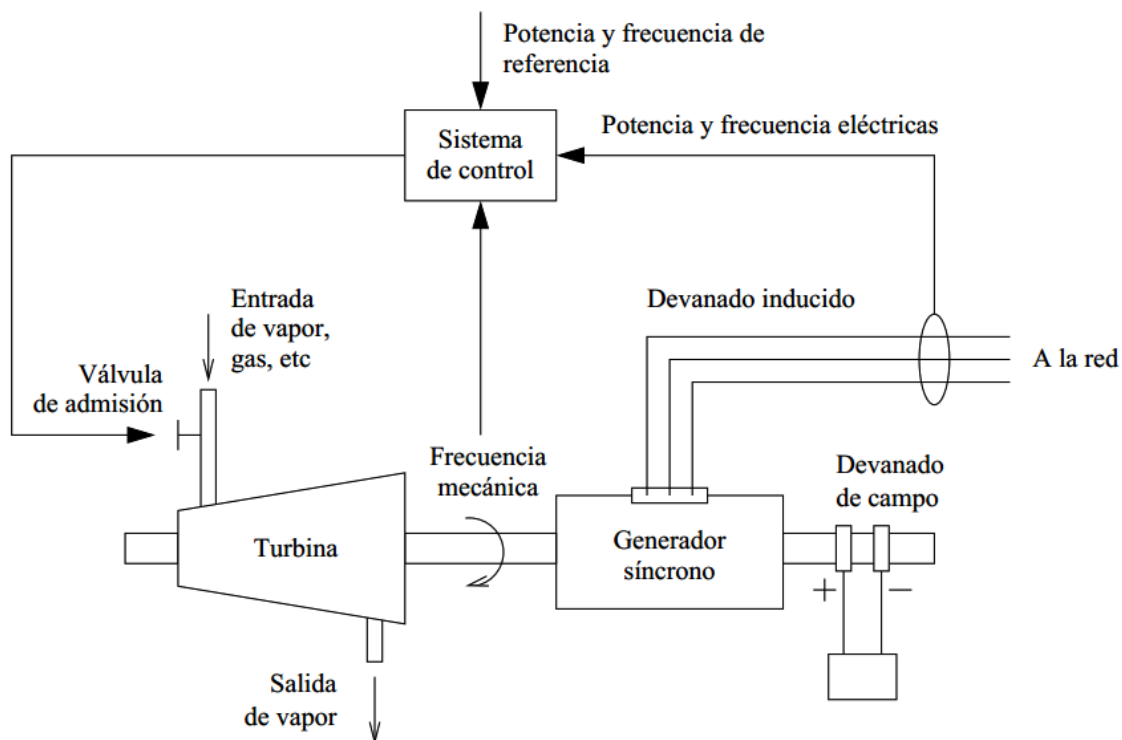


Figura No.2.8 Variables que inciden en el sistema de regulación de frecuencia del conjunto turbina-generador.



La potencia generada en cada planta debe atender también a otros requerimientos además de la frecuencia, fundamentalmente compromisos adoptados durante el funcionamiento del mercado eléctrico. Estos compromisos se refieren tanto a la producción en cada planta como al intercambio de potencia entre áreas de control vecinas. En la actualidad, dada la extensión geográfica alcanzada por los sistemas eléctricos modernos y la variedad de instituciones involucradas en su organización, estos se dividen en áreas interconectadas para facilitar su gestión técnica y económica. Las transacciones de energía en un instante determinado entre áreas quedan programadas con antelación, y cada área debe disponer de las suficientes reservas de energía para hacer frente a sus posibles desequilibrios entre generación y demanda[20]. Teniendo en cuenta todas estas consideraciones relativas a la potencia, el control de frecuencia debe conseguir que:

- Se mantenga el equilibrio entre generación y demanda.
- Se mantenga la frecuencia de referencia en el sistema.
- Se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas.
- Se mantenga la suficiente energía de reserva.

Para cumplir estos objetivos, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucran un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico.

En la figura se muestra la respuesta de un sistema ante la salida de un bloque de generación.

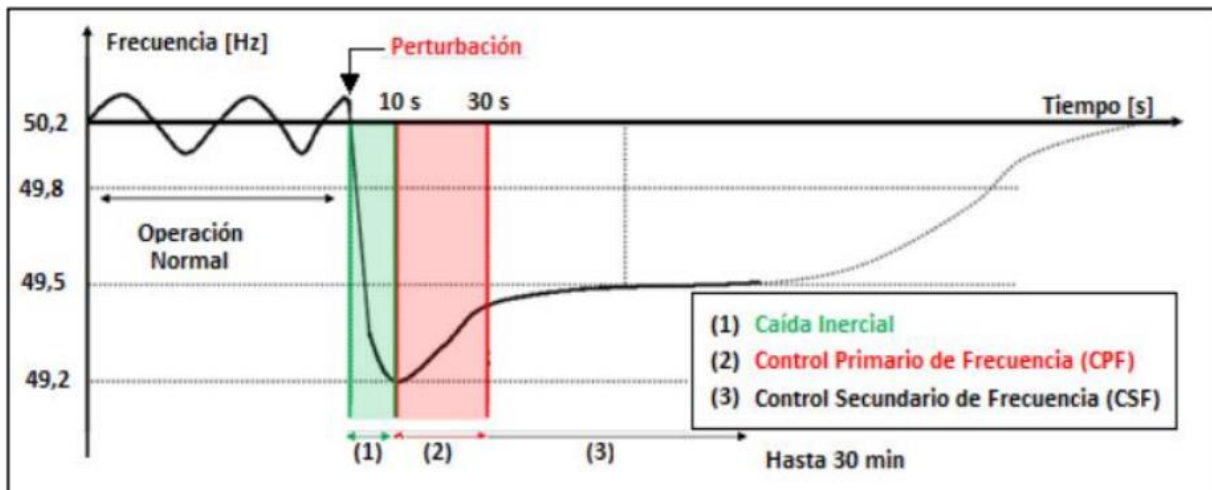


Figura No.2.9 Respuesta del sistema ante la salida de un bloque de generación.

Respuesta inercial: Corresponde al periodo transitorio post-contingencia en donde se produce un descenso abrupto de la frecuencia debido a que existe mayor demanda que generación de potencia activa. Esto se debe a que la insuficiencia de energía en el sistema es compensada por la energía almacenada en los rotores de los generadores convencionales, lo cual resulta en una disminución de su velocidad y, consecuentemente, de la frecuencia del sistema. Este periodo se denomina respuesta inercial debido a que la inercia del sistema de potencia es la variable que limita la tasa de decaimiento de la



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

Control Primario de Frecuencia (CPF): Corresponde al periodo en donde los reguladores de velocidad de las maquinas convencionales empiezan a operar para recuperar el balance entre la generación y demanda de potencia activa. El objetivo principal del CPF es restaurar el balance entre la potencia activa generada y la demanda. Cabe destacar que la frecuencia no es restaurada a su valor nominal. En esta etapa actúan los reguladores de velocidad de los generadores convencionales del sistema sobre sus válvulas o compuertas para modificar la potencia activa que éstos suministran al sistema.

Control Secundario de Frecuencia (CSF): Corresponde al periodo en el cual se elimina el error de régimen permanente de la frecuencia al final del CPF, llevándola a su valor nominal. Esto se logra modificando las consignas de potencia de las unidades generadoras. El CSF puede efectuarse de forma automática a través de lazos de control sobre la referencia de la potencia de las máquinas o de forma manual. La inestabilidad de frecuencia puede ocurrir por la descoordinación de sistemas de control y protección, o la insuficiencia de reserva en giro para realizar la regulación de la frecuencia del sistema, lo cual se denomina inestabilidad de largo plazo y está fuertemente relacionado a la eficiencia del CPF y el CSF de un SEP.

2.6.1 Reserva de potencia para la regulación primaria y secundaria de frecuencia

El servicio de regulación de frecuencia tiene por objeto corregir en forma inmediata los desequilibrios instantáneos entre generación y consumo. Éste es un servicio suministrado principalmente por los generadores. El ajuste debe realizarse en segundos, y se realiza mediante la variación de potencia de los generadores como respuesta a las variaciones de frecuencia. Este servicio está conformado por diversas reservas de potencia caracterizadas y gestionadas jerárquicamente, dependiendo de la realidad física y regulatoria de cada sistema de potencia en particular[18].

2.7 Característica estática de los gobernadores de las máquinas sincrónicas

El elemento que controla la velocidad de las turbinas, tanto térmicas como hidráulicas es el gobernador o regulador de velocidad[13]. Este mecanismo está presente en todas las unidades generadoras eléctricas convencionales y es el encargado de mantener el balance de potencia activa entre generación y demanda. Para permitir que varios generadores participen en el control primario de frecuencia dentro de un mismo sistema, se aplica en cada uno de ellos una característica frecuencia-potencia de régimen permanente con pendiente negativa o característica estática[20] como se ve en la figura No.2.10.

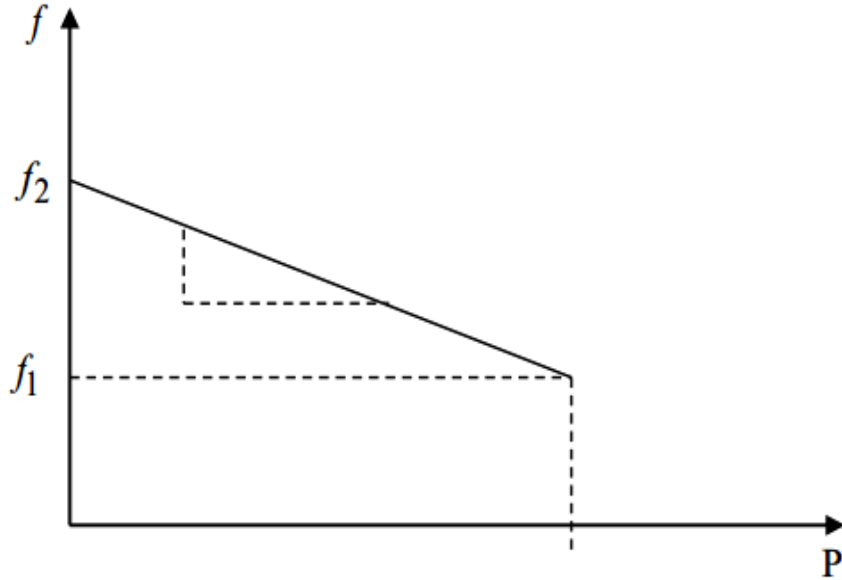


Figura No.2.10 Característica estática del gobernador de una máquina síncrona

La característica del gobernador de una máquina síncrona responde a una función lineal del tipo:

$$f_1 = -RP_{GR} + f_2 \quad (2.6)$$

Dónde:

P_{GR} : potencia activa entregada por el generador

f_2 : frecuencia eléctrica del generador operando en vacío o sin carga

R: pendiente de la recta o estatismo

$$rpm = \frac{60 \times f}{\frac{Np}{2}} \quad (2.7)$$

Dónde:

Np : número de polos de la máquina síncrona

rpm: velocidad del rotor en revoluciones por minuto

f: frecuencia eléctrica

2.7.1 Estatismo

La constante R se conoce como el estatismo de un generador y constituye la pendiente de la característica frecuencia-potencia del gobernador de la turbina que lo acciona. Su valor se



puede calcular mediante la diferencia de la frecuencia dividida entre la diferencia de la potencia eléctrica de salida para estados de operación diferentes del generador sincrónico.

$$R = \frac{\omega_1 - \omega_2}{P_1 - P_2} = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} \quad (2.8)$$

La figura No.2.11 representa gráficamente la expresión 2.7 donde R es la pendiente de la recta mostrada.

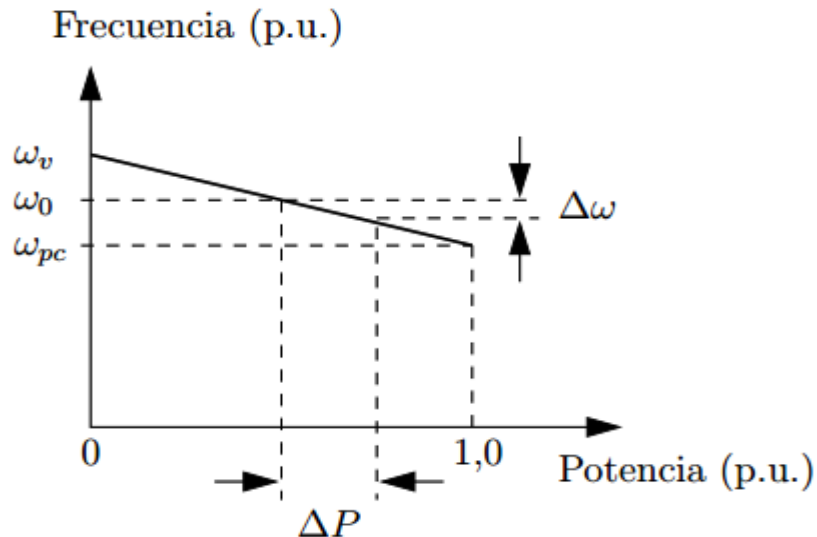


Figura No.2.11 Estatismo del gobernador de un generador sincrónico

El estatismo permite que todas las unidades generadoras participen en el control primario de frecuencia, sin embargo tiene como desventaja que en este proceso no devuelve la frecuencia a su valor nominal[20]. La figura No.2.12 demuestra este problema mediante el comportamiento de las oscilaciones de la frecuencia y la potencia mecánica de un SEP frente un aumento de la demanda. La frecuencia disminuye limitada por la capacidad inercial del sistema.

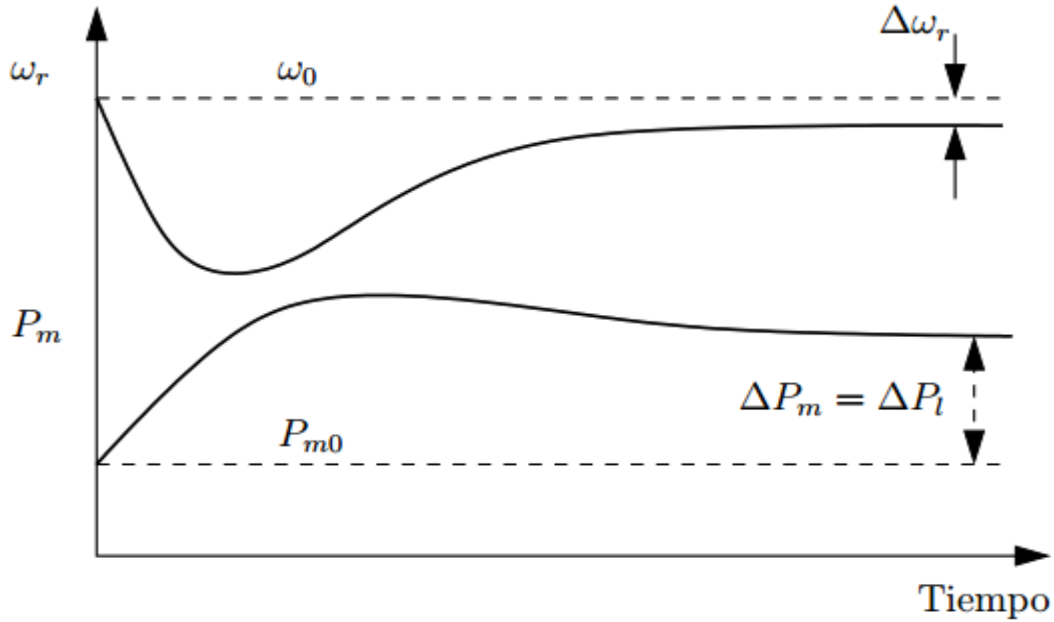


Figura No.2.12 Respuesta dinámica de un generador con estatismo ante una disminución de la carga

2.7.2 Comportamiento de la regulación primaria y secundaria a partir de la característica estática de los reguladores de velocidad.

La figura No.2.13 muestra la característica estática (1) de un generador sincrónico que inicialmente se encontraba operando a una frecuencia ($f_0=60$ Hz) de régimen permanente, entregando una potencia (P_{G0}).

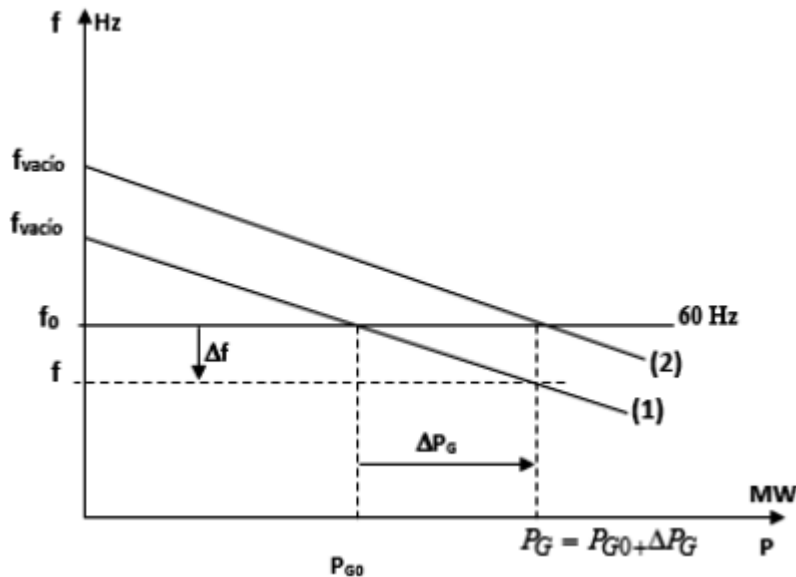


Figura No.2.13 Proceso de regulación primaria y secundaria en un generador sincrónico

Supongamos que ocurre un aumento de la carga (ΔP_G), la primera reacción del generador es inherente a su capacidad inercial, luego pasa a actuar el control primario para buscar un



equilibrio entre generación y demanda. La presencia del estatismo hace que se alcance un nuevo estado de equilibrio ($P_G = P_{G0} + \Delta P_G$) pero a una frecuencia $f < f_0$ desigual del valor nominal inicial. A partir de ese momento procede a actuar la regulación secundaria con el objetivo de eliminar este error y asegurar los compromisos en función al intercambio de potencia eléctrica, este procedimiento puede realizarse de forma manual o automática. El efecto que se consigue con el control secundario es un desplazamiento de la característica estática del generador en forma paralela, estabilizándose en la recta (2) con un estatismo o R igual que (1) pero a una $f_{vacío}$ diferente.

Este ejemplo demuestra la capacidad de regulación de frecuencia de un generador sincrónico. En la operación de los SEP están involucrados un alto número de generadores los cuales ante un cambio en la demanda del sistema deben adaptarse y colaborar con respecto al nuevo estado de carga.

2.7.3 Comportamiento de la carga ante una desviación de la frecuencia

Algunas cargas demandan una potencia independiente de la frecuencia de alimentación, por ejemplo cargas resistivas destinadas a calentamiento o lámparas incandescentes para iluminación. Otras cargas, por el contrario, responden a un incremento de la frecuencia aumentando la demanda, por ejemplo muchos ventiladores y bombas[20].

Para poder visualizar con mayor detalle esta relación, a continuación se ofrecen las ecuaciones de impedancia (Z) para cada tipo de carga:

a. Carga resistiva

$$Z = R \quad (2.9)$$

b. Carga inductiva

$$Z = X_L = j\omega L = j2\pi fL \quad (2.10)$$

c. Carga capacitiva

$$Z = X_C = -j/\omega C = -j/2\pi fC \quad (2.11)$$

Dónde:

Z: impedancia

R: componente resistiva

X: reactancia

ω : frecuencia angular

f: frecuencia eléctrica

C: capacitancia

L: inductancia



Centrándonos en la carga inductiva, podemos ver la relación de proporcionalidad directa que existe entre la frecuencia y la reactancia del inductor, concluyendo que cuando la frecuencia disminuye la carga inductiva también lo hace. Este efecto constituye un fenómeno de amortiguamiento, el cual favorece a la regulación de generación ya que si se incrementa la demanda al generador, la frecuencia disminuye y por ende la carga total[19].

2.7.4 Amortiguamiento

Se conoce como amortiguamiento (D), la relación entre la disminución de carga ΔP_L y la disminución de la frecuencia Δf_L que causa la disminución ΔP_L [19].

$$D = \frac{\Delta P_L}{\Delta f_L} \quad (2.12)$$

2.8 Esquema de deslastre o desconexión de carga

Algunos incidentes provocan una caída brusca de la frecuencia en un sistema eléctrico que no puede ser compensada con la suficientemente rapidez por los mecanismos de regulación primaria y secundaria. Esta circunstancia puede producirse por ejemplo ante la pérdida de un importante volumen de generación, o de una línea de enlace por la que se importe gran cantidad de potencia. En estos casos, la desconexión o deslastre automático de cargas es el último recurso para evitar un apagón en el sistema[20].

Los esquemas de deslastre de cargas tienen por misión desconectar un conjunto limitado de cargas para restablecer el equilibrio entre generación y demanda alterado por la desconexión de un grupo generador. La desconexión de las cargas está activada, normalmente, por protecciones de subfrecuencia, que desconectan escalones de carga en las subestaciones según se alcanzan umbrales de actuación[21]. La figura No.2.14 compara el comportamiento de la frecuencia, en el sistema insular de Mallorca-Menorca en España, al producirse la desconexión de un grupo generador, considerando un plan de deslastre de cargas por subfrecuencia y sin él. En ambos casos existe reserva rodante suficiente para suplir la potencia del generador desconectado, sin embargo, se observa que en el caso en que no se considera plan de deslastre de cargas, el sistema no es capaz de alcanzar un nuevo estado de equilibrio y finalmente colapsa.

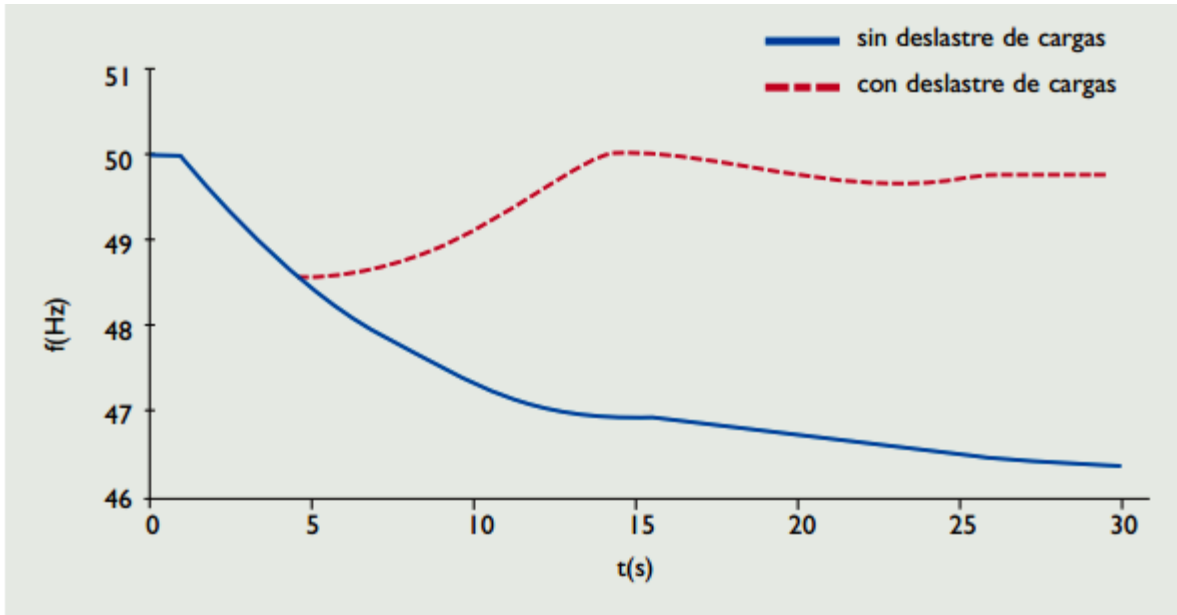


Figura No.2.14 Comparación de la evolución de la frecuencia al producirse la desconexión de un grupo generador en el sistema de las islas de Mallorca y Menorca considerando plan de subfrecuencia y sin él.

En efecto, en sistemas insulares de gran tamaño, la pendiente de caída de la frecuencia puede alcanzar valores en torno a 2 Hz/s, mientras que en sistemas más pequeños, se pueden alcanzar valores comprendidos entre 4 y 5 Hz/s. El valor de la pendiente con la que disminuye la frecuencia depende, en el instante inicial, de la magnitud de la perturbación y de la inercia del sistema. En general, en estos sistemas cualquier generador sustenta una fracción importante de la demanda, y su desconexión supone una perturbación de gran magnitud. A su vez, la desconexión de cualquier generador supone la pérdida de una fracción igualmente importante de la inercia del sistema, que ya es característicamente baja como se explicó anteriormente. Lógicamente lo anterior se acentúa cuanto mayor es la potencia instalada del grupo desconectado[21].

La figura No.2.15 compara la evolución de la frecuencia, potencia mecánica total y potencia demandada total en el sistema insular de la isla de El Hierro en España al producirse la desconexión de un grupo generador considerando la actuación de protecciones por subfrecuencia y la de protecciones por derivada de frecuencia.

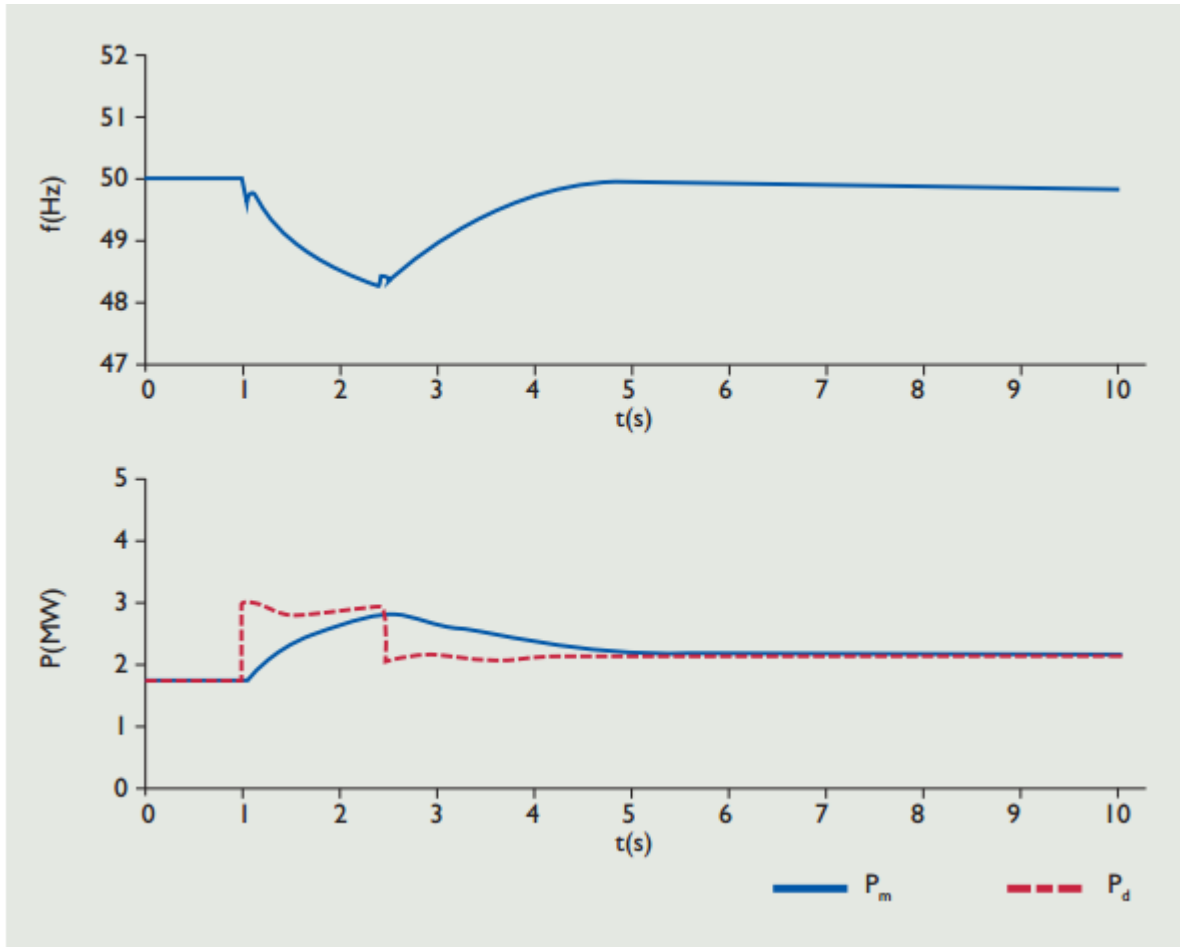


Figura No.2.15 Comparación de la evolución de la frecuencia, potencia mecánica total y potencia demandada total en el sistema insular de El Hierro, España producto de la desconexión de un grupo generador considerando la operación de protecciones por subfrecuencia y las de derivada de frecuencia.

Se observa cómo se deslustra menos carga y de forma más rápida, en el caso que actúan las protecciones por derivada de frecuencia que en el caso que se consideran únicamente protecciones por subfrecuencia.

2.9 Metodología del sistema de estudio

Debido a que el sistema aislado Cayo Santa María no ha sido diseñado para operar en paralelo con fuentes de generación distribuidas localmente y además tan variable como lo es la fotovoltaica se hace necesario determinar el impacto que la incorporación de esta generación distribuida tiene sobre el comportamiento del sistema eléctrico [23].

Este estudio se centra en analizar el comportamiento del sistema ante la salida de los generadores con el parque fotovoltaico conectado y sin él. La programación de la desconexión de los generadores se logra utilizando la opción *switching* del software PSX, correspondiente al estudio de estabilidad transitoria. La figura muestra la ventana que brinda el mismo para realizar dicho procedimiento.

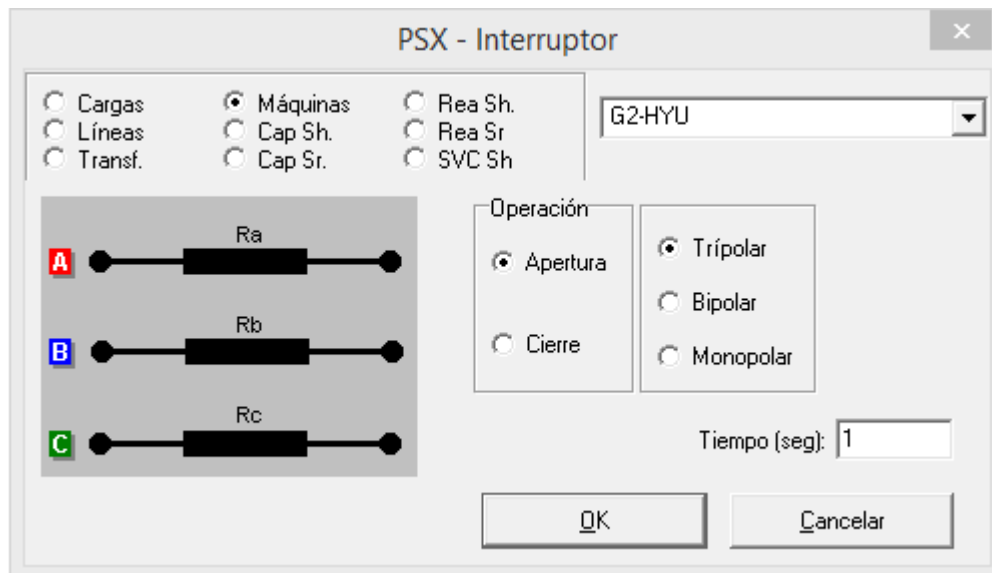


Figura No.2.16 Interfaz del PSX para la apertura del interruptor del PVG2

Al ejecutar la salida de un generador, la simulación ofrece como resultado el comportamiento de las variables: frecuencia, potencia entregada y potencia mecánica de los generadores restantes.

Conclusiones del capítulo

En este capítulo:

1. Se realizó la actualización del SEP Cayo Santa María, profundizando en los modelos de las unidades generadoras, en el nuevo estado de carga y en la implementación del parque fotovoltaico ubicado en la zona de la Estrella de 2MW.
2. Se puede ver como el gráfico de carga no varía mucho durante todo el día ya que se trata de instalaciones hoteleras las cuales consumen aproximadamente lo mismo para cualquier hora por ser cargas de ocio.
3. Se explica cómo se simula en el PSX la desconexión de las unidades generadoras para evaluar el impacto del PFV en el sistema.



CAPÍTULO 3. Estabilidad de frecuencia en el SEP Cayo Santa María

Introducción

En este capítulo se realiza un estudio de la estabilidad de frecuencia en el SEP Cayo Santa María, mostrando algunas de las pruebas realizadas mediante la desconexión de unidades generadoras teniendo en cuenta la reserva rodante disponible, se proponen resultados de los análisis desarrollados y consecutivamente se evalúa el impacto del parque fotovoltaico de 2MW en este sistema. El estudio se basa en analizar tres regímenes de carga: máxima, media y mínima con PFV y sin PFV.

3.1 Análisis del caso de máxima demanda del SEP con PFV

La demanda máxima de potencia activa y reactiva del sistema apoyado por la generación del parque fotovoltaico de 2 MW es de 15.6 MW y 6.3 MVar respectivamente. La tabla No.3.1 muestra cómo está distribuida la generación.

Tabla No.3.1 Distribución de la generación para el estado de carga máxima con PFV

Generador	Pg(MW)	Qg(MVAR)	Pmax (MW)	S (MVA)	H (s)
G1-HYU	1.2	0.5	1.7	2.13	1.167
G2-HYU	1.2	0.5	1.7	2.13	1.167
G3-HYU	1.2	0.5	1.7	2.13	1.167
G4-HYU	1.2	0.5	1.7	2.13	1.167
MTU-G1	1.4	0.7	1.9	2.36	0.560
MTU-G1	1.4	0.7	1.9	2.36	0.560
MTU-G7	1.2	0.5	1.9	2.36	0.560
MAN-G1	2.3	1.2	3.9	4.88	1.021
MAN-G2	2.3	1.2	3.9	4.88	1.021
GFV Estrella	2	0	2	0	0

El valor de la constante de inercia total del sistema considerando la actuación del parque es:

$$H_{sist} = \frac{\sum H_i \times S_i}{S_{tot}} = 0.941s$$

El nivel de penetración fotovoltaica está dado por la relación entre la generación total fotovoltaica y la demanda total del sistema, para este estado de carga es igual a:

$$penetración_{FV} (\%)_{de_{generación_{base}}} = 12.98\%$$

La tabla No.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 No.3.2 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	2
MAN	3.2
total	5.2

Este valor de reserva rodante es suficiente para estabilizar el sistema en caso de ocurrir alguna falla.

Se realizarán tres fallas para este caso donde el parque está conectado, primero se desconecta una maquina HYU, luego una MAN y finalmente una MTU.

3.1.1 Desconexión del generador G1-HYU

Las figuras muestran el comportamiento de la frecuencia, la potencia mecánica y la potencia entregada luego de desconectado el generador G1-HYU.

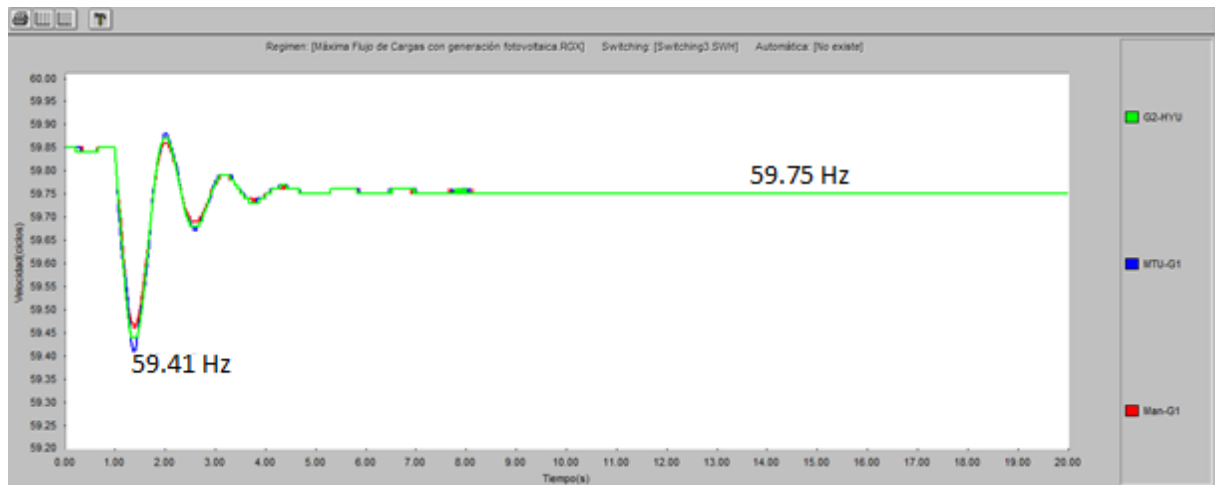


Figura No.3.1 Curvas de frecuencia ante la salida del G1-HYU

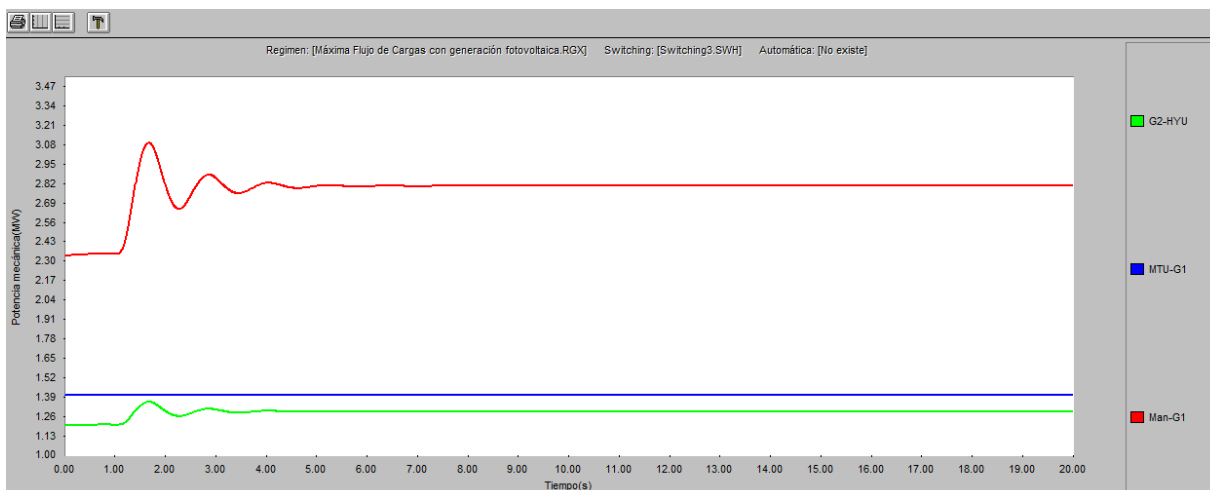


Figura No.3.2 Curvas de potencia mecánica ante la salida del G1-HYU

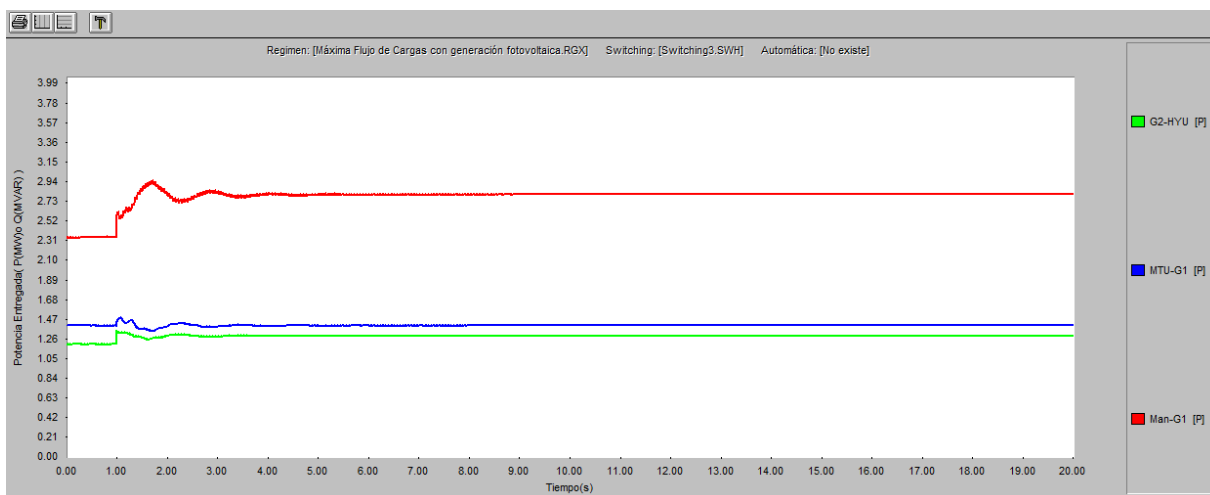


Figura No.3.3 Curvas de potencia entregada ante la salida del G1-HYU

Ante la salida del generador G1-HYU la frecuencia cae a un valor de 59.41 Hz, pero al actuar los mecanismos de regulación de frecuencia se realiza una nueva distribución de la carga y la frecuencia se restablece a un valor de 59.75 Hz, valor que está dentro de los límites permisibles. La tabla muestra cómo queda distribuida la carga luego de salir el generador G1-HYU.

Tabla No.3.3 Distribución de la generación luego de la salida del G1-HYU

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G2-HYU	1.3	0.7
G3-HYU	1.3	0.7
G4-HYU	1.3	0.7
MTU-G1	1.4	0.7
MTU-G2	1.4	0.7
MTU-G7	1.2	0.5
MAN-G1	2.8	1.1
MAN-G2	2.8	1.1

Según estas nuevas capacidades de generación, la tabla muestra los valores de reserva rodante que cada tecnología puede aportar en caso que se produzca otra perturbación.

Tabla No.3.4 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	1.6
MAN	2.2
total	3.8

Este valor de reserva rodante es suficiente para restablecer la frecuencia en caso de que ocurra otra perturbación ya que es mayor que el valor del mayor generador.

3.1.2 Desconexión del generador MAN-G2

Las figuras muestran el comportamiento de las curvas de velocidad, potencia mecánica y potencia entregada respectivamente ante la salida del bloque de generación MAN-G2.

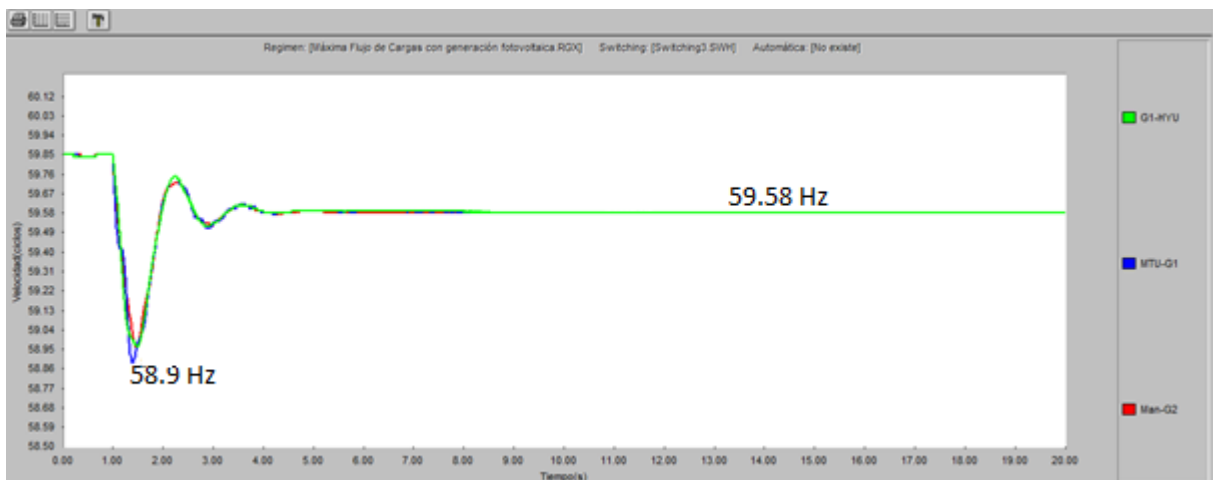


Figura No.3.4 Curvas de frecuencia ante la salida del MAN-G2

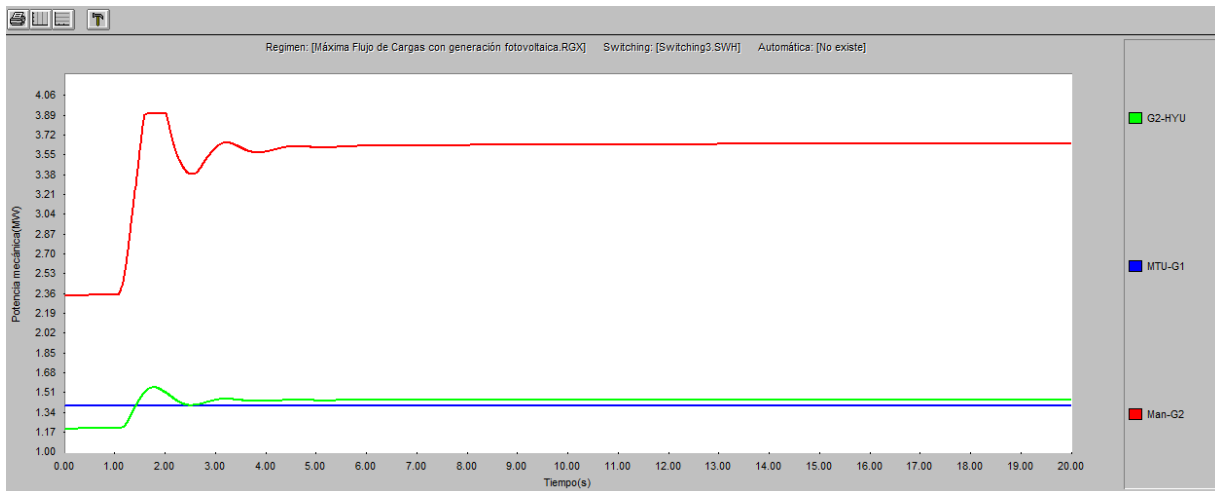


Figura No.3.5 Curvas de potencia mecánica ante la salida del MAN-G2

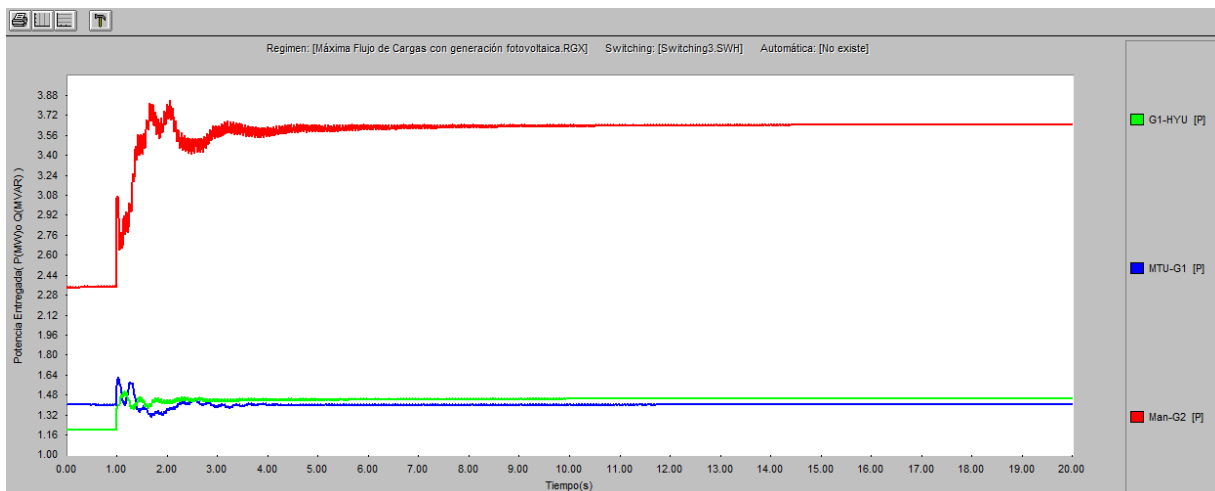


Figura No.3.6 Curvas de potencia entregada ante la salida del MAN-G2

Ante la salida del MAN-G1 la frecuencia cae a 58.9 Hz y luego se restablece a 59.58 Hz, este valor no está dentro de los límites permisibles pero las unidades encargadas de realizar los mecanismos de regulación de frecuencia elevaron el nivel de potencia entregada y aun así solo lograron ese valor por lo que se hace necesario conectar otra unidad generadora capaz de cubrir este déficit de potencia activa.

La tabla muestra cómo queda distribuida la carga una vez desconectado el MAN.



Tabla No.3.5 Distribución de la generación luego de la salida del MAN-G2

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G1-HYU	1.5	0.5
G2-HYU	1.5	0.5
G3-HYU	1.5	0.5
G4-HYU	1.5	0.5
MTU-G1	1.4	0.7
MTU-G2	1.4	0.7
MTU-G7	1.2	0.5
MAN-G2	3.6	2.5

La reserva rodante disponible después de desconectado el MAN se muestra en la siguiente tabla.

Tabla No.3.6 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	0.8
MAN	0.3
total	1.1

Este valor de reserva rodante no es suficiente ante la salida de otra unidad generadora ya que este valor es menor que la generación de todas las unidades activas.

3.1.3 Desconexión del generador MTU-G2

Las figuras muestran las gráficas de frecuencia, potencia mecánica y potencia entregada respectivamente ante la salida del MTU-G1.

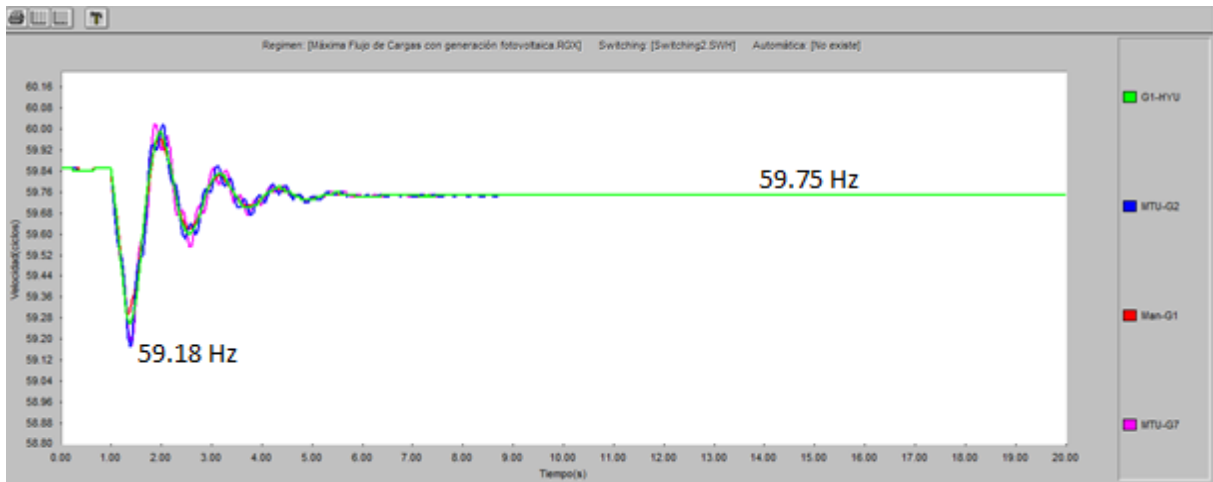


Figura No.3.7 Curvas de frecuencia ante la salida del MTU-G2

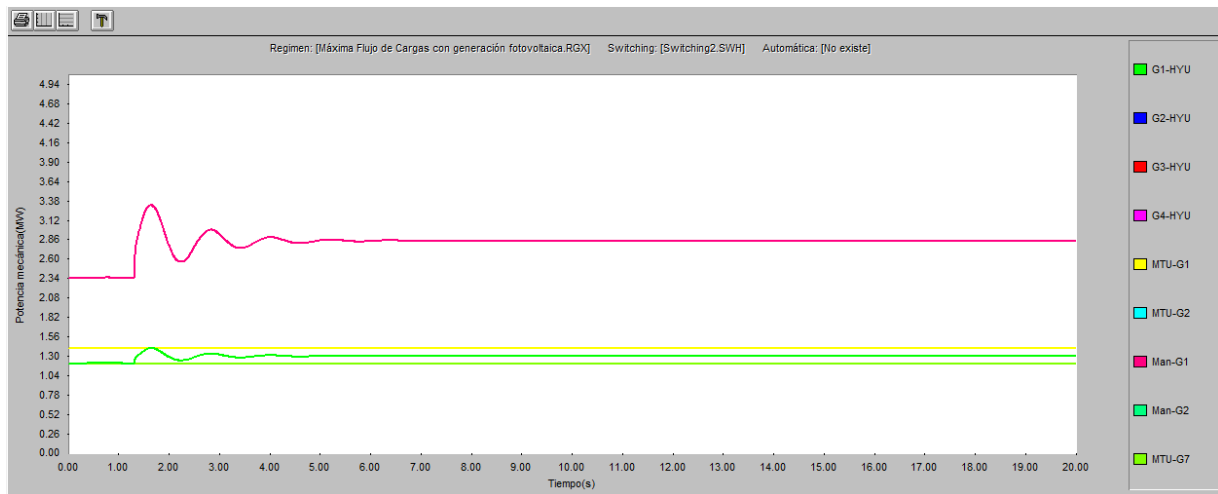


Figura No.3.8 Curvas de potencia mecánica ante la salida del MTU-G2

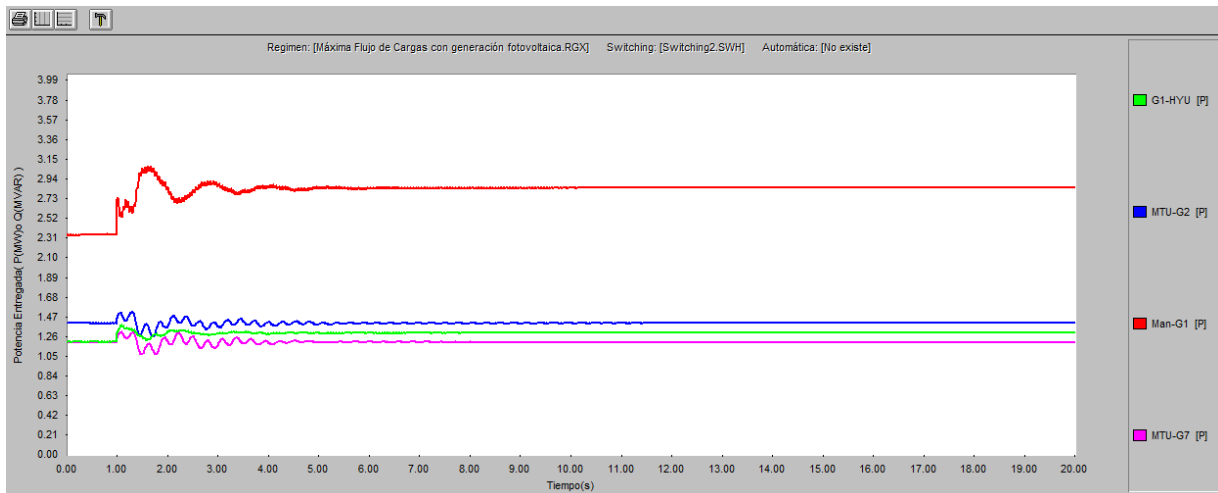


Figura No.3.9 Curvas de potencia entregada ante la salida del MTU-G2



Ante la salida del MTU-G1 se ve como la frecuencia cae a un valor de 59.18 Hz pero comienzan a actuar los mecanismos de regulación de frecuencia y esta se restablece a 59.75 Hz valor que está dentro de los límites permisibles.

La gráfica muestra cómo queda distribuida la carga luego de desconectado el generador.

Tabla No.3.7 Distribución de la generación luego de la salida del MTU-G2

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G1-HYU	1.3	0.5
G2-HYU	1.3	0.5
G3-HYU	1.3	0.5
G4-HYU	1.3	0.5
MTU-G2	1.4	0.7
MTU-G7	1.2	0.5
MAN-G1	2.8	1.2
MAN-G2	2.8	1.2

La reserva rodante disponible después de desconectado el MTU-G1 se muestra el tabla siguiente.

Tabla No.3.8 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	1.6
MAN	2.2
total	3.8

Este valor no es suficiente ante la salida del MAN-G1 pero si lo es ante la salida de cualquier otra unidad.

3.1.4 Desconexión del parque fotovoltaico de 2 MW

Las gráficas muestran el comportamiento del sistema ante la salida total del parque fotovoltaico.

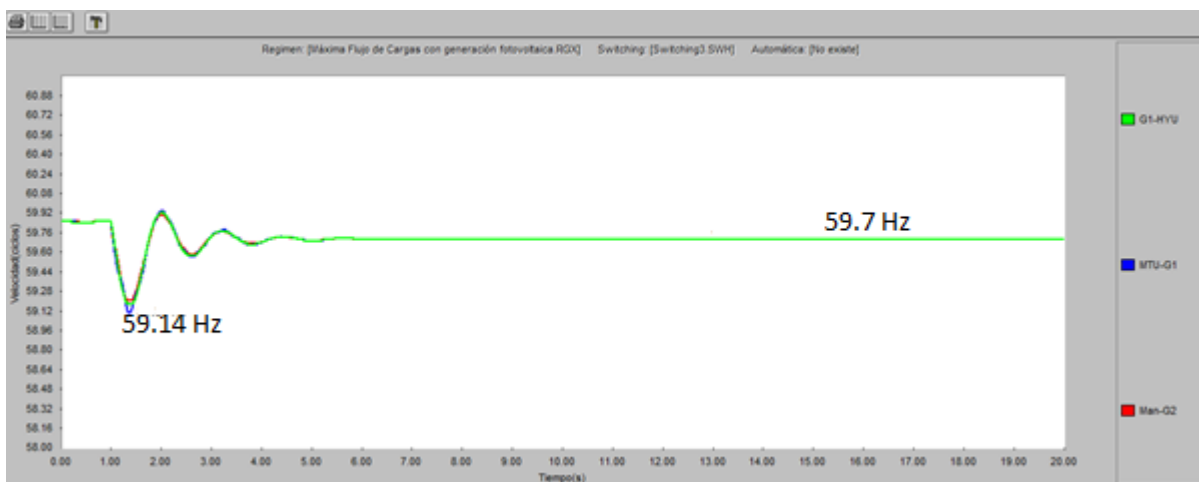


Figura No.3.10 Curvas de frecuencia ante la salida del parque fotovoltaico

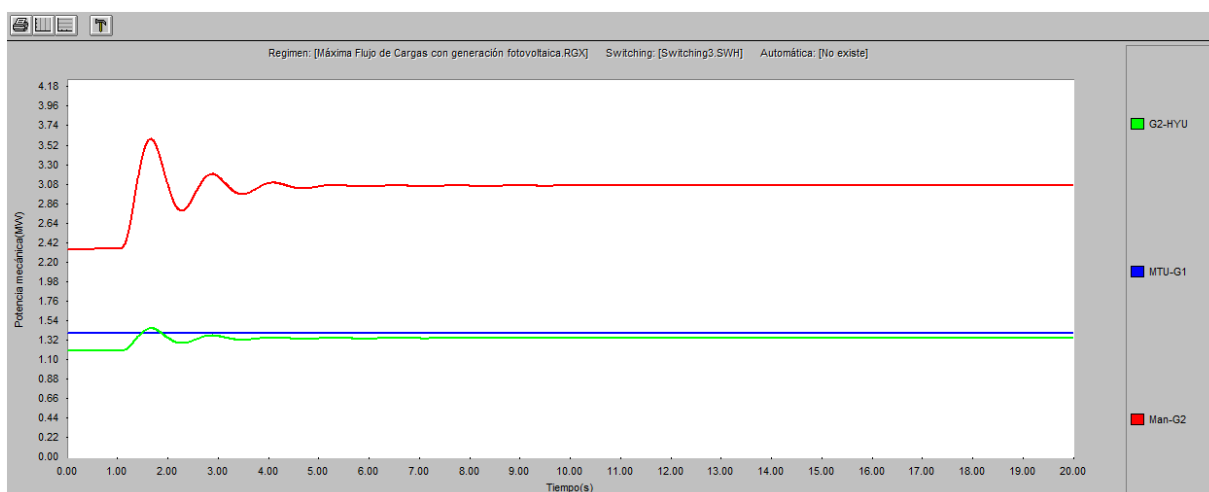


Figura No.3.11 Curvas de potencia mecánica ante la salida del parque fotovoltaico

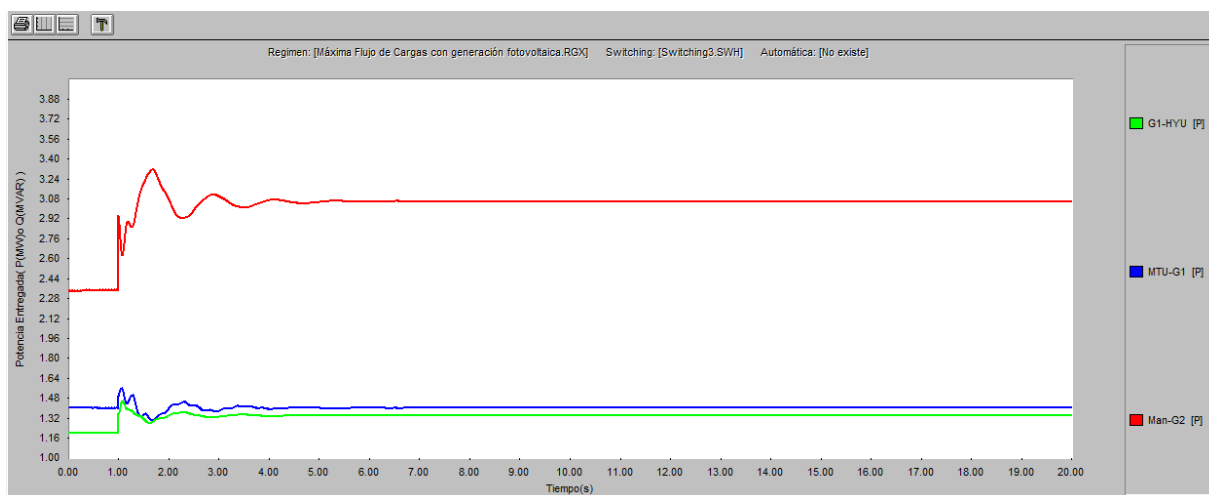


Figura No.3.12 Curvas de potencia entregada ante la salida del parque fotovoltaico



La frecuencia baja a un valor de 59.14 Hz pero rápidamente se ve como sube a 59.7 Hz ya que las unidades en cuestión aumentaron su consigna de potencia entregada para restablecer el sistema.

La tabla muestra cómo queda distribuida la carga luego de desconectado el parque.

Tabla No.3.9 Distribución de la generación luego de la salida del parque de 2 MW

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G1-HYU	1.3	0.5
G2-HYU	1.3	0.5
G3-HYU	1.3	0.5
G4-HYU	1.3	0.5
MTU-G1	1.4	0.7
MTU-G2	1.4	0.7
MTU-G7	1.2	0.5
MAN-G1	3.1	1.2
MAN-G2	3.1	1.2

La reserva rodante se muestra en la siguiente tabla

Tabla No.3.10 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	1.6
MAN	1.6
total	3.2

Este valor de reserva rodante cumple con lo establecido ya que es mayor que el mayor generador.

3.1.4.1 Salida del 25%, 50% y 75% del PFV

Las gráficas muestran el comportamiento de la frecuencia ante la salida del 25, 50 y 75% respectivamente.

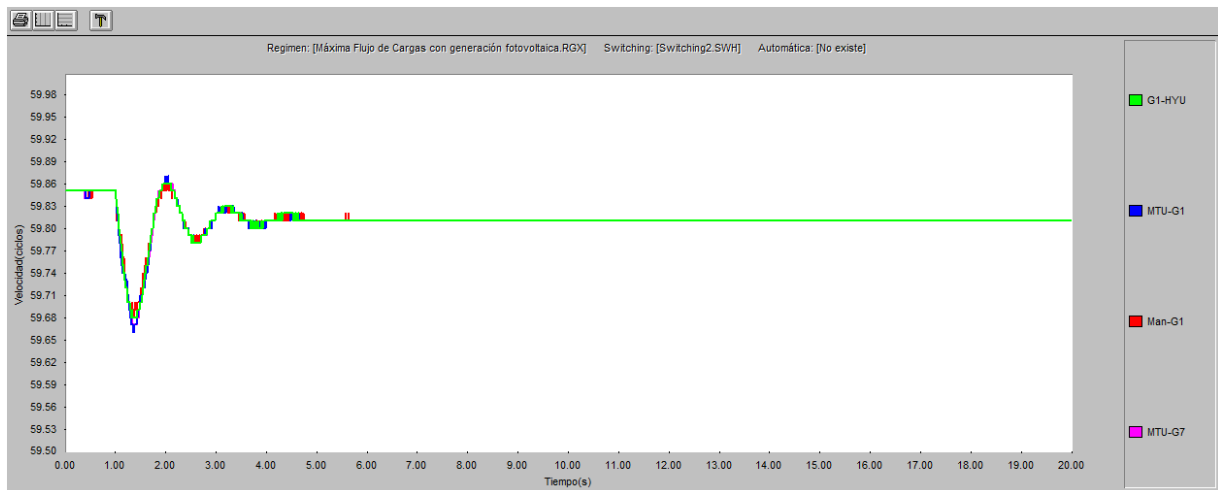


Figura No.3.13 Curvas de frecuencia ante la salida a del 25% del parque fotovoltaico

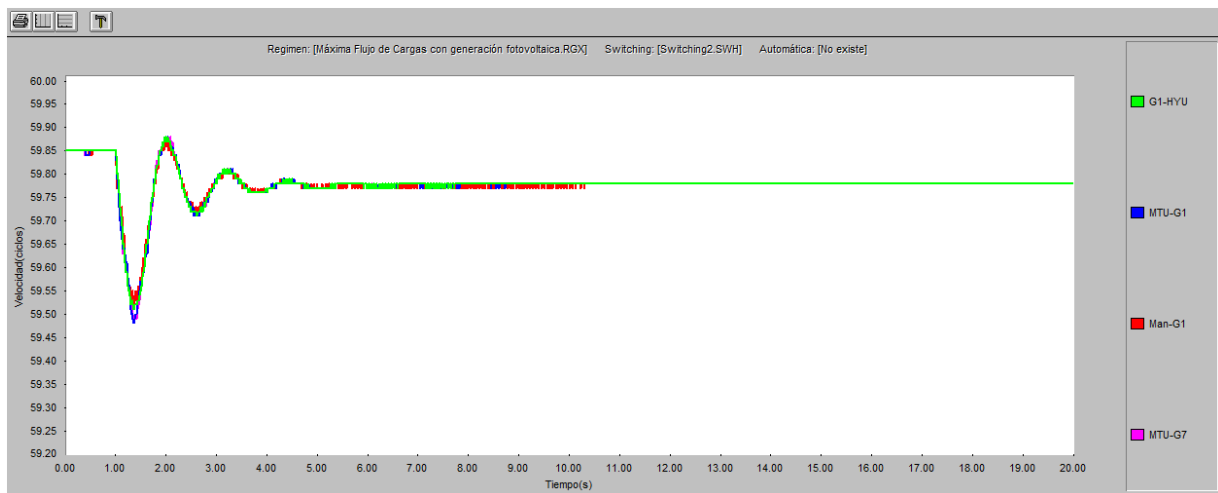


Figura No.2.14 Curvas de frecuencia ante la salida del 50% del parque fotovoltaico

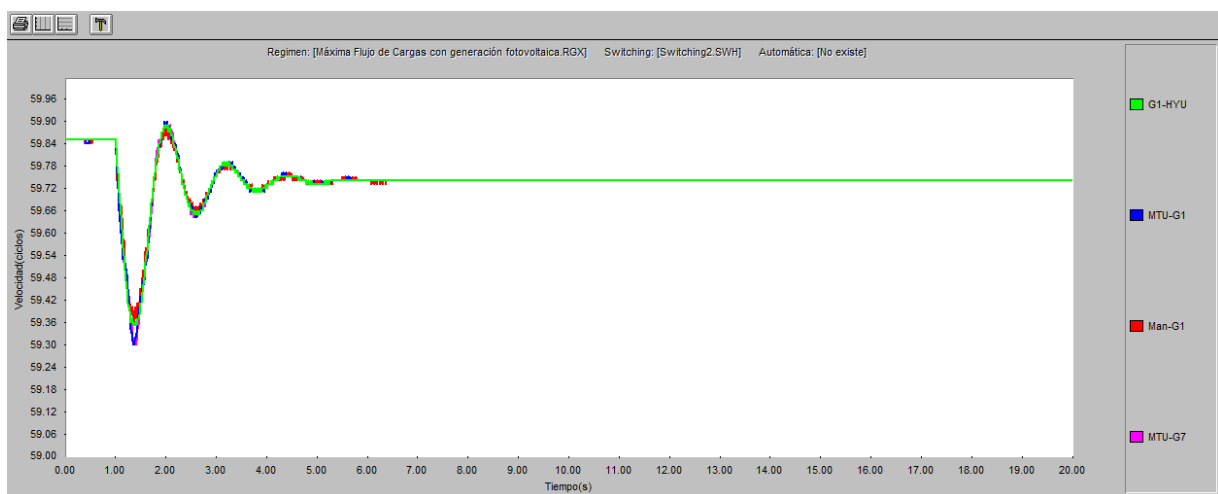


Figura No.2.15 Curvas de frecuencia ante la salida del 75% del parque fotovoltaico



Se puede ver que la salida del 25, 50 y 75% del parque no provoca grandes daños al sistema ya que este logra recuperar la potencia perdida. Como se trata de una fuente de energía no controlable se hace necesario un análisis como este, el parque fotovoltaico genera en dependencia del nivel de penetración de los rayos del sol por eso hay que tener en cuenta la posible disminución gradual de su generación y su impacto en el sistema.

El análisis del régimen de máxima demanda sin parque fotovoltaico se muestra en el Anexo 3.

3.2 Análisis del caso de media demanda del SEP con PFV

La demanda de potencia activa y reactiva para este estado de carga es 11.4 MW y 3.2 MVar respectivamente. La tabla muestra como dicha demanda es distribuida entre los generadores asignados a operar en este régimen.

Tabla No.3.11 Distribución de la generación para demanda media con PFV

Generador	Pg(MW)	Qg(MVAR)	Pmax (MW)	S (MVA)	H (s)
G1-HYU	1.1	0.2	1.7	2.13	1.167
G2-HYU	1.1	0.2	1.7	2.13	1.167
G3-HYU	1.1	0.2	1.7	2.13	1.167
G4-HYU	1.1	0.2	1.7	2.13	1.167
MAN-G1	2.5	1.2	3.9	4.88	1.021
MAN-G2	2.5	1.2	3.9	4.88	1.021
GFV Estrella	2	0	2	0	0

El valor de la constante de inercia H total del SEP teniendo en cuenta la operación de los parques fotovoltaicos para el régimen de media demanda es:

$$H_{sist} = \frac{\sum H_i \times S_i}{S_{tot}} = 1.089 \text{ s}$$

El porcentaje de penetración fotovoltaica para este estado de carga está dado por la siguiente ecuación.

$$penetración_{FV}(\%)_{de_generación_base} = 17.54\%$$

La tabla muestra los valores de reserva rodante que posee el sistema en función de posibles desconexiones de las unidades de generación presentes en este régimen.

Tabla No.3.12 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	2.4
MAN	2.8
total	5.2

Como se puede apreciar, esta magnitud corresponde a la potencia que tienen disponibles los generadores del grupo HYU y MAN según su demanda, ya que la generación solar fotovoltaica no presenta la capacidad de suministrar reservas de potencia.

A continuación, con el objetivo de evaluar la estabilidad de frecuencia del SEP para el régimen en cuestión, se analizan tres casos de desconexión: el primero para la salida de G1-HYU, el segundo para la salida del MAN-G1 y finalmente la salida del parque fotovoltaico.

3.2.1 Desconexión del generador G1-HYU

Las figuras que se muestran a continuación describen el comportamiento de la frecuencia del sistema, de la potencia aportada por las turbinas y de la potencia que entregan los generadores tras la desconexión del G1-HYU.

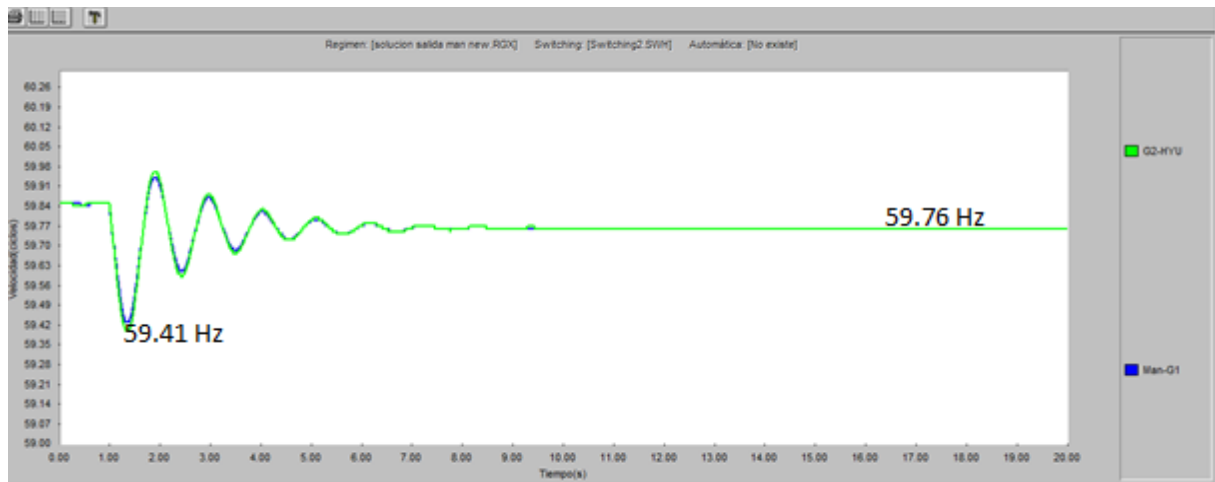


Figura No.3.16 Curvas de frecuencia ante la salida del G1-HYU

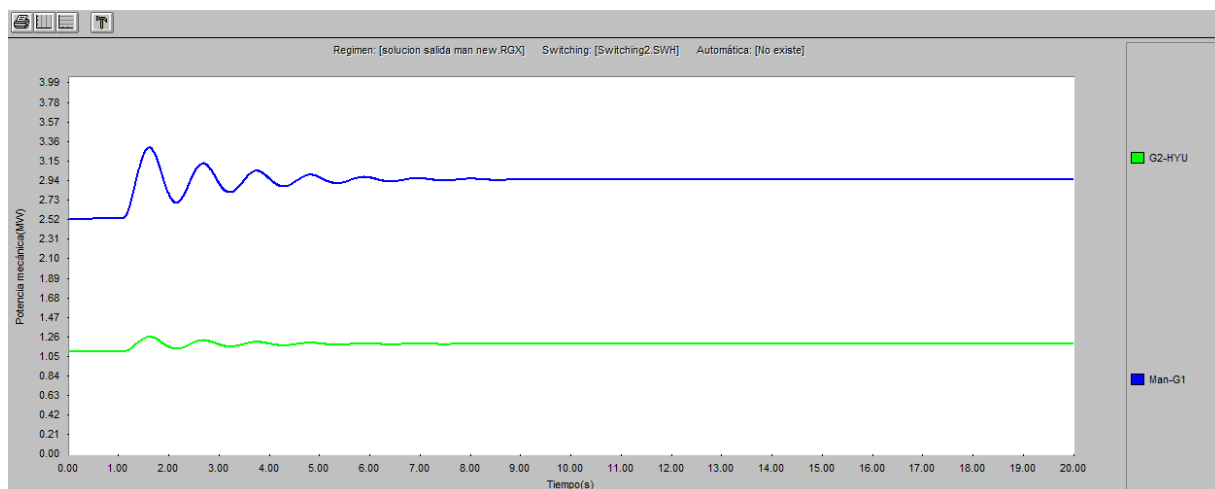


Figura No.3.17 Curvas de potencia mecánica ante la salida del G1-HYU

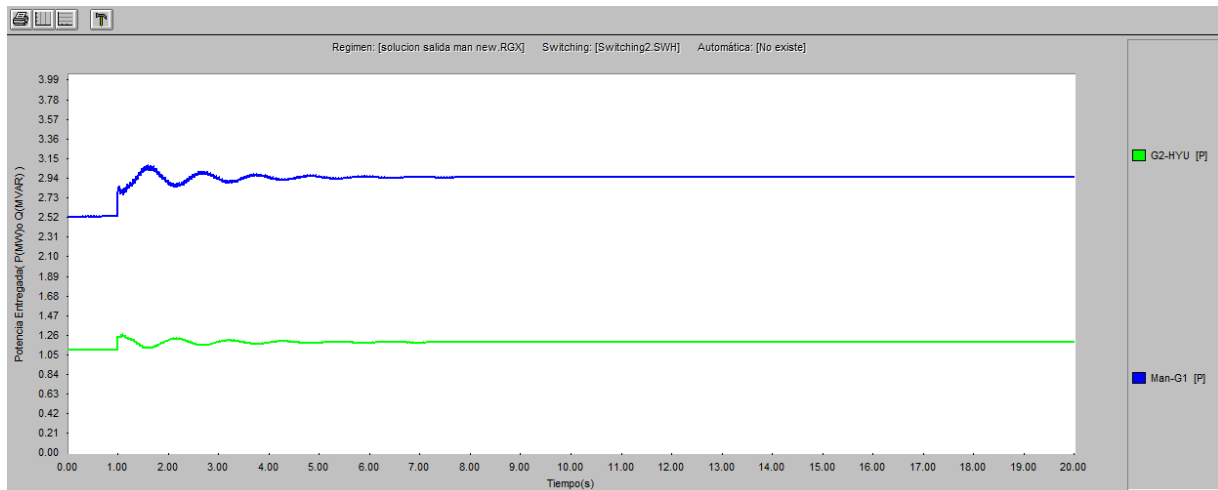


Figura No.3.18 Curvas de potencia entregada ante la salida del G1-HYU

Al desconectarse G1-HYU la frecuencia toma un valor 59.41 Hz. Los mecanismos de regulación de frecuencia se hacen cargo del balance de potencia activa y devuelven el equilibrio del SEP para un valor de frecuencia de 59,76 Hz. Como se puede apreciar aunque la frecuencia alcanzo un valor aceptable, esta no regresa al inicial aunque si a un valor que se encuentra dentro de los límites permisibles. Esto se debe principalmente a las características de los gobernadores que accionan las turbinas de los generadores, los cuales están configurados para permitir cierto error en la frecuencia del sistema.

La siguiente tabla representa la distribución de la carga ante la salida del G1-HYU una vez queda restablecido el sistema y se alcanza la estabilidad.

Tabla No.3.13 Distribución de la generación luego de la salida del G1-HYU

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G2-HYU	1.2	0.3
G3-HYU	1.2	0.3
G4-HYU	1.2	0.3
MAN-G1	2.9	1.1
MAN-G2	2.9	1.1

Teniendo en cuenta esta nueva distribución de la carga resulta necesario evaluar si la reserva rodante que posee ahora el sistema es suficiente para sobrellevar otra perturbación. La siguiente tabla muestra si los valores de reserva rodante que quedan en el sistema son suficientes para abastecer la demanda que dejan las desconexiones de los generadores restantes.

Tabla No.3.14 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	1.5
MAN	2
total	3.5

Como se puede apreciar este valor de reserva rodante es suficiente para enfrentar la demanda que dejan sin servir las unidades HYU y MTU, pero no es así ante la nueva salida de un MAN generando 2.9 ya que este es el que más reserva aporta al sistema y si sale el valor que queda es de 2.5 MW por tanto es necesario poner en funcionamiento otro generador con el objetivo de revertir esta situación.

3.2.2 Desconexión del generador MAN-G1

Las figuras que se muestran a continuación representan el comportamiento de la frecuencia, potencia mecánica y potencia entregada tras la salida del MAN-G1.

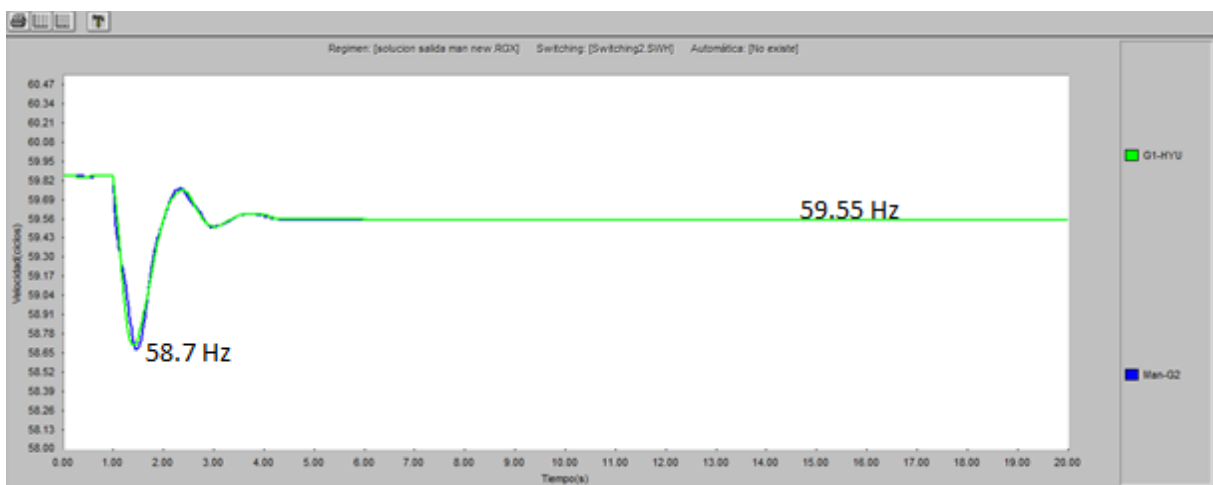


Figura No.3.19 Curvas de frecuencia ante la salida del MAN-G1

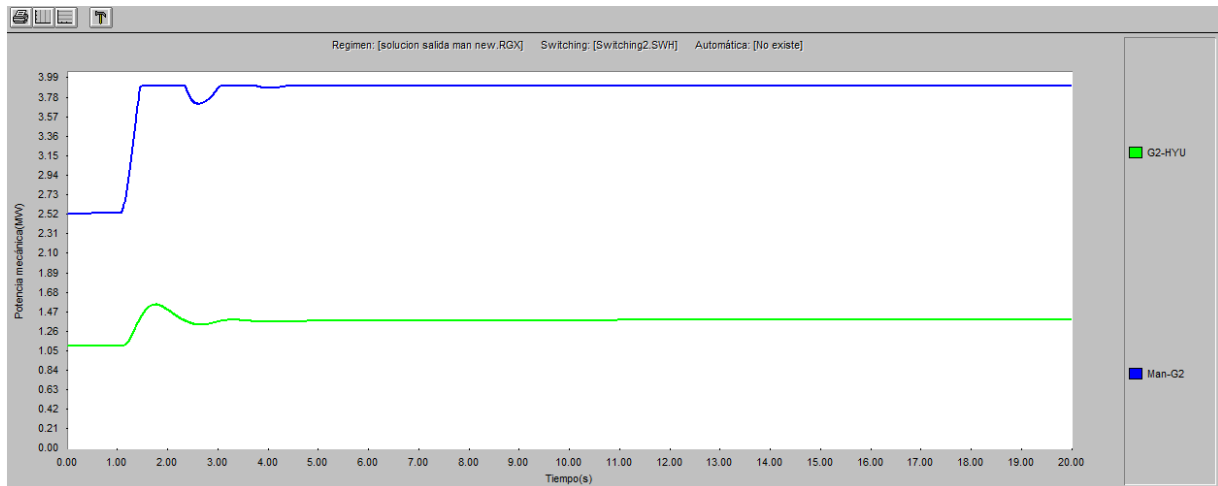


Figura No.3.20 Curvas de potencia mecánica ante la salida del MAN-G1

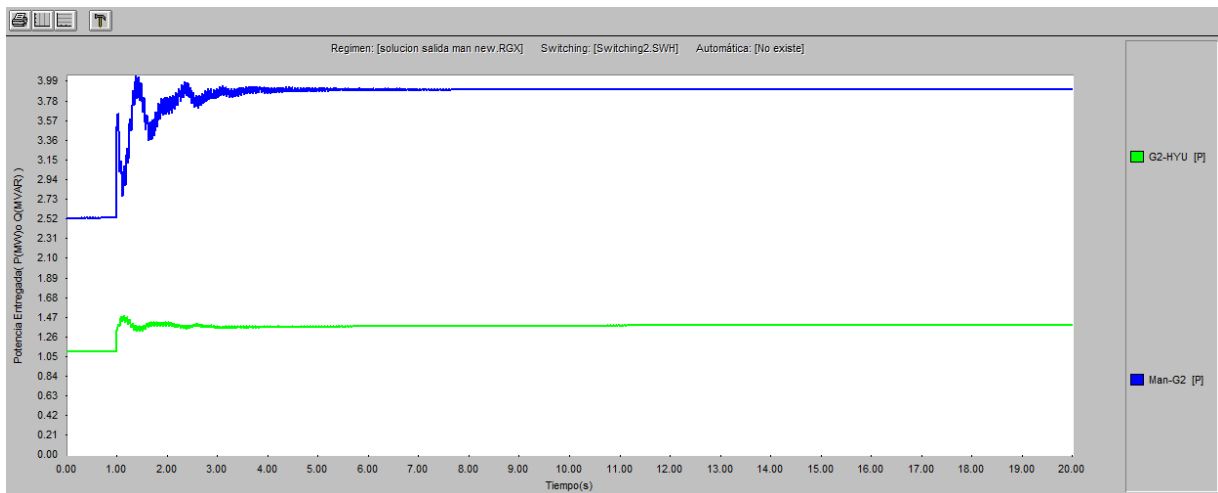


Figura No.3.21 Curvas de potencia entregada ante la salida del MAN-G1

Cuando se produce la desconexión de MAN-G1 la frecuencia del sistema cae hasta alcanzar valores que se consideran inadmisibles para la operación de los motores primarios. En esta situación donde no hemos considerado ningún tipo de protección, se puede apreciar como los reguladores de velocidad intentaron hacer frente a tal comportamiento, no obstante sus acciones no fueron suficientes y la frecuencia alcanzo un valor de 59.55 Hz. Ante esta situación es necesario conectar otra unidad que sea capaz de cubrir la generación del MAN-G1 y el sistema se restablezca.

La tabla muestra la distribución de la carga una vez terminado el proceso de regulación de frecuencia.

Capítulo 3.

Tabla No.3.15 Distribución de la generación luego de la salida del MAN-G1

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G1-HYU	1.4	0.2
G2-HYU	1.4	0.2
G3-HYU	1.4	0.2
G4-HYU	1.4	0.2
MAN-G2	3.9	2.6

Se puede ver como los generadores en cuestión aumentan su consigna de potencia de entrega hasta llegar al máximo en caso de la tecnología MAN por esta razón es que la frecuencia se restablece hasta 59.55 Hz, no existe mayor reserva capaz de cubrir la salida de un generador tan grande.

A continuación esta la tabla que muestra la reserva rodante aportada al sistema luego de desconectada la unidad. La tecnología HYU queda aportando 2 MW sin embargo estas son las únicas unidades que pueden aportar para este caso potencia al sistema.

Tabla No.3.16 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	2
MAN	0
total	2

3.2.3 Desconexión del parque fotovoltaico de 2 MW

A continuación las gráficas muestran el comportamiento de la frecuencia, potencia mecánica y potencia entregada tras la salida del parque fotovoltaico de 2MW.

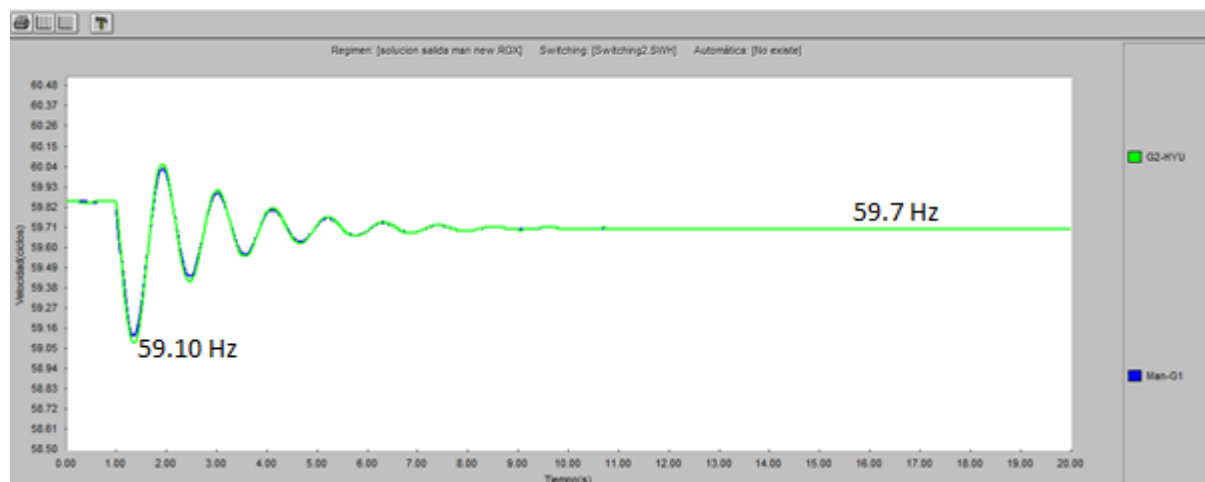


Figura No.3.22 Curvas de frecuencia ante la salida del parque fotovoltaico

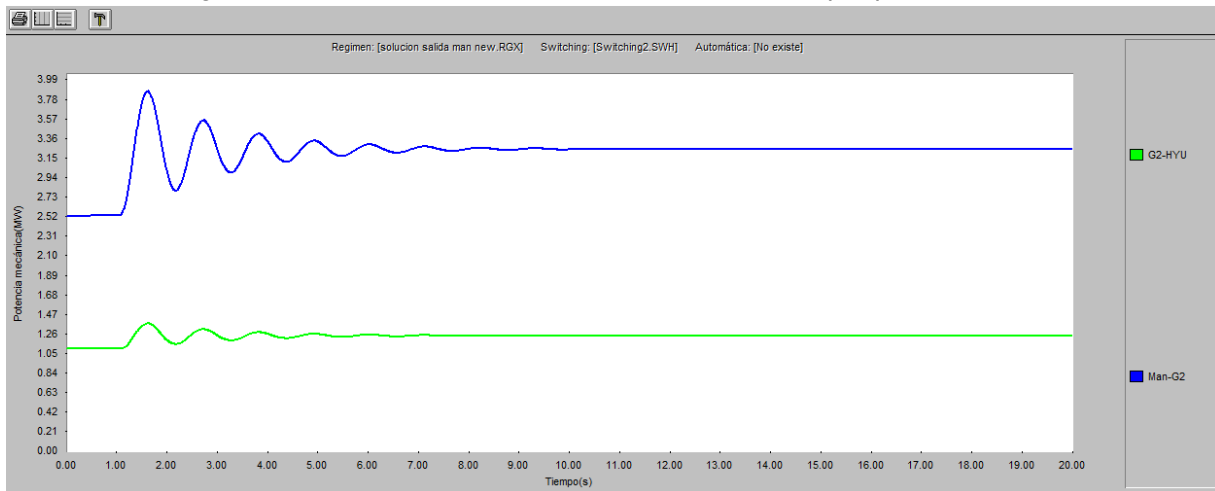


Figura No.3.23 Curvas de potencia mecánica ante la salida del parque fotovoltaico

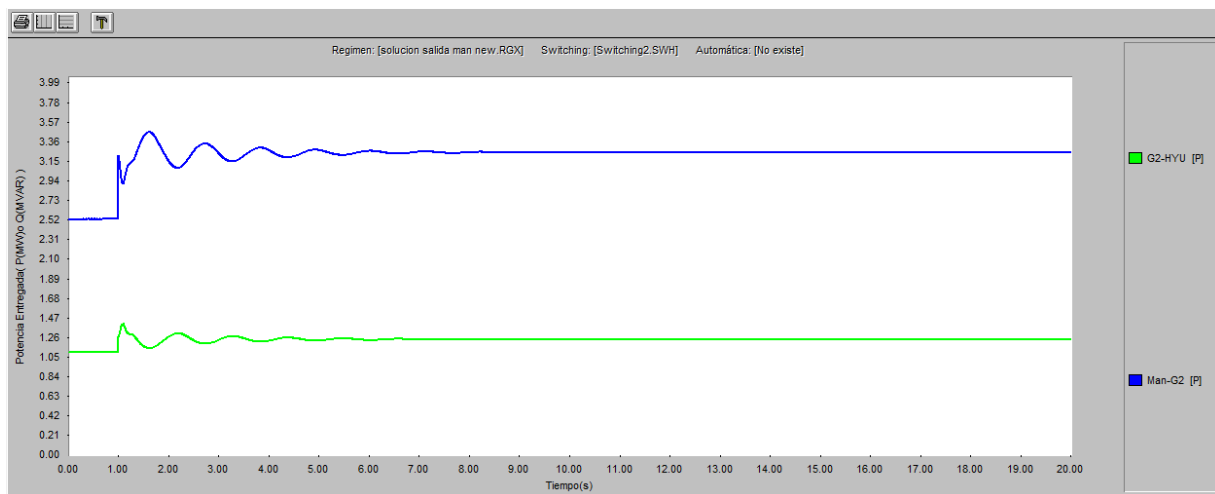


Figura No.3.24 Curvas de potencia entregada ante la salida del parque fotovoltaico

La salida del parque fotovoltaico, provocó una condición de inestabilidad en la frecuencia, la cual no presentó ningún problema para los mecanismos de regulación, quienes recuperaron el equilibrio del sistema a una frecuencia aceptable de 59,7 Hz. La tabla muestra como los generadores participan en la regulación de frecuencia a partir del aumento de su potencia de salida.

Tabla No.3.17 Distribución de la generación luego de la salida del parque de 2 MW

Generador	Pg (MW)	Qg (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	3.2	1.2
MAN-G2	3.2	1.2

La reserva rodante disponible luego de la salida del parque se muestra en la siguiente tabla.

Tabla No.3.18 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	2
MAN	1.4
total	3.4

Si posterior a la salida del parque también saliera una unidad MAN este valor de reserva no sería capaz de estabilizar el sistema ya que no es suficiente, es necesario ante esta situación conectar otra unidad para abastecer la carga y mantener la estabilidad.

3.2.2.1 Salida del 25%, 50% y 75% del PFV

Las gráficas muestran cómo reacciona el sistema ante la salida del 25, 50 y 75% del parque fotovoltaico.

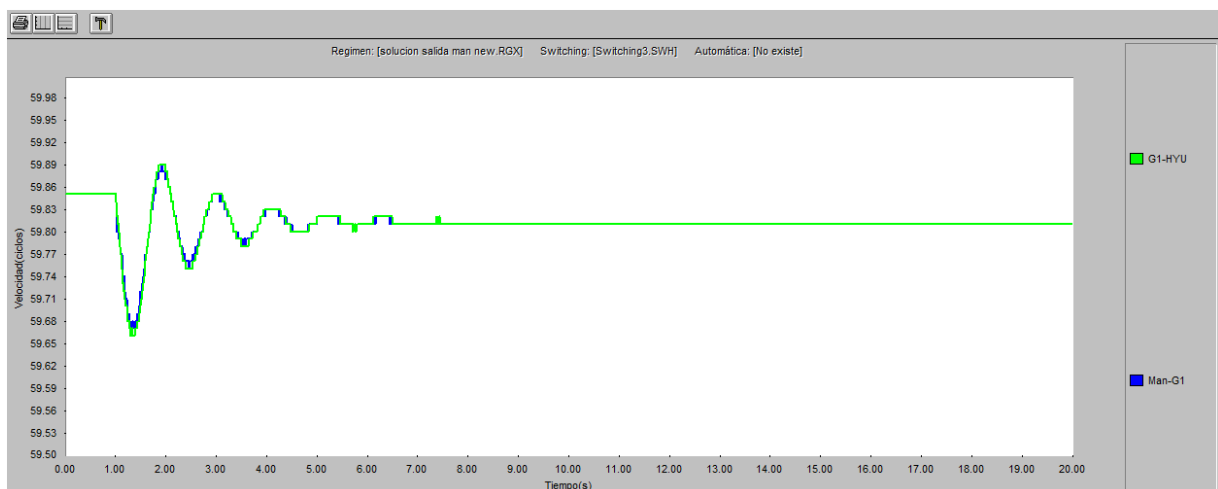


Figura No.3.25 Curvas de frecuencia ante la salida del 25% del parque fotovoltaico

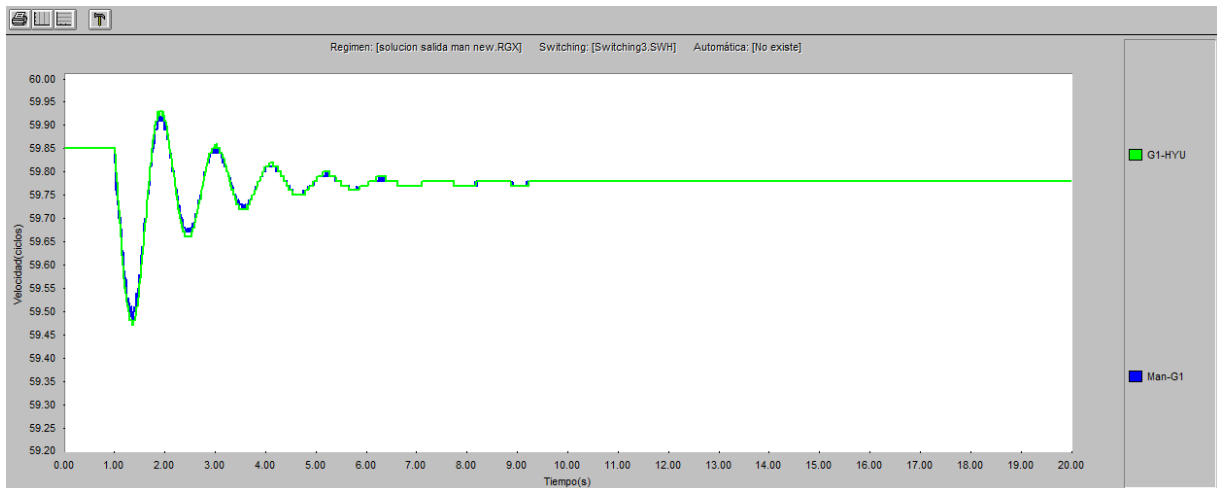


Figura No.3.26 Curvas de frecuencia ante la salida del 50% del parque fotovoltaico

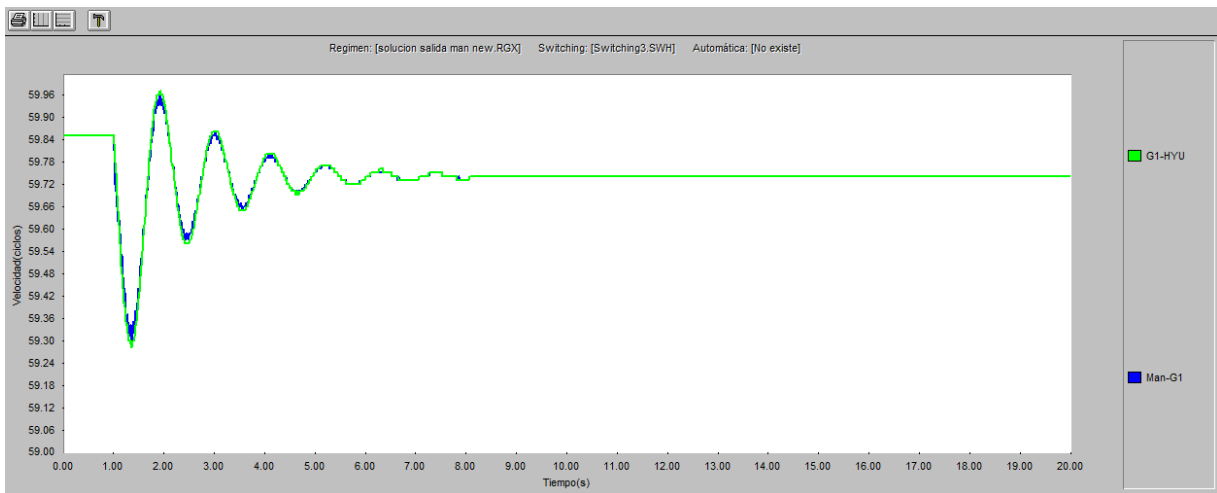


Figura No.3.27 Curvas de frecuencia ante la salida del 75% del parque fotovoltaico

Al igual que en el régimen de máxima demanda con PFV la disminución gradual de la generación fotovoltaica no hace que el sistema falle, los mecanismos de regulación contando con la reserva rodante disponible recuperan la estabilidad ante de los 8s aproximadamente, mientras mayor sea la potencia generada que se pierde, mayor es la caída de frecuencia.

El análisis del régimen de demanda media sin parque fotovoltaico se muestra en el Anexo 4.

3.3 Análisis de mínima demanda en el SEP sin PFV

El consumo de potencia activa y reactiva correspondiente a la carga del SEP de estudio para el régimen de mínima es de 5.8 MW y 0.6 MVar respectivamente. La tabla muestra cómo se encuentra distribuida la demanda entre los generadores asignados para satisfacer este estado de carga.

Tabla No.3.19 Distribución de la generación para el estado de carga mínima sin PFV

Generador	Pg(MW)	Qg(MVAR)
G3-HYU	1	-0.3
G4-HYU	1	-0.3
MAN-G1	1.9	0.6
MAN-G2	1.9	0.6

La inercia total del sistema es:

$$H_{sist} = \frac{\sum H_i \times S_i}{S_{tot}} = 1.065 \text{ s}$$

La reserva rodante para este caso se muestra en la siguiente tabla. Este valor está por encima del valor de la máquina mayor que es el criterio que se sigue en la Dirección Técnica de la empresa eléctrica.

Tabla No.3.20 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	1.4
MAN	4
total	5.4

Para este estado de carga se realizaran dos fallas: primeramente se desconectará G3-HYU y luego MAN-G1.

3.3.1 Desconexión del generador G3-HYU

Las gráficas representan las variaciones de frecuencia, potencia mecánica y potencia entregada respectivamente ante la salida del G3-HYU.

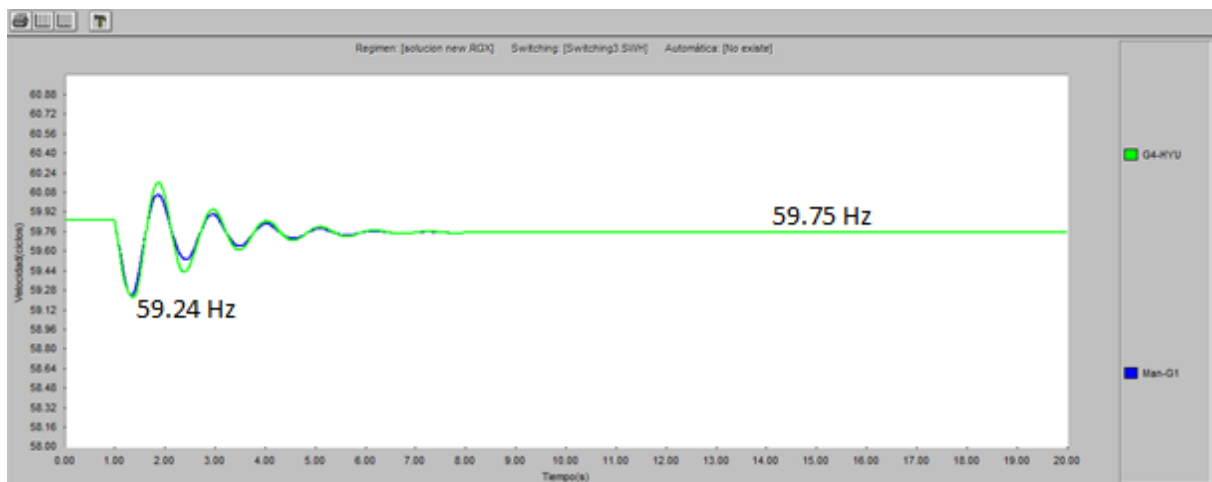


Figura No.3.28 Curvas de frecuencia ante la salida del G3-HYU

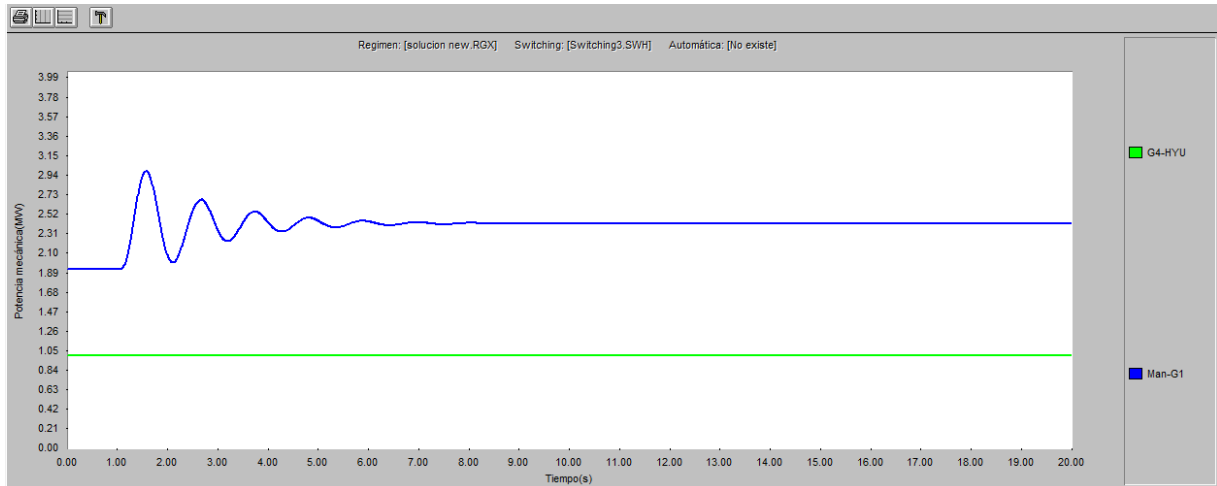


Figura No.3.29 Curvas de potencia mecánica ante la salida del G3-HYU

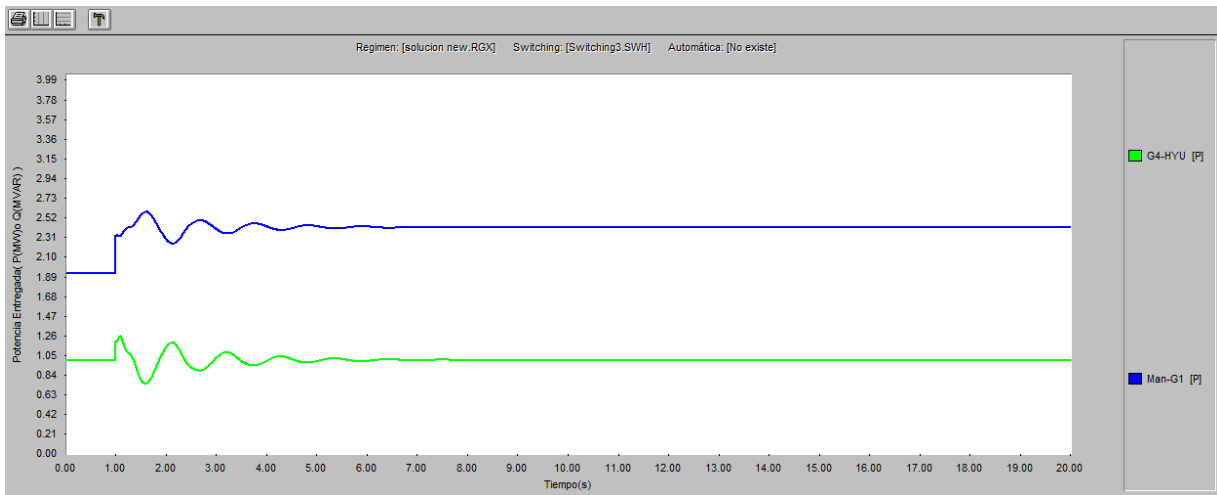


Figura No.3.30 Curvas de potencia entregada ante la salida del G3-HYU

La salida de G3-HYU provocó que la frecuencia del sistema disminuyera hasta alcanzar un valor mínimo de 59.24 Hz, se puede observar como los mecanismos de regulación se encargan de que el sistema vuelva a recuperar la estabilidad, alcanzando un valor de frecuencia aceptable de 59,75 Hz. A continuación la tabla muestra como quedó distribuida la carga luego de finalizada la regulación de frecuencia.

Tabla No.3.21 Distribución de la generación luego de la salida del G3-HYU

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G4-HYU	1	-0.5
MAN-G1	2.4	0.6
MAN-G2	2.4	0.6



El valor de reserva rodante disponible luego de la perturbación es de 3.7 MW. Este valor es suficiente ante la salida del HYU que quedo funcionando pero no lo es si saliera un MAN ya que esta unidad es la que más reserva aporta al sistema y por tanto sería necesaria la conexión de otro generador capaz de suplir la demanda en caso que fuera necesario.

Tabla No.3.22 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	0.7
MAN	3
total	3.7

3.3.2 Desconexión del generador MAN-G2

Las figuras que se muestran a continuación describen el comportamiento de la frecuencia del sistema, de la potencia que entregan los generadores y de la potencia aportada por las turbinas tras la desconexión de MAN-G2.

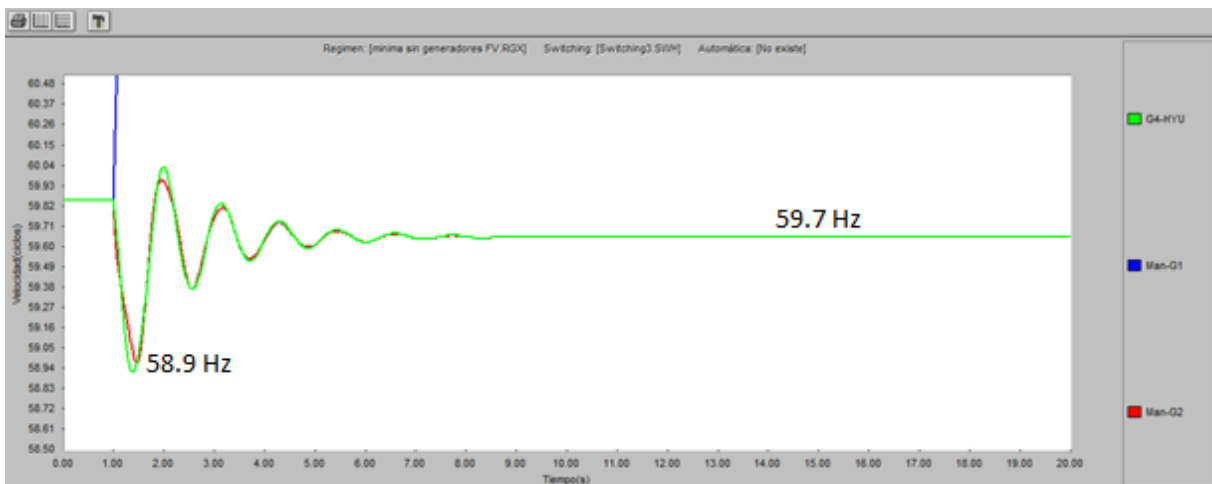


Figura No.3.31 Curvas de frecuencia ante la salida del MAN-G2

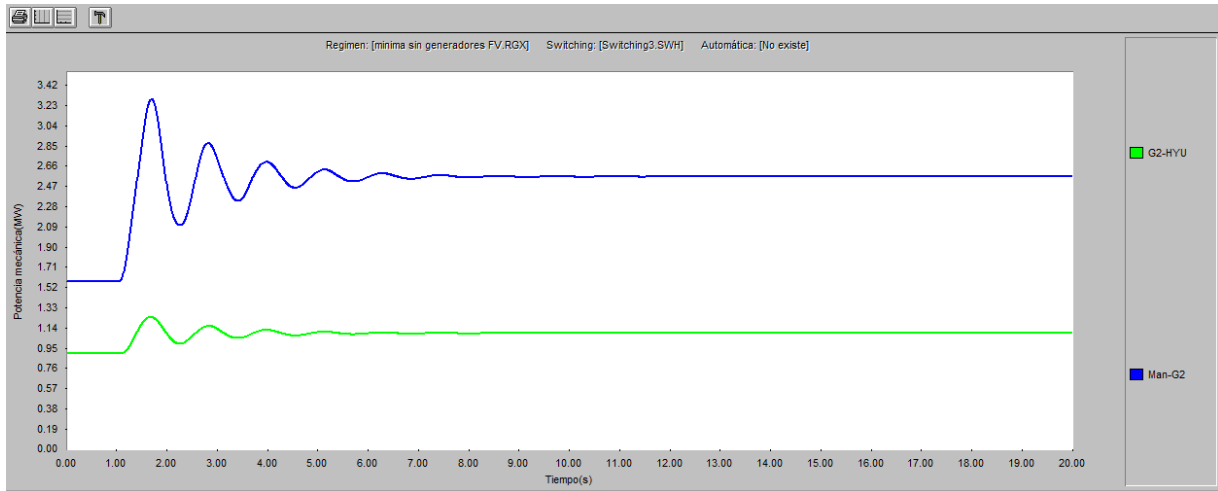


Figura No.3.32 Curvas de potencia mecánica ante la salida del MAN-G2

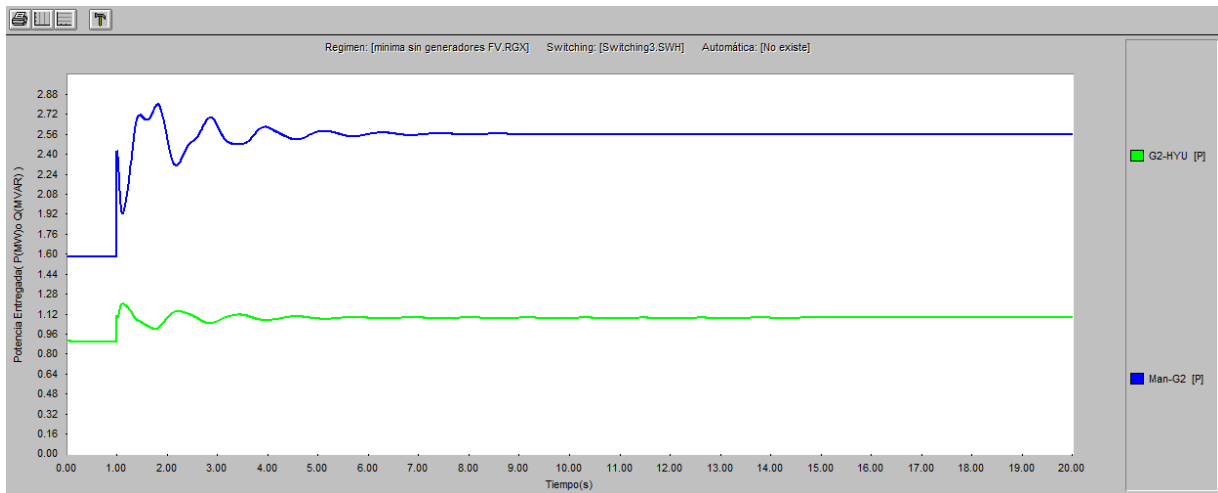


Figura No.3.33 Curvas de potencia entregada ante la salida del MAN-G2

Ante la salida del MAN-G2 la frecuencia cae a un valor de 58.9 Hz, al producirse dicha variación en la frecuencia, los mecanismos de regulación primaria y secundaria utilizando la reserva rodante disponible efectúan los cambios necesarios en la generación y logran devolver la estabilidad del sistema. La tabla muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores involucrados luego de haber terminado el proceso de regulación de frecuencia.

Tabla No.3.23 Distribución de la generación luego de la salida del G3-HYU

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G3-HYU	1	-0.2
G4-HYU	1	-0.2
MAN-G2	3.8	1



Se puede ver cómo la unidad MAN-G2 fue la encargada de estabilizar el sistema ya que fue la única en aumentar su consigna de potencia.

La reserva rodante que quedo luego de la perturbación se muestra en la siguiente tabla.

Tabla No.3.24 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	0.7
MAN	0.1
total	0.8

Este valor no es suficiente ante la salida de ninguna de unidades en cuestión. Es necesario conectar otro generador que cubra la carga en caso de perturbaciones. Para así garantizar el servicio con mayor eficiencia y confiabilidad.



CONCLUSIONES

Los resultados de este trabajo permiten arribar a las siguientes conclusiones:

1. La generación distribuida influye en la estabilidad de los SEP en dependencia de su nivel de penetración y tipo de fuente utilizada. La aleatoriedad de este tipo de fuente hace que sea de vital importancia su consideración en los estudios de estabilidad de la frecuencia.
2. Se realizó la actualización del SEP del Cayo Santa María, se profundizó en los modelos de las unidades generadoras, sus controles y la generación distribuida propuesta para un futuro.
3. La mayoría de las averías en el cayo Santa María están asociadas a la pérdida de generación y por tanto a un problema de inestabilidad de la frecuencia. Es vital mantener una adecuada reserva rodante para poder asumir las salidas imprevistas de la generación, para esto también es importante la posibilidad de las unidades de ayudar al control de la frecuencia. El Cayo Santa María es un SEP aislado por lo que las variaciones de frecuencia tienen que ser asumidas por la generación propia, sin apoyo de ningún SEP adyacente.
4. Las unidades MAN juegan un papel determinante en la estabilidad y control de frecuencia, la salida de estas unidades son las más perjudiciales por lo que se hace necesario limitar su entrega a valores por debajo de 3 MW para garantizar que no se pierda la estabilidad.
5. La capacidad de la generación de paneles fotovoltaicos previstos aún no compromete la estabilidad de frecuencia al estar su valor por debajo siempre de la generación de las unidades MAN y por tanto estas y las Hyundai pueden asumir sus variaciones.



RECOMENDACIONES

1. Los resultados de este trabajo son de gran importancia para el personal de la empresa eléctrica de Villa Clara, no obstante estos estudios deben seguirse profundizando, extendiendo incluso el análisis a años siguientes considerando las nuevas unidades que entraran en servicio.
2. Debe estudiarse la variabilidad de la generación fotovoltaica debido a que la velocidad con que varíe esta es la misma con la que deben operar las unidades de combustión interna para restablecer la frecuencia.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Á. A. Sánchez Moreira, «Comportamiento de las redes Eléctrica en el cayo Santa María y en Santo Domingo con la instalación de parques fotovoltaicos», Universidad Central« Marta Abreu» de Las Villas, 2015.
- [2] M. F. Trebilcock, F. Santamaría, y J. A. Alarcón, «ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN UN SISTEMA INDUSTRIAL CON GENERACIÓN PROPIA INTERCONECTADO CON EL SISTEMA DE POTENCIA», *Inf. Tecnológica*, vol. 25, n.º 1, pp. 77-84, 2014.
- [3] F. G. Castro Elgueta, «Impacto de la generación distribuida en la estabilidad de sistemas de potencia», 2013.
- [4] L. Bruzzi, S. Verità, y F. S. Bernardo, «Gestión sostenible de la energía», en *Gestión sostenible del ambiente: principios, contexto y métodos*, 2012, pp. 315–347.
- [5] A. J. Bazurto Cubillos, J. Zúñiga Balanta, D. F. Echeverry, y C. A. Lozano, «Perspectiva del transformador de distribución en redes eléctricas con alta penetración de generación distribuida y vehículos eléctricos», *Cienc. E Ing. Neogranadina*, vol. 26, n.º 2, pp. 35-48, ago. 2016.
- [6] N. R. Fabara Tobar, «Propuesta de sistema de protecciones para generación distribuida», Quito, 2016., 2016.
- [7] S. Carvajal y J. D. M. Jiménez, «Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico», *Rev. Tecnura*, vol. 17, n.º 35, pp. 77-89, 2013.
- [8] F. A. S. Moroni Rey, «Control automático de desbalances en redes con generación fotovoltaica distribuida», 2016.
- [9] J.-F. Canard, «Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution», Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2000.
- [10] A. M. Azmy y I. Erlich, «Impact of distributed generation on the stability of electrical power system», en *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, 2005, pp. 1056-1063.
- [11] A. Arias Hernández y others, «Efecto de los volantes de inercia en la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos», Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2016.
- [12] P. Kundur *et al.*, «Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, n.º 3, pp. 1387-1401, 2004.



- [13] B. Jiménez Arias, «Análisis de la estabilidad de frecuencia del Sistema Eléctrico de Potencia de la Isla de la Juventud», Universidad Central« Marta Abreu» de Las Villas. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Electroenergética, 2016.
- [14] V. Toro, «Análisis de impacto dinámico de pequeños medios de generación sobre redes de distribución», *Mem. Para Optar Al Tít. Ing. Civ. Electr.*, 2010.
- [15] L. L. López Gómez y O. P. Osorio Giraldo, «Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR)», Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [16] V. C. Sánchez Valdivieso, «Remuneración de los servicios complementarios en el SEIN. Análisis y propuesta», 2007.
- [17] V. L.-I. Mayor, «Apuntes sobre la liberalización eléctrica en Estados Unidos», *Polit. Exter.*, pp. 153-164, 1998.
- [18] R. A. J. Besoain, «Metodología de optimización simultánea de energía y servicios complementarios para el despacho económico», Pontificia Universidad Católica de Chile, 2003.
- [19] P. Farinango y P. Daniel, «Criterios para la determinación de la reserva de potencia para regulación primaria y secundaria de frecuencia», QUITO/EPN/2001, 2001.
- [20] P. Ledesma, «Regulación de frecuencia y potencia», *Univ. Carlos III Madr.*, vol. 21, pp. 4-6, 2008.
- [21] L. R. Rodríguez, M. G. Martín-Luengo, J. M. R. Chamorro, y J. R. D. Ruiz, «Estabilidad de los sistemas eléctricos insulares», en *anales de mecánica y electricidad*, 2004.
- [22] "Fuentes renovables de energía abre camino de la actualización," in Granma, ed. La Habana: Empresa grafica de Villa Clara, 2014.
- [23] Y. Rivas Arocha, «Impacto de la generación fotovoltaica en el sistema aislado Cayo Santa María», Universidad Central« Marta Abreu» de Las Villas. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Electroenergética, 2016.
- [24] E. E. V. Clara, "Programa de desarrollo eléctrico en el cayo Santa Maria.," 2014.



ANEXOS

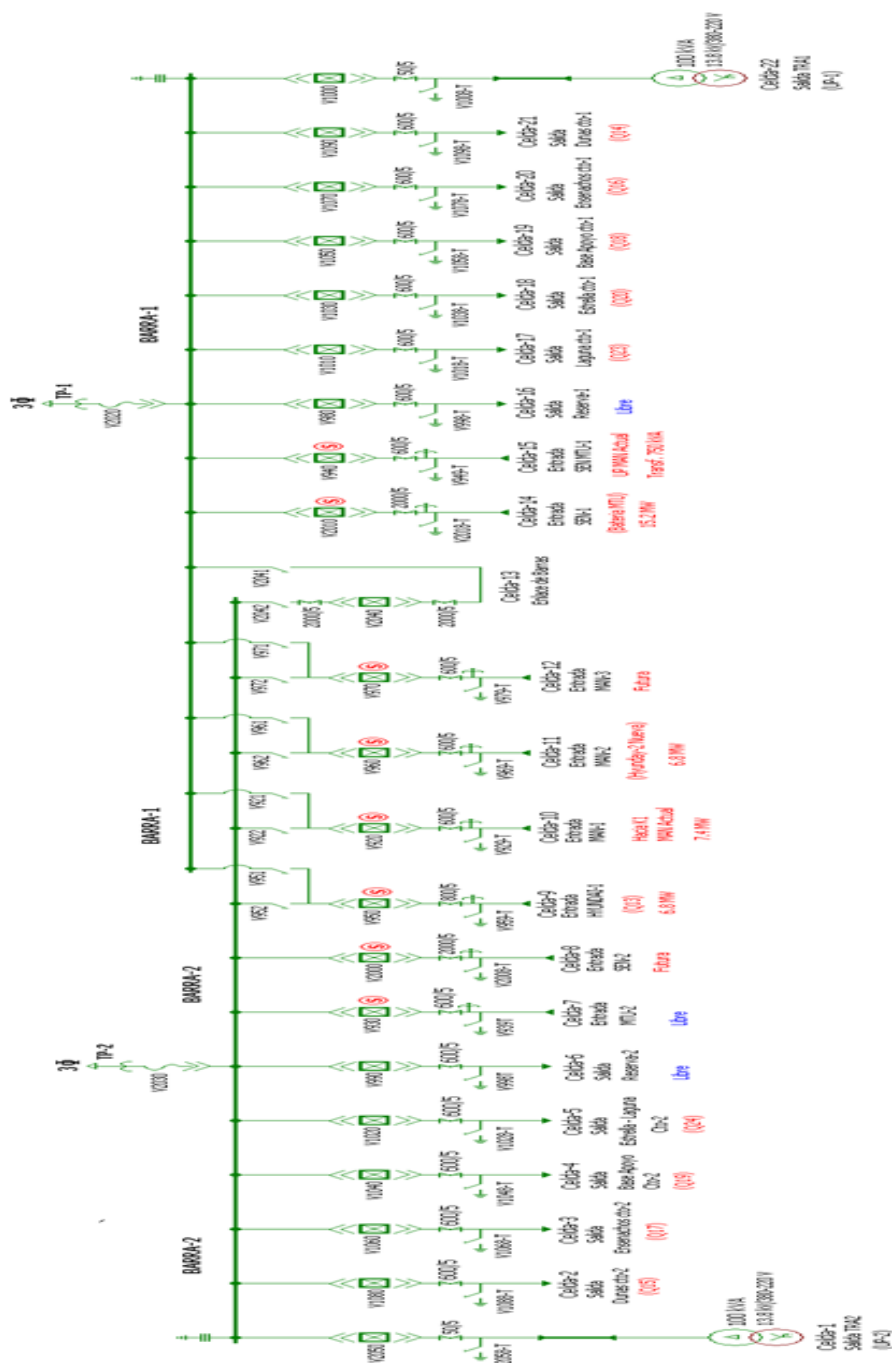
Anexo 1

Clasificación de las tecnologías de GD según su disponibilidad

Tecnologías de GD	Controlable	No Controlable
Convencionales	X	
Micro Turbinas	X	
Cogeneración		X
Pequeñas hidroeléctricas		X
Turbinas eólicas		X
Paneles fotovoltaicos		X
Plantas geotérmicas	X	
Plantas de biomasa	X	
Planta Mareomotriz		X

Anexo 2

Subestación Cayo Sta María 13.8 kV
(57.40000 rad)



Calcular:
- Intermedios (200 de 100 de 100) (por cable)
- Alas de protección (100 de 100 de 100) (por cable)
- Alas de protección (100 de 100 de 100) (por cable)



Anexo 3

Análisis del caso de máxima demanda en el SEP sin PFV

La demanda máxima de potencia activa y reactiva del sistema en estudio es de 15.6 MW y 4.7 MVar respectivamente. La tabla No.1 muestra cómo está distribuida la generación.

Anexo 1 Tabla 1 Distribución de la generación para el estado de carga máxima sin PFV

Generador	Pg (MW)	Qg (MVAR)	Pmax (MW)	S (MVA)	H (s)
G1-HYU	1.2	0.5	1.7	2.13	1.167
G2-HYU	1.2	0.5	1.7	2.13	1.167
G3-HYU	1.2	0.5	1.7	2.13	1.167
G4-HYU	1.2	0.5	1.7	2.13	1.167
MTU-G1	1.4	0.7	1.89	2.36	0.560
MTU-G2	1.4	0.7	1.89	2.36	0.560
MTU-G3	1.4	0.7	1.89	2.36	0.560
MTU-G4	1.4	0.7	1.89	2.36	0.560
MAN-G1	2.6	0.3	3.85	4.88	1.021
MAN-G2	2.6	0.3	3.85	4.88	1.021

La inercia total del sistema para este estado de carga está dada por la ecuación:

$$H_{sist} = \frac{\sum H_i \times S_i}{S_{tot}} = 0.908 \text{ s}$$

La tabla No.2 muestra la reserva rodante que aporta cada tecnología al sistema, esta es calculada mediante la siguiente ecuación.

$$RR = P_{max} - P_g$$

Anexo 1 Tabla 2 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	2
MTU	1.5*
MAN	1.2
total	4.7 (3.2)

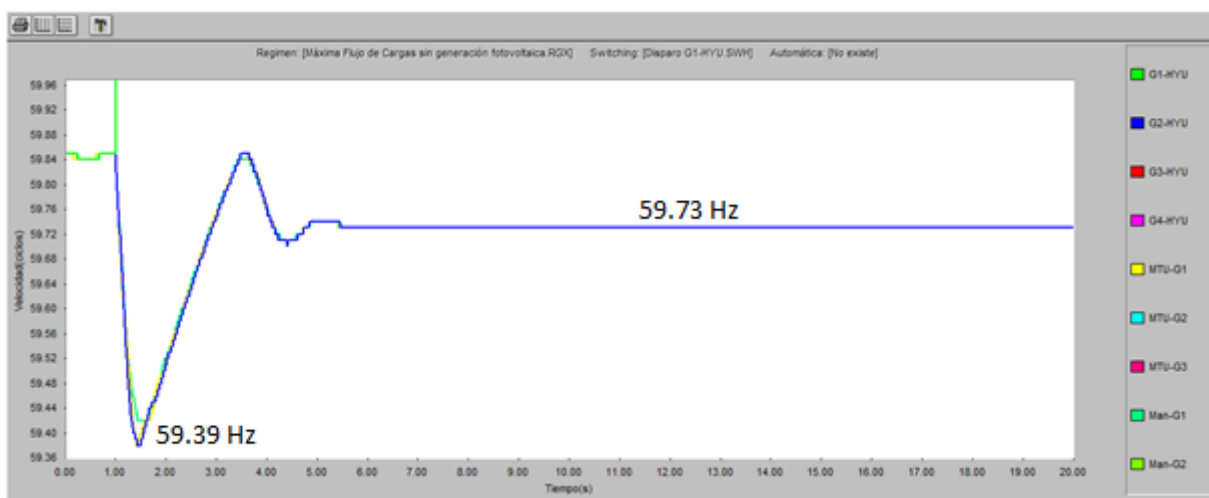
* Estas unidades no se encuentran regulando frecuencia.

La reserva rodante para este régimen es de 3.2 MW. Este valor no cumple con el criterio que se sigue en la dirección técnica de la empresa eléctrica ya que está por debajo de la generación del mayor generador.

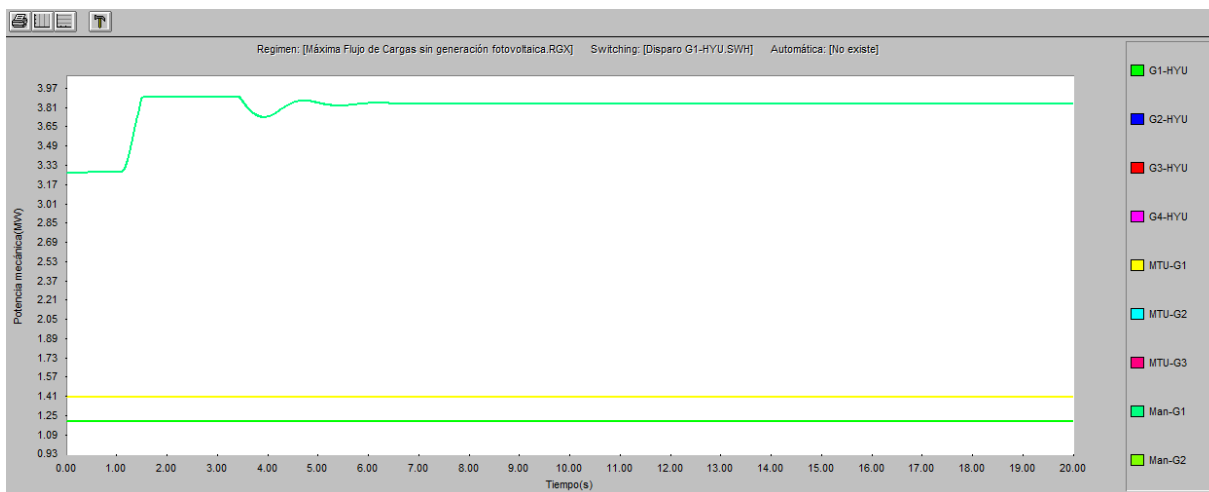
Se realizarán tres fallas para analizar la estabilidad de la frecuencia, el primero corresponde a la salida de una unidad HYU, el segundo a la salida de un MAN y el tercero a la salida de un MTU.

Desconexión del generador G1-HYU

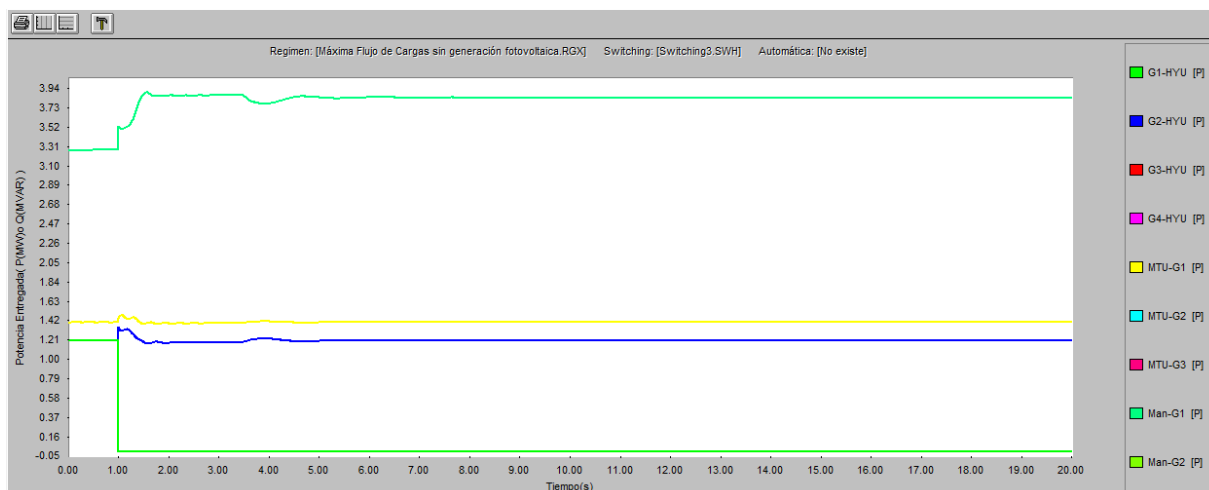
Las figuras muestran el comportamiento de las curvas de velocidad, potencia mecánica y potencia entregada respectivamente ante la salida del bloque de generación G1-HYU el cual se encontraba generando 1.2 MW.



Anexo 1 Figura 1 Curvas de frecuencia ante la salida del G1-HYU



Anexo 1 Figura 2 Curvas de potencia mecánica ante la salida del G1-HYU



Anexo 1 Figura 3 Curvas de potencia entregada ante la salida del G1-HYU

Ante la salida del generador G1-HYU la frecuencia cae a un valor de 59.39 Hz, pero al actuar los mecanismos de regulación de frecuencia se realiza una nueva distribución de la carga y la frecuencia se restablece a un valor de 59.73 Hz, valor que está dentro de los límites permisibles.

La tabla muestra cómo queda distribuida la carga luego de haber salido el generador G1-HYU.

Anexo 1 Tabla 3 Distribución de la generación luego de la salida del G1-HYU

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G2-HYU	1.2	0.7
G3-HYU	1.2	0.7
G4-HYU	1.2	0.7
MTU-G1	1.4	0.7
MTU-G2	1.4	0.7
MTU-G3	1.4	0.7
MTU-G4	1.4	0.7
MAN-G1	3.2	0.2
MAN-G2	3.2	0.2

La reserva rodante disponible para este caso se muestra en la siguiente tabla.

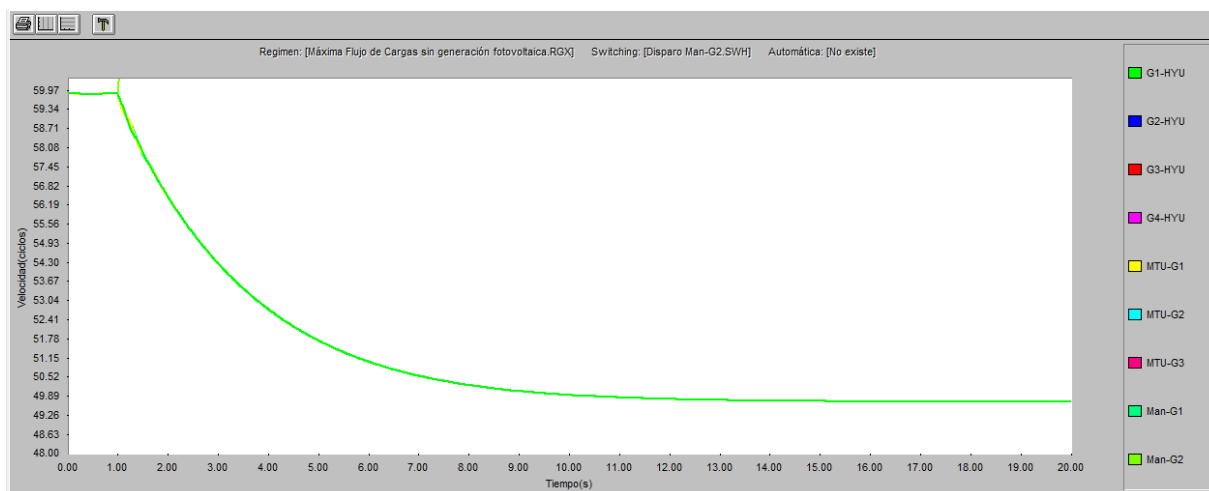
Anexo 1 Tabla 4 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	1.5
MAN	0
total	1.5

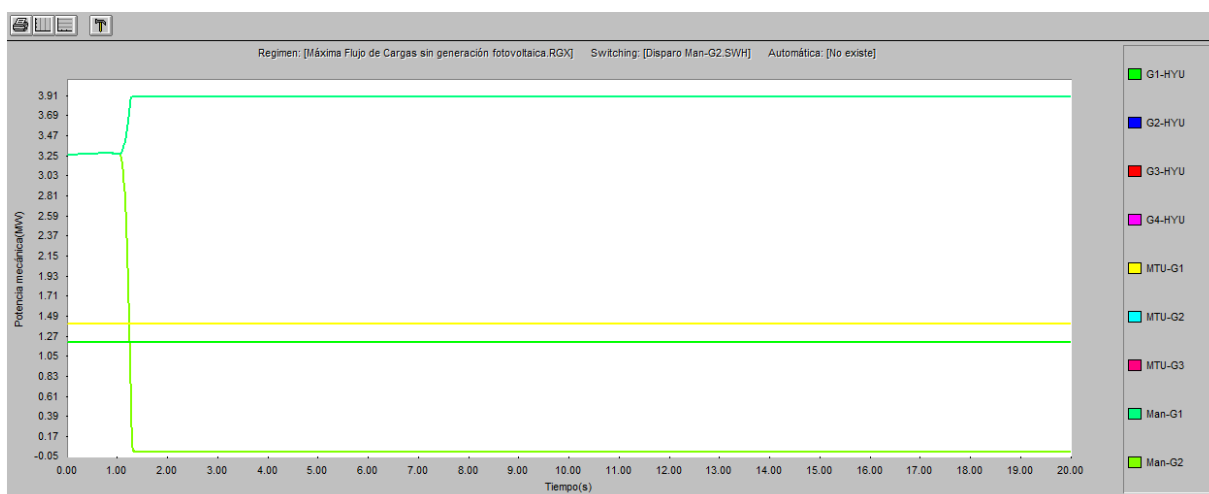
Este valor tampoco cumple con el criterio que se sigue en la dirección técnica de la empresa eléctrica ya que también está por debajo de la generación del mayor generador.

Desconexión del generador MAN-G2

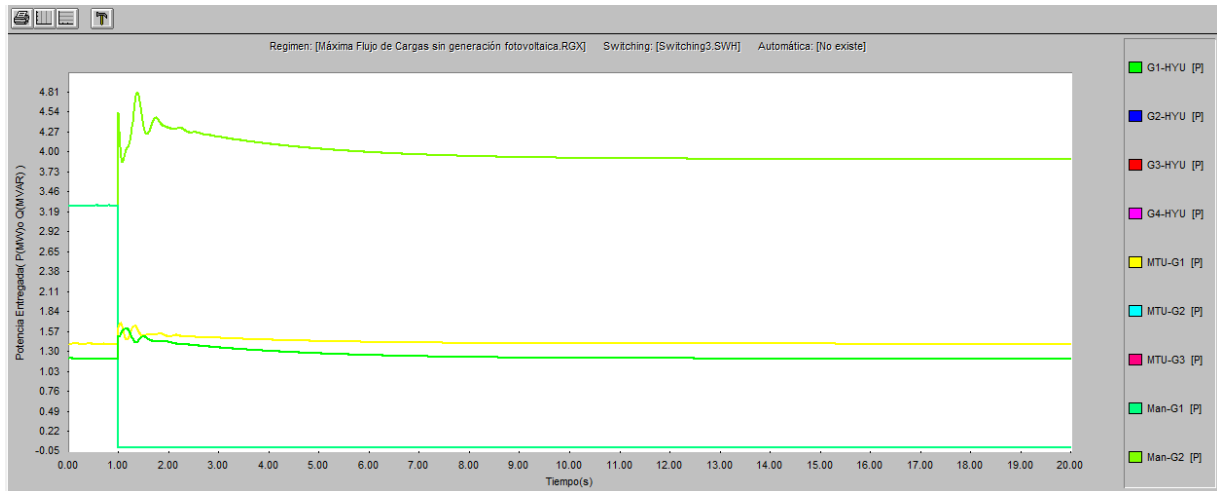
Las figuras muestran el comportamiento de las curvas de velocidad, potencia mecánica y potencia eléctrica entregada respectivamente ante la salida del bloque de generación MAN-G2 el cual se encontraba generando 3.3 MW, este caso se estudia solo para mostrar la importancia de restringir la entrega de potencia de la MAN.



Anexo 1 Figura 4 Curvas de frecuencia ante la salida de la MAN-G2



Anexo 1 Figura 5 Curvas de potencia mecánica ante la salida de la MAN-G2



Anexo 1 Figura 6 Curvas de potencia entregada ante la salida de la MAN-G2

Se aprecia que ante la salida de las unidades MAN se produce un cero eléctrico en el SEP del Cayo Santa María. En esta situación donde no hemos considerado ningún tipo de protección, se puede ver como los reguladores de velocidad intentaron hacer frente a tal comportamiento, no obstante sus acciones no fueron suficientes. Es necesario redistribuir la carga para que esta situación quede resuelta. A continuación se muestra una de las posibles soluciones para este caso.

Anexo 1 Tabla 5 Distribución de la generación luego de la salida del MAN-G2

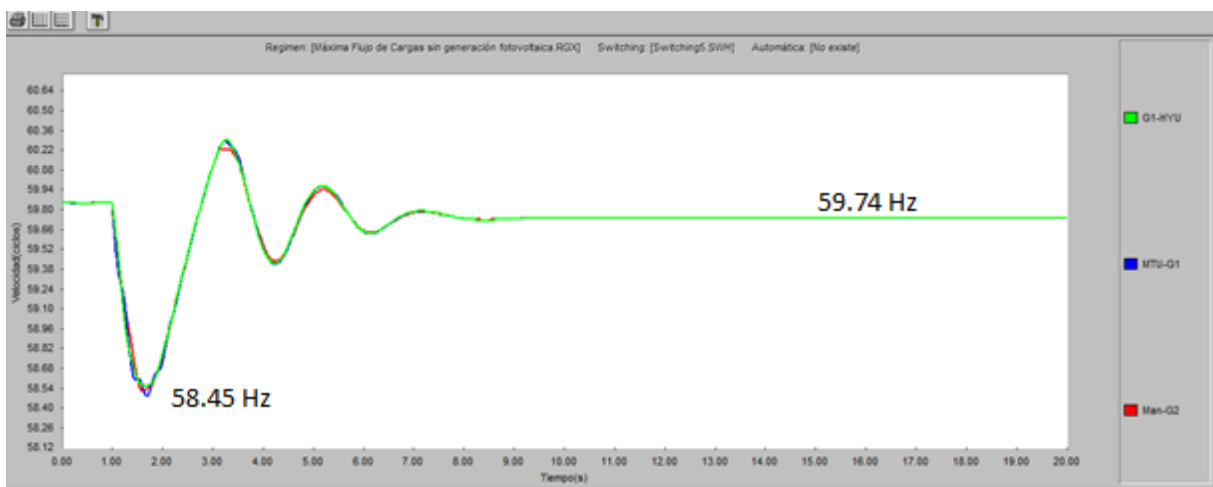
Generador	Pg (MW)	Qg (MVAR)
G1-HYU	1.2	0.5
G2-HYU	1.2	0.5
G3-HYU	1.2	0.5
G4-HYU	1.2	0.5
MTU-G1	1.4	0.7
MTU-G2	1.4	0.7
MTU-G3	1.4	0.7
MTU-G4	1.4	0.7
MAN-G1	2.6	0.3
MAN-G2	2.6	0.3

La tabla muestra la reserva rodante disponible ante la nueva distribución de la carga.

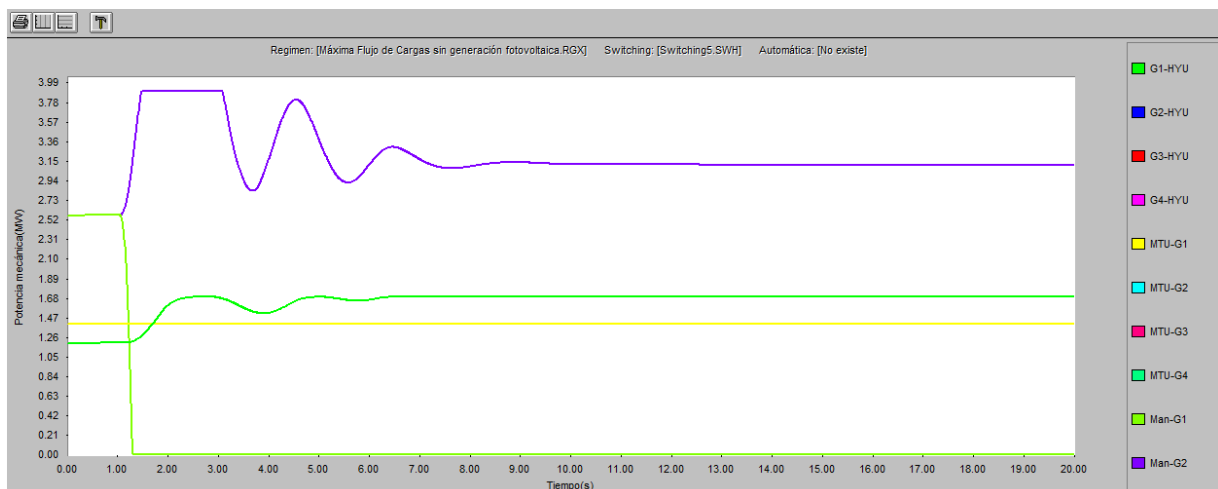
Anexo 1 Tabla 6 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	2
MAN	2.6
total	4.6

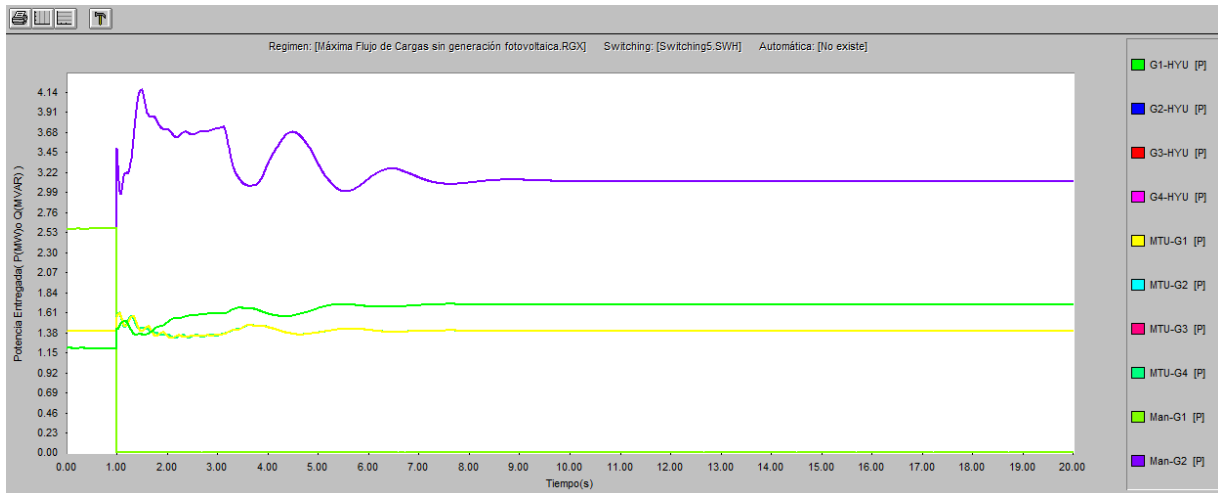
Seguido se muestran las gráficas de frecuencia, potencia mecánica y potencia entregada respectivamente para la nueva distribución de la carga.



Anexo 1 Figura 7 Curvas de velocidad ante la salida de la MAN-G2



Anexo 1 Figura 8 Curvas de potencia mecánica ante la salida de la MAN-G2



Anexo 1 Figura 9 Curvas de potencia entregada ante la salida de la MAN-G2

Se puede ver como ahora los mecanismos de regulación de frecuencia se hacen cargo del balance de potencia activa y devuelven el equilibrio al SEP logrando restablecer la frecuencia a un valor de 59.74 Hz. La distribución de la carga luego de desconectada la unidad se puede ver en la siguiente tabla.

Anexo 1 Tabla 7 Distribución de la generación luego de la salida del MAN-G2

Generador	Pg (MW)	Qg (MVAR)
G1-HYU	1.7	0.5
G2-HYU	1.7	0.5
G3-HYU	1.7	0.5
G4-HYU	1.7	0.5
MTU-G1	1.4	0.7
MTU-G2	1.4	0.7
MTU-G3	1.4	0.7
MTU-G4	1.4	0.7
MAN-G2	3.1	0.3

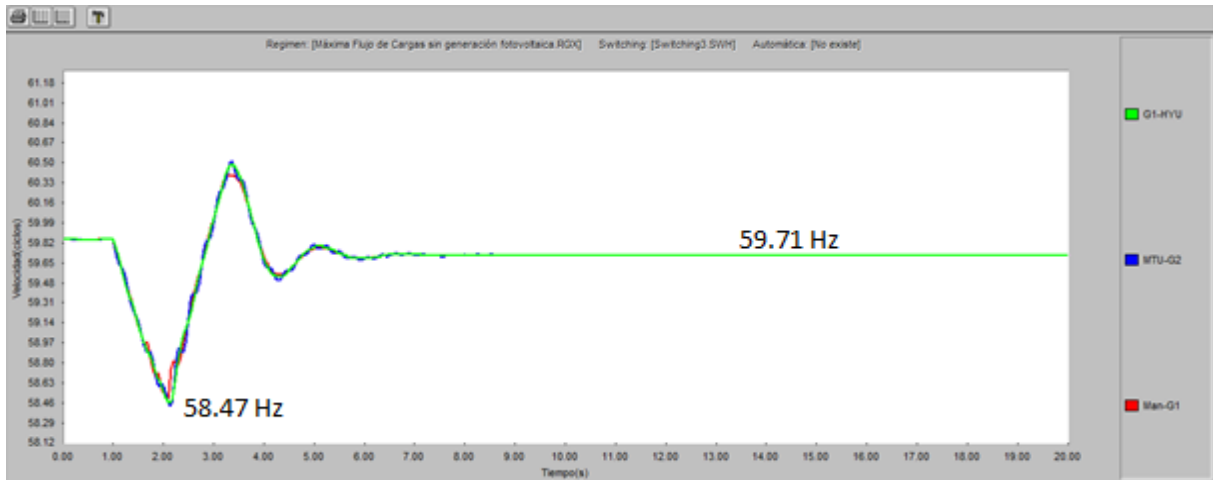
La reserva rodante luego de la perturbación se muestra en la siguiente tabla

Anexo 1 Tabla 8 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

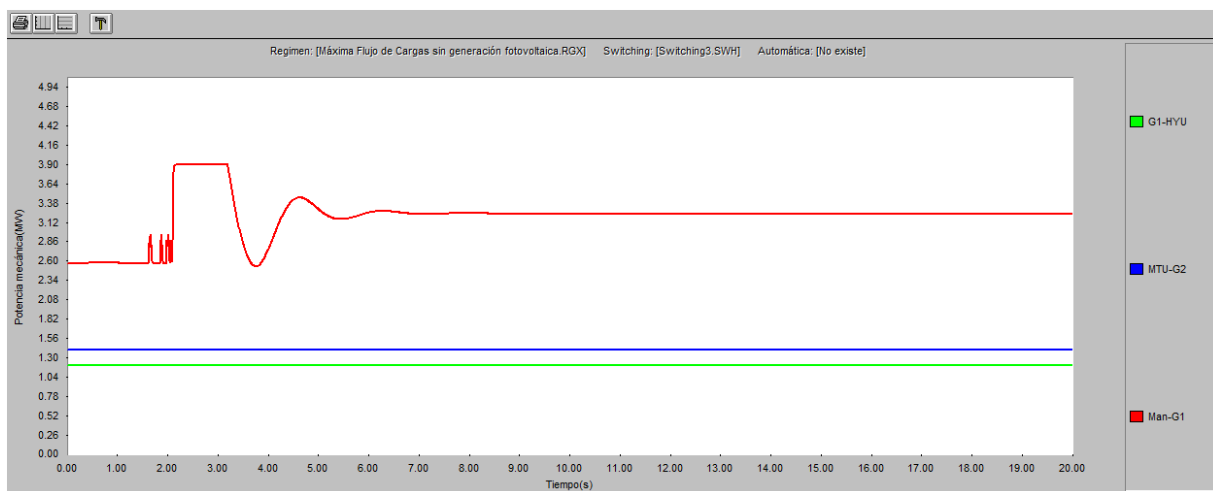
Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	0
MAN	0.8
total	0.8

Desconexión del generador MTU-G1

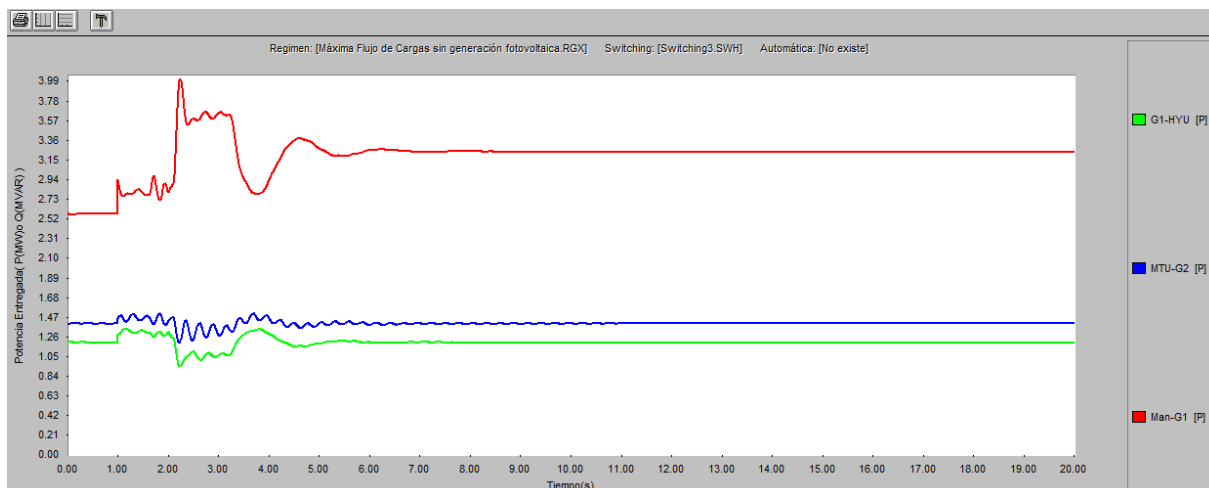
Las gráficas representan la frecuencia, potencia mecánica y potencia entregada respectivamente ante la salida del MTU-G1.



Anexo 1 Figura 10 Curvas de frecuencia ante la salida de la MTU-G1



Anexo 1 Figura 11 Curvas de potencia mecánica ante la salida de la MTU-G1



Anexo 1 Figura 12 Curvas de potencia entregada ante la salida de la MTU-G1

Se observa como la frecuencia cae hasta 58.47 Hz y luego de transcurridos 7s queda restablecida a un valor de 59.71 Hz. Ante la salida de esta unidad la carga queda distribuida de la siguiente forma.

Anexo 1 Tabla 9 Distribución de la generación luego de la salida del MTU-G1

Generador	Pg (MW)	Qg (MVAR)
G1-HYU	1.4	0.5
G2-HYU	1.4	0.5
G3-HYU	1.4	0.5
G4-HYU	1.4	0.5
MTU-G2	1.4	0.7
MTU-G3	1.4	0.7
MTU-G4	1.4	0.7
MAN-G1	3.2	0.3
MAN-G2	3.2	0.3

La reserva rodante disponible para este caso es la siguiente.

Anexo 1 Tabla 10 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	2
MAN	1.4
total	3.4



Anexo 4

Análisis del caso de media demanda en el SEP sin PFV

Para este régimen la potencia activa y reactiva es de 11.4 MW y 4.1 MVar respectivamente. En la siguiente tabla se muestra como queda distribuida la generación así como la potencia máxima, potencia aparente y la constante de inercia para cada unidad.

Anexo 2 Tabla 1 Distribución de la generación para demanda media sin PFV

Generador	Pg(MW)	Qg(MVar)	Pmax (MW)	S (MVA)	H (s)
G2-HYU	1.2	0.3	1.7	2.13	1.167
G3-HYU	1.2	0.3	1.7	2.13	1.167
G4-HYU	1.2	0.3	1.7	2.13	1.167
MTU-G1	1.4	0.7	1.9	2.36	0.560
MTU-G2	1.4	0.7	1.9	2.36	0.560
MAN-G1	2.5	0.9	3.9	4.88	1.021
MAN-G2	2.5	0.9	3.9	4.88	1.021

La inercia total del sistema para este estado de carga es:

$$H_{sist} = \frac{\sum H_i \times S_i}{S_{tot}} = 0.961 \text{ s}$$

La tabla muestra la cantidad de reserva rodante disponible por tecnología.

Anexo 2 Tabla 2 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

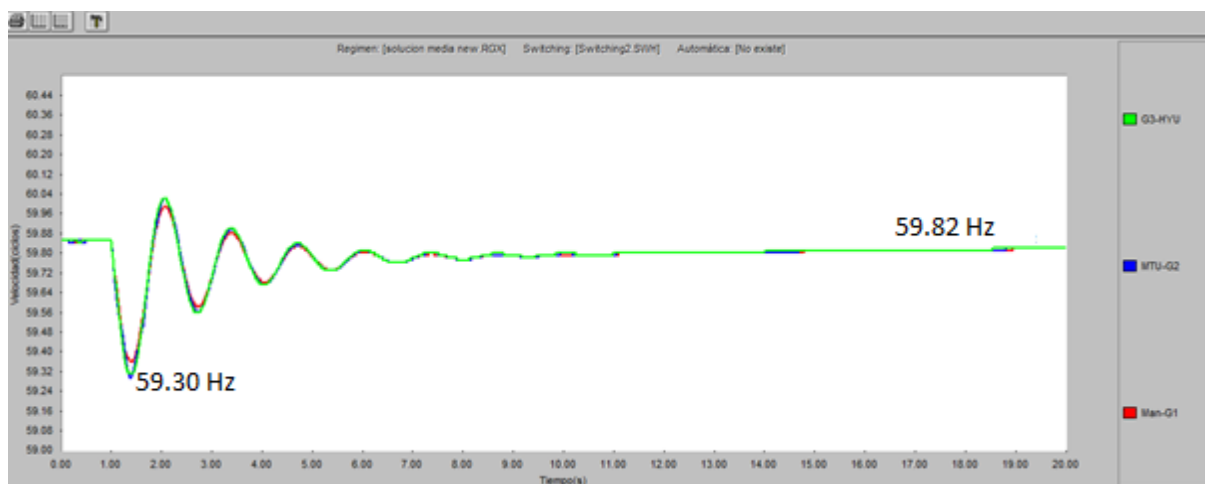
Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	1.5
MAN	2.8
total	4.3

Este valor de reserva rodante es suficiente ante la salida de cualquier unidad generadora, ya que el valor de reserva de potencia que acumulan los generadores involucrados es superior a la unidad con mayor potencia de salida.

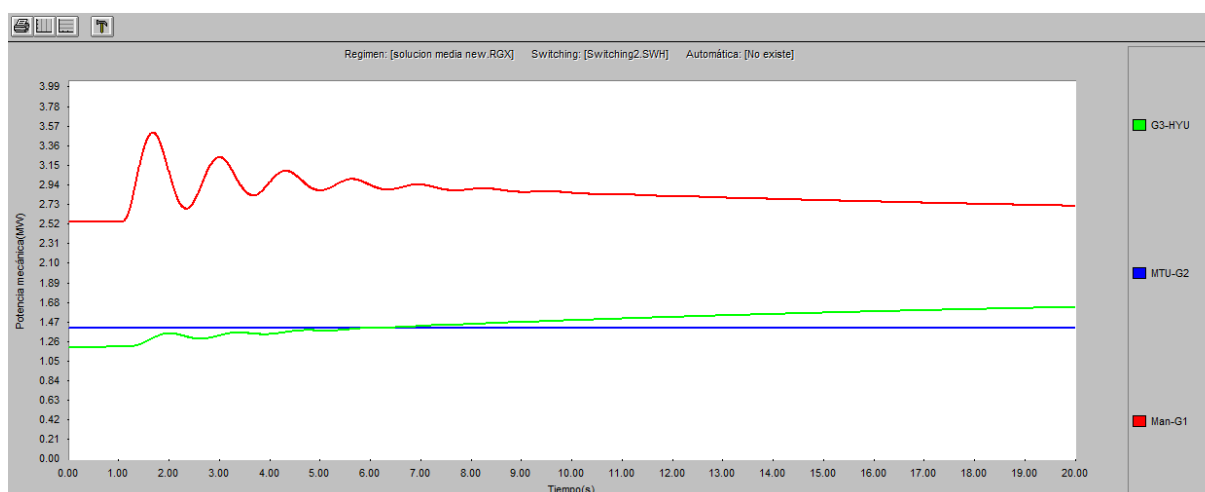
A continuación se realiza un análisis de cómo reacciona el sistema ante la desconexión de diferentes generadores.

Desconexión del generador G2-HYU

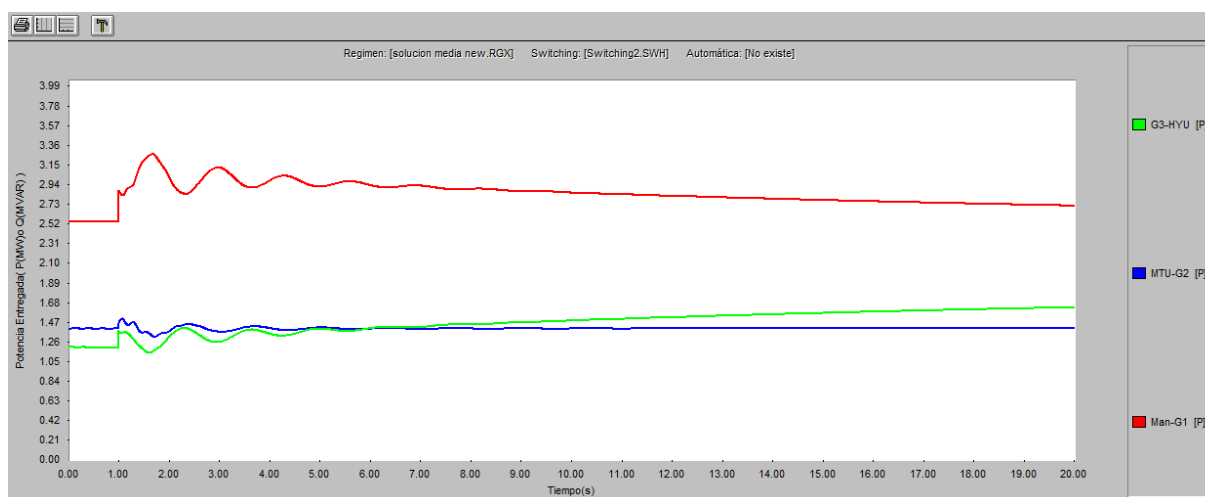
Los gráficos representan cómo se comportan los parámetros de frecuencia, potencia mecánica y potencia entregada ante la salida del G2-HYU el cual se encontraba generando 1.2 MW.



Anexo 2 Figura 1 Curvas de frecuencia ante la salida del G1-HYU



Anexo 2 Figura 2 Curvas de potencia mecánica ante la salida del G1-HYU



Anexo 2 Figura 3 Curvas de potencia entregada ante la salida del G1-HYU



Ante la salida del G2-HYU la frecuencia cae a 59.3 Hz pero rápidamente comienzan a actuar los mecanismos de regulación de frecuencia y las unidades encargadas comienzan a aumentar su consigna de potencia de entrega y la frecuencia queda restablecida hasta un valor de 59.82 Hz aproximadamente. La tabla muestra la distribución de la carga luego de la perturbación.

Anexo 2 Tabla 3 Distribución de la carga luego de la salida del G2-HYU

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G3-HYU	1.6	0.5
G4-HYU	1.6	0.5
MTU-G2	1.4	0.6
MTU-G3	1.4	0.6
MAN-G1	2.7	0.9
MAN-G2	2.7	0.9

La reserva rodante disponible para este caso se muestra en la siguiente tabla.

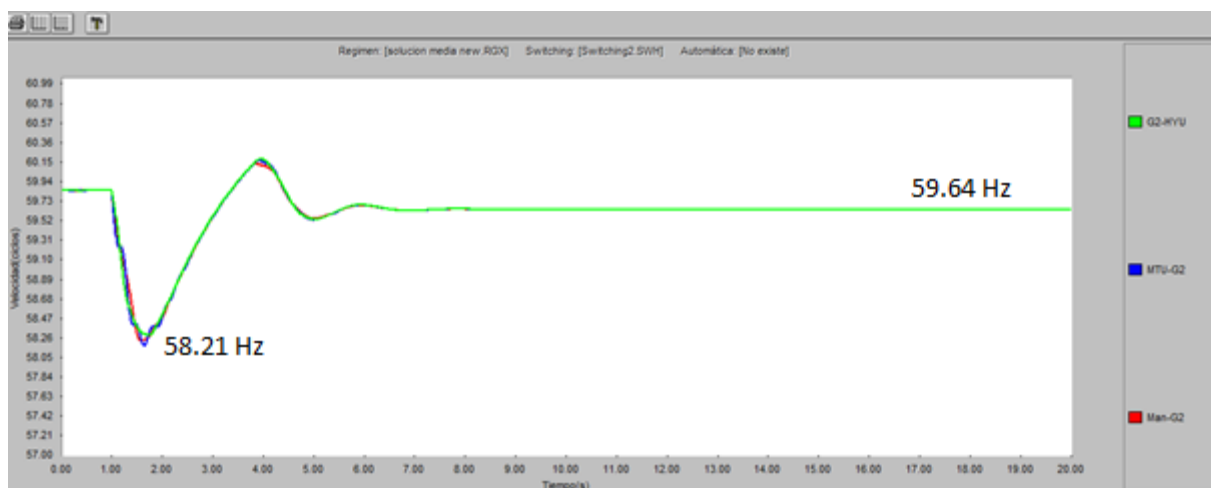
Anexo 2 Tabla 4 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	0.2
MAN	2.4
total	2.6

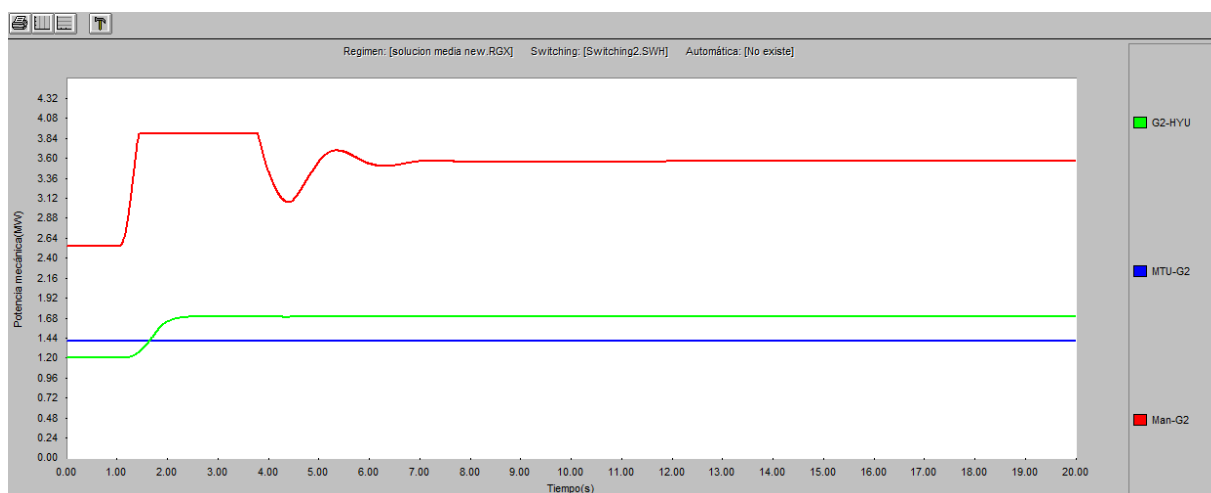
Este valor no es suficiente ante la posible salida de cualquiera de las dos unidades MAN ya que está por debajo de la generación de estos generadores.

Desconexión del generador MAN-G2

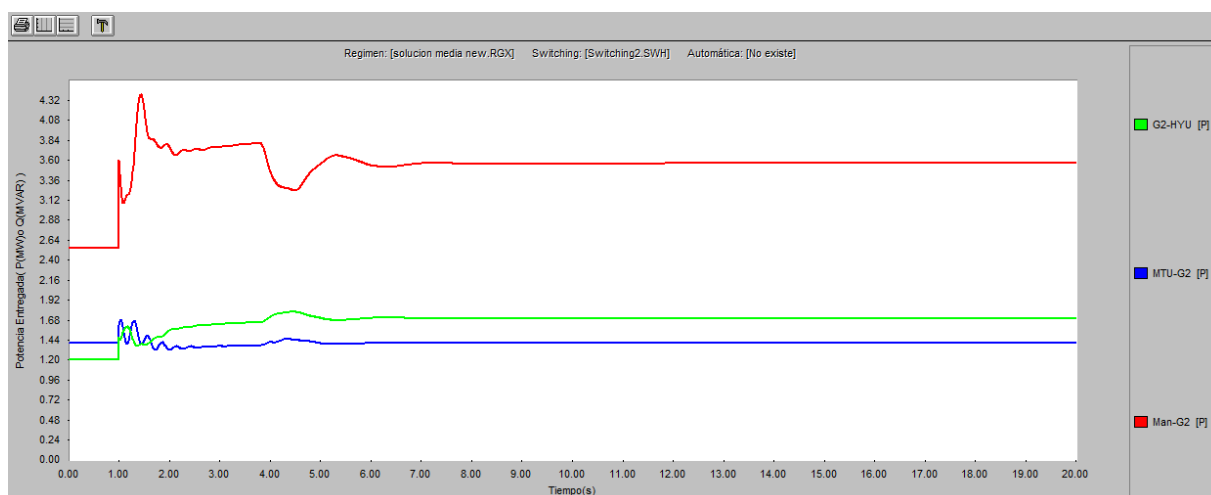
Los gráficos representan el comportamiento de los parámetros de frecuencia, potencia mecánica y potencia entregada luego de desconectado el MAN-G2.



Anexo 2 Figura 4 Curvas de frecuencia ante la salida del MAN-G2



Anexo 2 Figura 5 Curvas de potencia mecánica ante la salida del MAN-G2



Anexo 2 Figura 6 Curvas de potencia entregada ante la salida del MAN-G2



La frecuencia cae a un valor de 58.21 Hz pero una vez entran en función los mecanismos de regulación de frecuencia en 5s logran restablecerla a un valor de 59.64 Hz.

La tabla muestra cómo queda distribuida la carga luego de la perturbación.

Anexo 2 Tabla 5 Distribución de la generación luego de la salida del MAN-G2

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G2-HYU	1.7	0.5
G3-HYU	1.7	0.5
G4-HYU	1.7	0.5
MTU-G2	1.4	0.6
MTU-G3	1.4	0.6
MAN-G2	3.6	2.1

La reserva rodante disponible se muestra en la siguiente tabla.

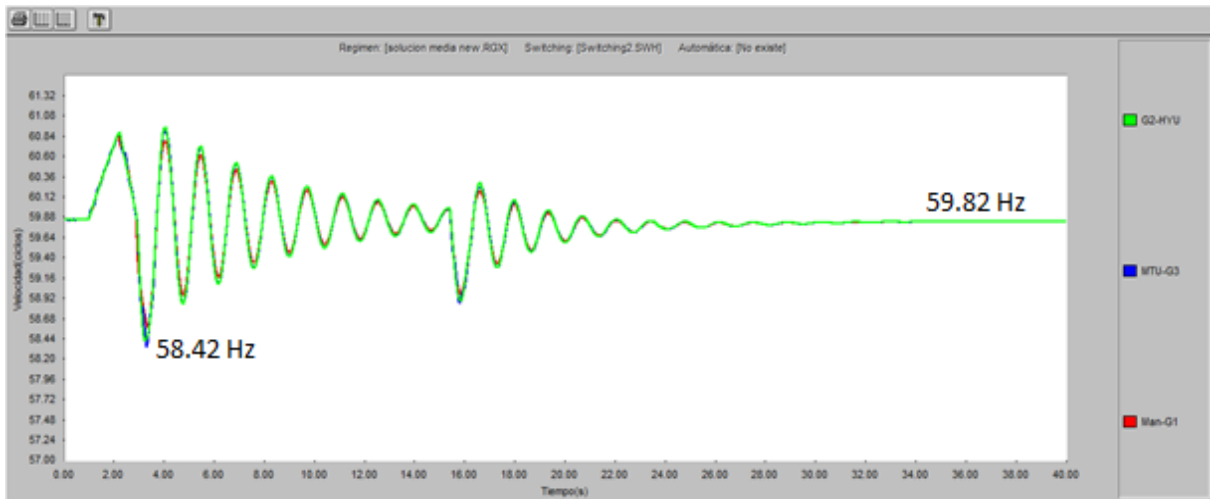
Anexo 2 Tabla 6 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	0
MAN	0.3
total	0.3

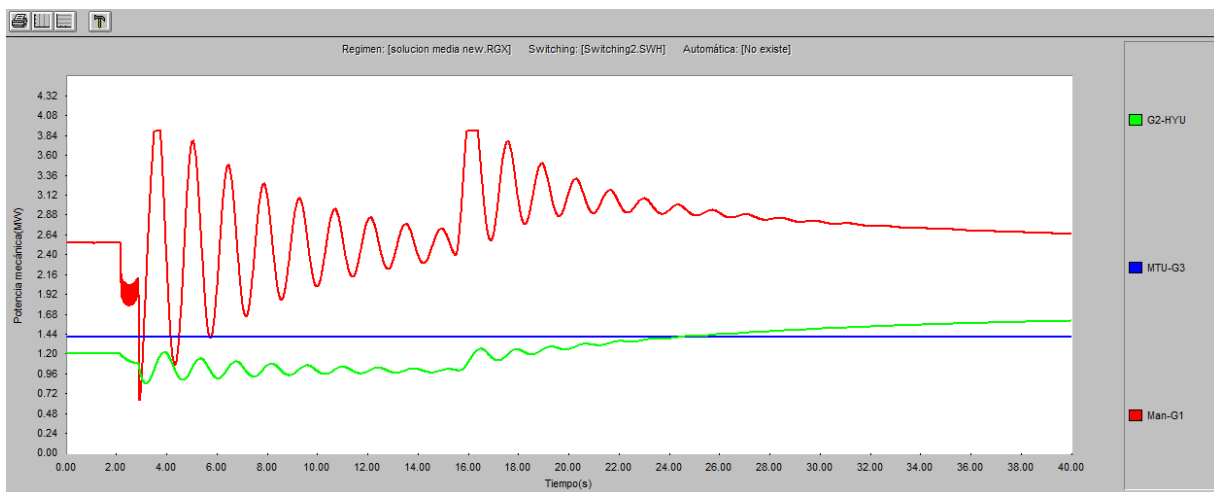
Este valor no es suficiente para cubrir la carga en caso de que ocurra otra salida de cualquiera de las unidades en cuestión. Resulta necesario entonces la conexión de otro generador que aporte la reserva de potencia que falta para que el sistema no corra peligro de colapsar.

Desconexión del generador MTU-G2

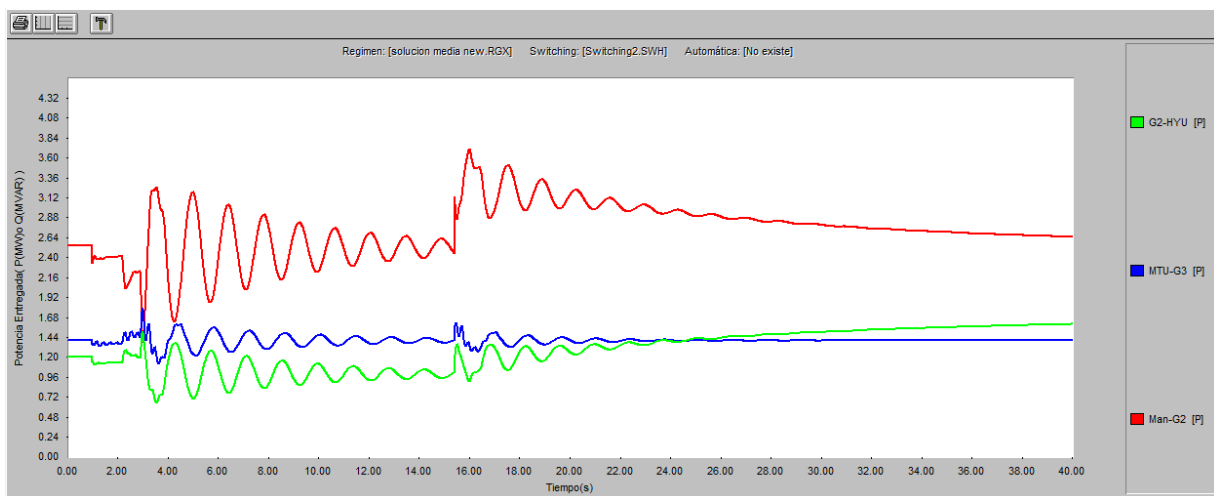
La salida del MTU-G2 provoca cambios en el sistema, los gráficos muestran el comportamiento de la frecuencia, la potencia mecánica y la potencia entregada respectivamente.



Anexo 2 Figura 7 Curvas de frecuencia ante la salida del MTU-G2



Anexo 2 Figura 8 Curvas de potencia mecánica ante la salida del MTU-G2



Anexo 2 Figura 9 Curvas de potencia entregada ante la salida del MTU-G2



Cuando sale de funcionamiento el MTUG2 la frecuencia del sistema cae hasta alcanzar un valor de 58.42 Hz. Al producirse dicha variación en la frecuencia, los mecanismos de regulación primaria y secundaria utilizando la reserva rodante disponible efectúan los cambios necesarios en la generación y logran devolver la frecuencia del sistema a un valor que se encuentra dentro de los límites permisibles. La tabla muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores involucrados luego de haber terminado el proceso de regulación de frecuencia.

Anexo 2 Tabla 7 Distribución de la generación luego de la salida del MTU-G2

Generador	Pg (MW)	Qg (MVar)
G2-HYU	1.6	0.3
G3-HYU	1.6	0.3
G4-HYU	1.6	0.3
MTU-G3	1.4	0.6
MAN-G1	2.6	1
MAN-G2	2.6	1

Con la nueva distribución de la carga los generadores no aportan la misma reserva rodante como lo hacían anteriormente. La tabla muestra el total de reserva rodante disponible por tecnología.

Anexo 2 Tabla 8 Reserva rodante por tecnología aportada al sistema

Tecnología	Reserva rodante (MW)
HYU	0.3
MAN	2.6
total	2.9

La reserva rodante que posee el sistema en este nuevo estado es suficiente para preservar la integridad del sistema en caso de que se produzca la desconexión de cualquiera de los generadores restantes.