

UNIVERSIDAD CENTRAL “MARTA ABREU” DE LAS VILLAS

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



Trabajo de Diploma

“Análisis de la estabilidad de frecuencia del Sistema Eléctrico de Potencia de la Isla de la Juventud con alta penetración de fuentes renovables de energía”

Autor: Rafael Fonte González

Tutor: Dr. Zaid García Sánchez

Santa Clara, Cuba

2017

UNIVERSIDAD CENTRAL “MARTA ABREU” DE LAS VILLAS

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



Trabajo de Diploma

“Análisis de la estabilidad de frecuencia del Sistema Eléctrico de Potencia de la Isla de la Juventud con alta penetración de fuentes renovables de energía”

Autor: Rafael Fonte González

Email: rfonte@nauta.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 Autor

Firma del Jefe de
Departamento donde se
defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-
Técnica

PENSAMIENTO

Sólo aquellos que tengan la
paciencia de hacer
perfectamente las cosas
simples, adquirirán la habilidad
de hacer las difíciles
fácilmente.

“Friedrich Schiller”

DEDICATORIA

A mis padres por sus buenos consejos, su paciencia, su amor y por siempre creer en mí.

A mis hermanos Granilen y Michel por estar presentes cuando los necesito y por ser tan geniales conmigo, los quiero mucho.

A mis hermanas de la vida Liliet y Liset por su cariño, amor y atención incondicional, las amo.

A mi tío Osmani por brindarme su ayuda y cariño.

A mis tías Odalis y Cary por siempre tener el corazón abierto para mí y darme su apoyo en los momentos difíciles.

Al mejor primo de todos, Juan José por siempre estar a mi lado.

A mis mejores amigos Raidel y Carlos por sus consejos, su amistad incondicional y los buenos momentos que hemos pasado todos estos años.

En especial a mis abuelos Papi y Mima por todo su cariño, su ejemplo, su apoyo y el amor que me han entregado desde mi niñez. Siempre seré el más grande de sus admiradores.

A mis abuelos Clara y Florencio Fonte, me siento orgulloso de ser su nieto.

A mis primos Mileidy y Osvaldito por su cariño y afecto.

A mi primo Emilio por su cariño y confianza.

En general a todas las personas que de una forma u otra me han apoyado y guiado para poder llegar hasta aquí.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera brindar un agradecimiento a los profesores que han contribuido con mi formación profesional en todos estos años. A mi grupo de amigos: Raidel, Carlos, Omar, Cesar, Agüero, Osvady, Ciruta, Elizabeth, Pepe, Daniel, Julio y Fiol, muchas gracias por su ayuda, sin ustedes me hubiera sido muy difícil llegar hasta aquí. En especial a mi tutor el Dr. Zaid García Sánchez por su confianza, atención y enseñanzas durante la realización de esta tesis, a usted profe lo considero como un hermano. A mi familia que siempre dio el paso al frente para ayudarme en todo lo que me hiciera falta. Y sin dudar a las personas más especiales en mi vida, mis padres que lo han dado todo por mí.

Muchísimas gracias a todos desde el fondo de mi corazón.

TAREAS TÉCNICAS

1. Realización de un estudio del estado del arte sobre los temas relacionados con los SEP aislados, la generación distribuida, las fuentes renovables de energía, la estabilidad y el control de la frecuencia eléctrica.
2. Descripción del SEP de la Isla de la Juventud.
3. Modelación en el paquete de programas PSX para estudios estáticos y dinámicos del SEP de la Isla de la Juventud para los años 2017, 2018, 2020 y 2025.
4. Simulación del SEP de la Isla de la Juventud y evaluación del comportamiento de la estabilidad de frecuencia.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

Los actuales problemas relacionados con el cambio climático y el agotamiento de los combustibles fósiles, han provocado el interés mundial por la proliferación de una cultura energética de desarrollo sostenible. En este sentido la Generación Distribuida (GD) constituye una alternativa para contribuir con el ahorro energético y la mitigación del impacto ambiental. En Cuba la política energética adoptada demuestra los incentivos que está realizando el país para fomentar el uso racional de la energía y el aprovechamiento de las fuentes renovables, por lo cual la implementación de GD ha venido a jugar un papel fundamental en el cumplimiento de estos objetivos. El municipio especial de la Isla de la Juventud presenta un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) aislado, en el cual como parte de los proyectos de implementación de las tecnologías de generación renovables ya se encuentran instalados tres parques fotovoltaicos y un parque eólico. Dadas las características de este sistema y el hecho de que la generación solar fotovoltaica instalada sostiene ya gran parte de la demanda, la estabilidad de frecuencia constituye uno de los problemas principales que azota frecuentemente al mismo.

El objetivo principal de esta investigación fue evaluar la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud, primeramente se estudiaron los conceptos relacionados con la estabilidad, la GD y el control de frecuencia; posteriormente se realizaron las simulaciones al SEP evaluando los regímenes actualizados de los años 2017, 2018, 2020 y 2025 para los estados de carga de máxima, media y mínima demanda, mediante la utilización del software Power System Explorer (PSX). Los resultados obtenidos demuestran que se debe prestar especial atención a la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud.

ÍNDICE

TAREAS TÉCNICAS.....	VII
RESUMEN.....	VIII
ÍNDICE	IX
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE LOS CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LA ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	4
Introducción.....	4
1.1 Sistema eléctrico aislado	4
1.2 Definición de GD.....	4
1.2.1 Clasificación de GD	5
1.2.2 Beneficios y problemas de la GD	6
1.3 Efectos de la GD sobre la estabilidad del SEP.....	8
1.3.1 Inercia.....	8
1.3.2 Predictibilidad de la fuente renovable	9
1.4 Estabilidad	9
1.4.1 Clasificación de la estabilidad	10
1.4.2 Descripción de los estudios de estabilidad.....	11
1.4.3 Estabilidad de ángulo.....	12
1.4.4 Estabilidad de voltaje	13
1.4.5 Estabilidad de frecuencia.....	14
CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS DEL CONTROL POTENCIA-FRECUENCIA.....	16
Introducción.....	16
2.1 Servicios complementarios en el sector eléctrico.....	16
2.2 Regulación de frecuencia	17
2.3 Conceptos sobre la operación de un SEP	19

2.4 Regulación primaria, secundaria y terciaria	21
2.5 Reserva de potencia para la regulación primaria y secundaria de frecuencia.....	22
2.6 Característica estática de los gobernadores de las máquinas sincrónicas.....	23
2.6.1 Estatismo	24
2.6.2 Representación de la regulación primaria y secundaria utilizando la característica estática de los reguladores de velocidad.	25
2.6.3 Operación en paralelo de los generadores sincrónicos en un SEP	26
2.7 Esquema de deslastre o desconexión de carga.....	27
2.8 Descripción del SEP de la Isla de la Juventud	29
CAPÍTULO III. ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SEP DE LA ISLA DE LA JUVENTUD	32
Introducción.....	32
3.1 Generalidades para el estudio de estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud.....	32
3.2 Análisis de la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el año 2017	32
3.2.1 Estudio de máxima demanda.....	33
3.2.2 Estudio de media demanda sin conexión de los parques fotovoltaicos	39
3.2.3 Estudio de media demanda con operación de los parques fotovoltaicos.....	44
3.2.4 Estudio de mínima demanda	53
CONCLUSIONES	57
RECOMENDACIONES	58
BIBLIOGRAFÍA.....	59
ANEXOS.....	61
Anexo 1. Principios fundamentales de la generación fotovoltaica.....	62
A1.1 Radiación solar y sus componentes	62
A1.2 Efecto fotoeléctrico y principio de operación de los paneles fotovoltaicos.....	62
A1.3 Parques fotovoltaicos	63
A1.4 Conversor de DC a AC	64
Anexo 2. Principios de la generación eólica	66

Anexo 3. Datos nominales de los generadores instalados en el SEP de la Isla de la Juventud.....	69
Anexo 4. Ajustes de las protecciones pertenecientes al esquema de ACA implementado en la Isla de la Juventud.....	70
Anexo 5. Generadores asignados para operar en cada estado de carga correspondiente a los años 2017 y 2018	72
Anexo 6. Análisis de la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el año 2018	73
A6.1 Estudio de máxima demanda.....	73
A6.2 Estudio de media demanda sin conexión de los parques fotovoltaicos	79
A6.3 Estudio de demanda media con operación de los parques fotovoltaicos	84
A6.4 Estudio de mínima demanda	93
Anexo 7. Análisis de la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el año 2020	97
A7.1 Estudio de máxima demanda.....	97
A7.2 Estudio de media demanda sin conexión de los parques fotovoltaicos	103
A7.3 Estudio de media demanda con operación de los parques fotovoltaicos	109
A7.4 Estudio de mínima demanda	116
Anexo 8. Análisis de la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el año 2025	121
A8.1 Estudio de máxima demanda.....	121
A8.2 Estudio de media demanda sin conexión de los parques fotovoltaicos	127
A8.3 Estudio de media demanda con operación de los parques fotovoltaicos	132
A8.4 Estudio de mínima demanda	139

INTRODUCCIÓN

Las actuales preocupaciones debidas al cambio climático, el agotamiento de los combustibles fósiles, el calentamiento global y las elevadas emisiones de CO₂ ocasionadas en parte por la generación de electricidad convencional, han conllevado a buscar alternativas que permitan realizar esta actividad con un mínimo impacto ambiental y un mayor ahorro energético.

En este aspecto, muchos países del mundo han adoptado diversas políticas en función de medidas que fomenten la eficiencia energética y el uso de las energías renovables. La Generación Distribuida (GD) actualmente se perfila como una de las soluciones parciales más importantes para cumplir con estos objetivos.

La GD está conformada por tecnologías de generación a pequeña escala que se pueden dividir en dos grupos según la energía primaria que utilizan, por un lado se encuentran aquellas que trabajan a base de combustibles fósiles y por otro lado las que son capaces de aprovechar las fuentes renovables de energía como el sol y el viento. En el contexto actual las tecnologías que más auge han alcanzado son las correspondientes al último grupo, ya que estas contribuyen en mayor medida con el desarrollo sostenible.

La demanda mundial de energías renovables se ha incrementado de forma constante, al igual que el consumo energético, sobre todo en los países en desarrollo. La producción y la capacidad de instalación a nivel mundial relativas a todas las tecnologías de energía renovable se han incrementado igualmente, ya que en su mayoría han experimentado una reducción significativa de los costos en todo el mundo y han logrado la paridad en algunos mercados [1]. Como se describe en [2], los objetivos de energía renovable y las políticas de apoyo se han generalizado, actualmente el número de países que han implantado alguno de estos dos instrumentos asciende a 164 y 145, respectivamente.

La importancia de la función de las energías renovables en el suministro de energía primaria puede aumentar al incrementarse la eficiencia en la prestación de servicios energéticos. A medida que aumenta el porcentaje correspondiente a energías renovables, se requiere menos energía primaria para proporcionar el mismo número de servicios energéticos. Ambos factores colaboran para minimizar los costos económicos y ambientales en todo el sistema. Las energías que no requieren entrada de combustible, como por ejemplo, la eólica, solar e hidroeléctrica, mejoran intrínsecamente la eficiencia, ya que no exigen conversión térmica. La energía renovable distribuida, junto con las mejoras en la eficiencia energética, reducen la demanda máxima de electricidad, a la vez que minimizan las pérdidas de transmisión y la congestión de la red [1].

En Cuba ya hace varios años se viene demostrando un interés por parte del gobierno de incentivar una cultura energética encaminada al desarrollo sostenible. Esto ha alcanzado tal prioridad que el año 2006 fue declarado por la Asamblea Nacional del Poder Popular como “Año de la Revolución Energética en Cuba”, el cual tenía como objetivo principal el logro de un desarrollo independiente, seguro, sostenible y en defensa del medio ambiente; dedicado al avance de tecnologías para el uso generalizado de las fuentes renovables de energía, con un peso progresivo en el balance energético nacional; y al uso racional de la energía, con el máximo ahorro y la utilización de tecnologías de alta eficiencia.

Como resultado de la Revolución Energética, la utilización de la energía solar a través de paneles fotovoltaicos ha tomado un ritmo acelerado, de la misma forma ha sido el despegue del empleo del viento para producir electricidad; el país cuenta hoy con herramientas muy importantes para planificar su desarrollo. La utilización de la energía solar y la energía eólica se ha intensificado, fundamentalmente en zonas de difícil acceso donde no llega el Sistema Electroenergético Nacional (SEN), siempre que las características geográficas de la zona así lo permitan.

Dentro de lo más reciente que se puede hallar con respecto a la dirección que ha tomado la política energética adoptada por el estado cubano, se encuentra el Decreto Ley No.345, “Del Desarrollo de las Fuentes Renovables y el Uso Eficiente de la Energía”. Esta legislación expone entre algunos de sus artículos las regulaciones para el desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía a fin de contribuir con la elevación de la participación de estas fuentes en la generación de electricidad hasta alcanzar una proporción no menor del 24% para el año 2030, la sustitución progresiva de los combustibles fósiles y la diversificación de su estructura en la generación de energía eléctrica, la elevación de la eficiencia y el ahorro energético, entre otros objetivos.

La Isla de la Juventud es un municipio especial el cual debido a sus características geográficas está constituido por un SEP aislado, donde ya se han implementado varias instalaciones de tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica. Dada las pocas defensas que sostiene este sistema ante la ocurrencia de fallas y la repercusión que ha tenido la alta penetración de generación solar fotovoltaica, en el mismo se ha producido problemas de estabilidad que lo han conllevado al colapso general.

Ante la situación que sostiene el SEP de la Isla de la Juventud se presenta la siguiente interrogante: ¿Cómo es el comportamiento de este sistema ante la ocurrencia de fallas que puedan deteriorar su estabilidad de frecuencia?

La pérdida de la estabilidad de frecuencia puede ocasionar entre otros efectos, el cese del flujo de energía eléctrica o colapso del SEP, afectaciones en la calidad del suministro que traen como consecuencia la reducción de la vida útil de los equipos tanto domésticos como industriales así como su ruptura total, dejando enormes pérdidas económicas e incomodidad social. Por tanto, el presente trabajo tiene como meta cumplir con los objetivos que se establecen a continuación:

Objetivo General

Evaluar la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud considerando la inserción de las fuentes renovables de energía.

Objetivos Específicos

1. Realizar un estudio del arte sobre los temas relacionados con los SEP aislados, las fuentes renovables de energía, la estabilidad y el control de potencia-frecuencia.
2. Realizar la modelación en el paquete de programas PSX para estudios estáticos y dinámicos del SEP de la Isla de la Juventud.
3. Simular el comportamiento del SEP de la Isla de la Juventud ante fallas que permitan analizar la estabilidad de frecuencia.

Los resultados de la investigación poseen una aplicación práctica y teórica con respecto a situaciones que se pueden presentar alrededor de la alta penetración de fuentes renovables de energía y su vínculo con la estabilidad de los SEP.

La investigación cuenta con introducción, capitulo, conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos. La introducción presenta la perspectiva asumida para adoptar la situación del problema y los antecedentes que permiten aclarar y juzgar el mismo. En el **Capítulo I** se realiza una revisión bibliográfica de los principales conceptos relacionados con la GD y la estabilidad de los SEP. En el **Capítulo II** se presentan los conceptos relacionados con el control de potencia-frecuencia y se describe el SEP de la Isla de la Juventud. El **Capítulo III** sostiene los resultados del comportamiento de la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud ante la ocurrencia de diferentes fallas, obtenidos mediante la utilización del software PSX. A partir de un análisis crítico de los resultados, se elaboran las conclusiones y recomendaciones de la investigación desarrollada.

CAPÍTULO I. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE LOS CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LA ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Introducción

La tendencia al uso de fuentes renovables de energía, a nivel mundial, ha sido una de las cuestiones más relevantes de los SEP en las últimas décadas. Varias tecnologías se han desarrollado y perfeccionado en aras de extraer de los recursos naturales la mayor cantidad de energía posible, sin embargo, aún se presentan algunos inconvenientes técnicos y económicos que interrumpen su expansión en los sistemas eléctricos. En la actualidad uno de los problemas al que se le presta mayor atención con relación al uso de las tecnologías renovables es su impacto en la estabilidad de los sistemas eléctricos. En este capítulo se resumen los principales conceptos relacionados con la generación distribuida y la estabilidad de los SEP con el objetivo de adquirir el conocimiento necesario para investigar cuál es el origen de las dificultades entre estas dos variables.

1.1 Sistema eléctrico 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.

1.2 Definición de GD

A nivel mundial, las grandes instalaciones convencionales y centralizadas de generación de electricidad poseen el papel principal en el desarrollo de esta actividad. Estas a pesar de sostener grandes rendimientos a escala económica, tienen en su contra que debido al proceso de quema de combustibles fósiles se emitan gases que contribuyen con la aceleración del cambio climático y que por factores de seguridad, económicos y medio ambientales sean ubicadas en localidades alejadas de los centros de consumo (cuestión que afecta su eficiencia debido a la magnitud de pérdidas de energía eléctrica que son disipadas en las líneas de transmisión).

De aquí parte la idea de la generación distribuida (GD): es crear nuevas formas de generación que contribuyan a mejorar la eficiencia energética de los SEP y a la reducción de la contaminación ambiental.

Los antecedentes de la GD se encuentran en los primeros sistemas eléctricos del mundo, los cuales eran de Corriente Continua (DC) y los puntos de generación estaban en el mismo

vecindario de los puntos de consumo (limitados en gran parte por las pérdidas de transmisión), el control de tensión era limitado y el balance entre demanda y generación era apoyado mediante baterías o almacenamiento local. Luego con la evolución de los sistemas en corriente alterna, se pudo transportar la energía a mayores distancias con menos pérdidas, por lo que la tendencia de grandes centrales con un menor costo unitario de operación se hizo la regla para los mercados, entregando mayor seguridad y capacidades de regulación de tensión al interconectar los sistemas [3].

GD se refiere a un concepto emergente en la evolución de los SEP, en el que todas las tecnologías de generación disponibles en una determinada zona, ya sean centralizadas o descentralizadas, están integradas al sistema de acuerdo a la disponibilidad de sus respectivos recursos [3].

Muchas instituciones tales como la IEEE, la CIGRE, la IEA, la EPRI, la DPCA han brindado su ilustración con respecto a la GD [4]. Al parecer aún no hay un consenso global para el concepto de GD el cual abarca muchas tecnologías y aplicaciones [5]. Las principales discrepancias están dadas por motivos relacionados con el nivel de tensión donde se ubican, las capacidades de potencia eléctrica que se implementan, la conexión al sistema y sus características de despacho.

Esto trae como consecuencia que cada país adopte una norma diferente en correspondencia con sus necesidades y estudios técnicos-económicos realizados. Por ejemplo, la GD en la República Checa está conectada mayoritariamente a las redes de transmisión, a niveles de tensión de 110 kV (niveles que en otros países europeos corresponden a redes de distribución), e incluso se han reportado conexiones de GD en redes de 400 kV en Francia [4].

A favor de la problemática que se muestra y la alineación que presenta la definición de GD enunciada en [6] con la norma cubana para su aplicación, se establece como concepto de GD:

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

1.2.1 Clasificación de GD

Según la disponibilidad de la fuente energética utilizada por el conjunto de tecnologías que engloban la GD, estas se pueden clasificar en **controlables** o **no controlables**. Cuando nos referimos a **controlables** se entiende que es un recurso energético de disponibilidad conocida (combustibles fósiles, gas, etc) y las **no controlables** corresponden a recursos energéticos de disponibilidad incierta (solar, eólica, etc), es decir que su funcionamiento depende de las condiciones climáticas [4].

Los medios de GD más comunes son la cogeneración, las turbinas de combustión convencional, las micro turbinas, la biomasa, los paneles fotovoltaicos y las turbinas eólicas. También hay tecnologías de GD que se encuentran todavía en fase experimental y sus costos de inversión imponen una fuerte barrera de entrada al mercado como son: la mareomotriz y la undimotriz [7].

En la tabla 1 se establece la diferencia de las tecnologías empleadas en la GD según su disponibilidad.

Tabla 1. Clasificación de las tecnologías de GD según su disponibilidad [4].

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

En el SEP bajo estudio hay implementadas dos de las fuentes renovables mencionadas con anterioridad, la generación solar fotovoltaica y la generación eólica. Los principios de estas fuentes se describen en los anexos 1 y 2 respectivamente.

1.2.2 Beneficios y problemas de la GD

Tradicionalmente los conductores, transformadores y protecciones implementados en las redes de distribución son seleccionados con características acordes al flujo de potencia solicitado por las cargas que sirven, además los flujos de potencia, tanto activa como reactiva, van desde el valor más elevado de voltaje hacia el valor más bajo, en un sentido unidireccional de transporte. Sin embargo cuando existe un valor significativo de penetración de fuentes renovables, el flujo de potencia puede invertirse en un determinado horario del día y en adición, estas unidades pueden determinar el valor de voltaje de la red y el valor de potencia a transferir [8].

La modernización de las redes de distribución, así como la incursión de 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 [9], ya que además de cambiar la topología del sistema [3], son introducidas nuevas capacidades que no fueron analizadas dentro de los estudios de selección del equipamiento y que por medidas de seguridad deben ser actualizadas.

Aunque la GD trae consigo una mayor complejidad en la operación del SEP, la tendencia de su aplicación es sostenida por los numerosos aspectos beneficiosos que compensan en gran parte las dificultades mencionadas. Por ejemplo, los tiempos de construcción e implementación de estos sistemas son significativamente menores que las grandes centrales tradicionales, obteniendo grados extras de flexibilidad para incorporar más potencia y energía a los sistemas. Lo anterior puede conducir a reducir los costos marginales de operación, dado que la inclusión de estos generadores evitaría el necesario despacho de centrales de mayores costos operacionales [3].

Los principales cambios en los SEP causados por la incorporación de GD son los siguientes [5] [10] [11] [12]:

- La incorporación de GD libera de carga tanto la red de transmisión como la de distribución, lo que disminuye las pérdidas de transporte, mejora la fiabilidad y aumenta la estabilidad del sistema, como a su vez retrasa potenciales inversiones en redes de transmisión dada la generación local. Según la IEA la generación local puede aportar en un 30% al ahorro de costos en transmisión y distribución.
- La GD incorpora nuevos elementos a las redes eléctricas, con nuevas características dinámicas y capacidades de control. Por ejemplo, turbinas eléctricas operan en forma intermitente lo que podría generar problemas en regulación de frecuencia, pequeñas turbinas de gas poseen menor inercia comparadas con equipos térmicos e hidráulicos convencionales lo que afecta la estabilidad y necesita sistemas de regulación distintos.
- La GD tiene impacto en la calidad de potencia, por un lado incorpora la opción de regulación de tensión en forma local ya que se cuenta con la posibilidad de generar potencia reactiva variable, cosa que en un sistema de distribución radial convencional a mayor distancia mayor es la caída de tensión. Por otra parte, la presencia de equipos de generación, en particular de los asíncronos, pueden provocar rápidas fluctuaciones de tensión en el punto de conexión.
- Existe un impacto en la generación de armónicos en el sistema, dado la utilización de equipos convertidores DC-Corriente Alterna (AC) como interfaz de conexión para ciertas tecnologías de GD, este es el caso de los paneles fotovoltaicos y algunos sistemas eólicos pequeños.
- La conexión de equipos de generación en las redes de distribución aumentan las corrientes de cortocircuito, lo que requiere sustitución de intercambiadores, reconectores y en general de todo el sistema de protecciones.
- La GD complica el control del despacho en los SEP, pues al haber generación en las redes de distribución con condiciones inciertas de operación se pueden generar desbalances entre generación y consumo provocando problemas de estabilidad en partes de la red. Este problema está siendo abordado actualmente bajo el concepto de “Generador Virtual”, en el cual se busca coordinar a los generadores distribuidos de una zona mediante sistemas de control comunicados vía internet, logrando que para el sistema **aguas arriba**, la zona completa se vea como si fuese un solo gran generador.
- Al incorporar generación a las redes de distribución, se está entregando nuevas capacidades a la red de distribución, lo que además trae las complejidades de un sistema tradicional en temas de regulación de tensión y frecuencia, fenómeno que se ve incrementado al momento de que la red externa tenga algún problema y se deba desconectar, quedando la red de distribución operando aisladamente, fenómeno que se conoce como “operación en isla”, por lo que si la capacidad de generación no es suficiente para la carga de la red es necesario incluir metodologías para desconectar cargas no esenciales y crear sistemas de operación y control para este estado en específico.
- Un aumento en la generación puede provocar que en las redes de distribución el flujo de potencia cambie de dirección, por lo cual ya no se tendrá un flujo tradicional desde el sistema de transmisión al de distribución, sino que será a la inversa desde la baja tensión a la media tensión, generando la necesidad de tener sistemas de protección bidireccionales.

Estos son algunos de los cambios que hay que tener en cuenta al hablar de GD, pues como toda nueva tecnología al incorporarla a un sistema pre-existente trae tanto beneficios como problemas, los que de resolverse adecuadamente atraerán más inversionistas y acelerará la incorporación de los recursos energéticos locales a nuestras redes eléctricas [3].

1.3 Efectos de la GD sobre la estabilidad del SEP

El nivel de penetración de GD en un sistema es un factor clave a considerar en los estudios de estabilidad del sistema puesto que los impactos que arrastran modifican el comportamiento del SEP considerablemente. Los altos niveles de implementación de GD afectan directamente al sistema en términos de inercia, predictibilidad de generación y efectividad de los esquemas de desconexión que se empleen, lo cual puede producir problemas de estabilidad [4].

1.3.1 Inercia

La inercia corresponde a la tendencia de los cuerpos a mantener el estado de movimiento o reposo en el que se encuentran, el cual no se modifica a menos que actúen fuerzas externas sobre su masa. La inercia se puede interpretar como una fuerza que se opone a cambiar el estado de movimiento de un cuerpo, donde mientras más masa posea el mismo mayor será la fuerza de inercia a aplicar.

En un SEP la inercia resultante de la masa de los rotores de las máquinas eléctricas rotatorias juega un papel fundamental en su comportamiento dinámico frente a perturbaciones que puedan ocurrir. La inercia desde el punto de vista rotacional se representa a partir de una magnitud escalar llamada momento de inercia. El momento de inercia refleja la distribución de masa de un cuerpo o de un sistema de partículas en rotación, respecto a un eje de giro.

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 [4]. La energía cinética de un generador de momento de inercia J , rotando a una velocidad angular ω , está dada por la ecuación:

$$E_c = \frac{1}{2} \times J \times \omega^2$$

Frecuentemente, en los datos de las máquinas que son suministrados para realizar los estudios de estabilidad, se utiliza una constante vinculada con la inercia [13]. Esta es la llamada constante H y se define por:

$$H = \frac{\text{Energía cinética almacenada en megajoules a velocidad sincrónica}}{\text{capacidad de la máquina en MVA}}$$

La constante H está relacionada con la dinámica del rotor de una máquina sincrónica según la **ecuación de oscilación** que gobierna su movimiento:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \text{ por unidad}$$

Dónde:

δ : Posición angular del rotor con respecto al eje de referencia que rota a la velocidad sincrónica correspondiente al campo magnético resultante del devanado de armadura del generador

ω_s : Velocidad sincrónica

P_a : Potencia resultante o de aceleración

P_m : Potencia mecánica suministrada por el motor primario

P_e : Potencia eléctrica demandada por la carga

En estudios del SEP se emplea comúnmente la constante de inercia del sistema completo, la cual está definida por la siguiente expresión [4]:

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}}$$

Mediante esta ecuación se puede observar como la contribución de la inercia de cada generador sincrónico incide en la inercia total del SEP. Uno de los problemas principales de las tecnologías renovables es que no aportan inercia al SEP, de esta forma al sustituir los generadores convencionales se produce una reducción de la inercia total del SEP. Es así como grandes cantidades de GD impactaría a la estabilidad de frecuencia provocando una respuesta inercial más abrupta [4].

1.3.2 Predictibilidad de la fuente renovable

Como se vio previamente, existen tecnologías de GD que no son controlables, siendo su producción dependiente de las condiciones meteorológicas en un momento dado (radiación solar o velocidad del viento). En este sentido, un alto nivel de penetración de GD 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 [4].

1.4 Estabilidad

El problema de la estabilidad surge con el nacimiento de los SEP, primeramente su objeto de estudio consistía en la capacidad de los generadores sincrónicos de mantener el sincronismo, no obstante con el desarrollo y el crecimiento de las interconexiones de los sistemas de potencia se han introducido nuevas complejidades que demandan otros análisis [13].

Los SEP son sistemas dinámicos incluso bajo condiciones normales de operación [14]. 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.

Se puede establecer que un SEP es una función de orden multivariable, en el cual la respuesta dinámica es influenciada por una amplia gama de dispositivos con diferentes características y tiempos de respuesta. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas activas en el sistema, donde están inherentes las reacciones de dichos dispositivos.

Dependiendo de la topología de la red, las condiciones operativas, la forma y magnitud de los disturbios, estas fuerzas de oposición pueden experimentar el desequilibrio sostenido que conduce a diversas formas de inestabilidad. En [15] se define de forma general la estabilidad como:

“La estabilidad es la tendencia de un sistema, o de sus partes componentes a desarrollar fuerzas para mantener el sincronismo y el equilibrio”.

1.4.1 Clasificación de la estabilidad

Los estudios de estabilidad de sistemas eléctricos investigan la capacidad de estos sistemas de alcanzar un punto de funcionamiento estable tras la ocurrencia de una perturbación, por ejemplo un cortocircuito o la desconexión de un generador, línea o transformador [16]. Dichos estudios afectan a la planificación y explotación de los sistemas eléctricos en mayor o menor medida dependiendo de las características de los mismos [17].

El estudio de la estabilidad depende 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. Los modos de inestabilidad se están convirtiendo progresivamente más complejos y requieren una comprensión 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. En la figura 1 se establece la clasificación de la estabilidad según las variables involucradas, así como la relación entre el tiempo de estudio y la rapidez de los disturbios en conjunto con la magnitud de los mismos.

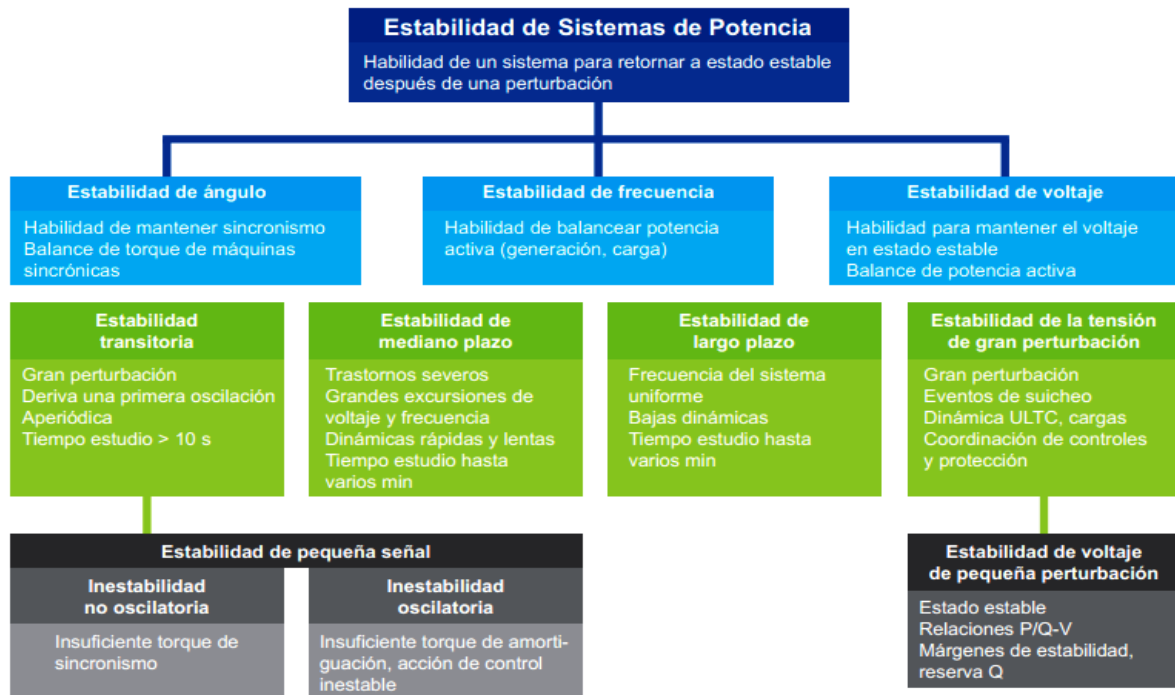


Figura 1. Clasificación de Estabilidad.

1.4.2 Descripción de los estudios de estabilidad

Los estudios de estabilidad que evalúan el impacto de los disturbios en el comportamiento dinámico electromecánico de los sistemas de potencia son de dos tipos: **transitorios** y de **estado estable** [13].

En este contexto, cuando nos referimos al comportamiento dinámico electromecánico de los SEP hay que tener en cuenta que este responde solamente a la descripción de las oscilaciones de las masas rotativas de los generadores y motores durante una perturbación, ya que existen otras formas de clasificar la dinámica de los SEP según el rango de tiempo de su respuesta natural como: la dinámica de ondas que ocurre en las líneas de transmisión de alta tensión las cuales son resultado de la propagación de ondas electromagnéticas causadas por el impacto de rayos u operaciones de conmutación, la dinámica electromagnética que se produce en los devanados de las máquinas durante una perturbación y la termodinámica que es producida por medidas de control para calderas de vapor en respuesta a variaciones en la frecuencia [18].

Los estudios de estabilidad de estado estable son, por lo general, menos extensivos en su alcance que los estudios de estabilidad transitoria y frecuentemente examinan la estabilidad del sistema bajo variaciones incrementales pequeñas en los parámetros o bajo condiciones de operación alrededor del punto de equilibrio de estado estable. Las ecuaciones no lineales y algebraicas que describen el comportamiento del sistema son reemplazadas por un conjunto de ecuaciones lineales que se resuelven por métodos de análisis lineales para determinar si el sistema es estable en un estado específico. Por otro lado los estudios de estabilidad transitoria se encargan de evaluar la respuesta del sistema de potencia después de ocurridos disturbios grandes y repentinos como: las fallas en los sistemas de transmisión, los cambios repentinos de carga, la salida de unidades generadoras y las

maniobras en las líneas. En este caso no se permite la linealización del sistema de ecuaciones [13].

Normalmente para los estudios de estabilidad pueden estar presentes o no los sistemas de excitación de los generadores sincrónicos y de control del gobernador de la turbina según sea el objetivo que se persiga, esta cuestión implica complejidades a la hora de realizar los cálculos. Por tanto para facilitar el estudio de estabilidad se implementan tres suposiciones fundamentales según [13] :

1. Solamente se considerarán corrientes y voltajes de frecuencia sincrónica en los devanados del estator y en el sistema de potencia. En consecuencia, no se consideran componentes de DC y armónicas.
2. Se usa el método de las componentes simétricas para la representación de las fallas desbalanceadas.
3. Se considera que el voltaje generado no se afecta por las variaciones de velocidad de las máquinas.

1.4.3 Estabilidad de ángulo

La estabilidad de ángulo se define como la capacidad que poseen las máquinas rotatorias de un sistema eléctrico de conservar el sincronismo luego de ocurrida una perturbación. Esta situación obedece a la habilidad de mantener o recuperar 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[19].

La estabilidad de ángulo se puede dividir en dos categorías según la severidad de las perturbaciones involucren estudios de estado estable o transitorios.

a) Pequeñas perturbaciones del ángulo del rotor

En los SEP actuales, los problemas de inestabilidad de pequeña señal son usualmente causados por la falta de suficiente torque de amortiguamiento, por lo que algunas variables del sistema de potencia muestran oscilaciones que se caracterizan por el incremento de su amplitud después de ser objeto de una perturbación [18].

La estabilidad angular de pequeña señal tiene que ver con la habilidad del sistema de mantener la estabilidad 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 (figura 2-A), o como oscilaciones no amortiguadas producto de la falta de torque amortiguante por parte del sistema (figura 2-B) [4].

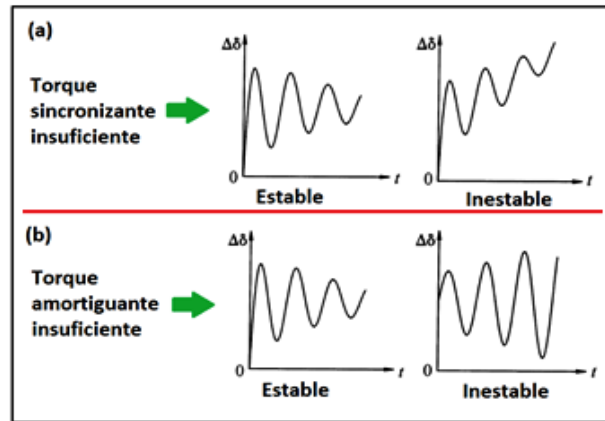


Figura 2. Oscilaciones de ángulo del rotor ante pequeñas perturbaciones.

b) Grandes perturbaciones del ángulo del rotor

También denominada como estabilidad angular transitoria, tiene que ver con la habilidad del SEP de mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación severa, como un cortocircuito en una línea de transmisión o la pérdida repentina de una cantidad importante de carga. La estabilidad transitoria depende tanto del estado de operación inicial como de la severidad de la perturbación. Los problemas de inestabilidad se deben al insuficiente torque sincronizante, lo que evoluciona normalmente en desviaciones angulares periódicas.

1.4.4 Estabilidad de voltaje

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 [4].

La estabilidad de voltaje depende de la habilidad que el sistema posea para mantener o recuperar el equilibrio entre la entrega de potencia del sistema y la demanda de la carga. Los problemas de estabilidad que puedan aparecer suelen manifestarse en forma de aumento de voltaje en algunas barras del sistema o como una caída progresiva, dando como posibles resultados pérdidas de carga en algunos sectores o disparo de protecciones sacando de operación líneas de transmisión o zonas de carga en cascada dependiendo de la complicación de la inestabilidad de voltaje generada, desencadenando este problema en una posible pérdida de sincronismo de algunos generadores.

La estabilidad de voltaje, teniendo en cuenta el tiempo en que se produce la inestabilidad y el tipo de disturbio que genera, puede clasificarse en [20]:

a) Estabilidad de voltaje de corta duración

Es la habilidad que posee el sistema para mantener los voltajes estables luego de que ha sido sometido a pequeñas perturbaciones como incrementos de carga del sistema. Mediante esta definición se determina la respuesta de los voltajes del sistema frente a pequeños cambios en cualquier instante. La estabilidad ante pequeños disturbios está influenciada por características de las cargas, controles discretos y continuos en un instante dado [21].

b) Estabilidad de voltaje de larga duración

Es la capacidad que posee el sistema para mantener los voltajes constantes después de ser sometidos a grandes disturbios como: fallas en el sistema de transmisión, generación alejada de la carga, compensación reactiva insuficiente y funcionamiento cerca de los límites del transporte de potencia. Para determinar la estabilidad de voltaje frente a grandes disturbios se necesita del estudio de la respuesta no lineal del sistema durante un tiempo necesario en el que se pueda captar las interacciones de los dispositivos tales como cambiadores de taps bajo carga de los transformadores y los limitadores del campo generador, generalmente el intervalo de tiempo para analizar la estabilidad de voltaje ante grandes disturbios va desde algunos segundos a 10 minutos [21].

1.4.5 Estabilidad de frecuencia

La frecuencia de la onda de tensión debe permanecer dentro de unos límites estrictos para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptables. Variaciones de la frecuencia alejadas del valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos industriales o domésticos. Por ejemplo, algunos motores pueden verse forzados a girar a velocidades distintas de aquella para la que fueron diseñados, relojes y automatismos que miden el tiempo en función de la frecuencia de alimentación se pueden adelantar o atrasar [22].

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

En la figura 3 se ilustra el concepto de estabilidad de frecuencia mediante la respuesta de un sistema típico ante la ocurrencia de una perturbación. Aquí se puede apreciar como un disturbio ocasiona la caída de la frecuencia del sistema, la cual depende de la inercia total de las masas rotantes, seguidamente luego de transcurrir un determinado intervalo de tiempo, los medios de regulación de velocidad de los generadores sincrónicos proceden a actuar tratando de devolver el equilibrio entre la potencia eléctrica generada y la potencia mecánica entrante al sistema.

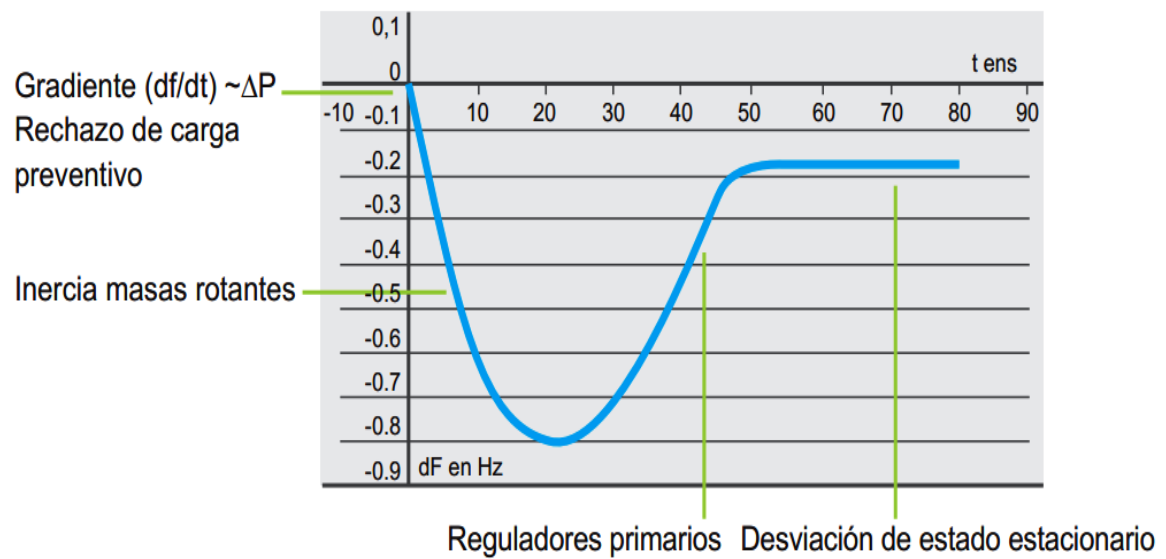


Figura 3. Condición de inestabilidad de frecuencia provocada por la pérdida de un bloque de generación.

CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS DEL CONTROL POTENCIA-FRECUENCIA

Introducción

Con el objetivo de brindar un suministro eléctrico con calidad y garantizar la seguridad a los equipos de los consumidores, en los SEP se han ido desarrollando con el transcurso del tiempo y las experiencias adquiridas varios servicios que tienen en cuenta estas necesidades. Actualmente muchos de ellos están presentes en la operación de los SEP. El servicio de regulación de frecuencia constituye uno de los más importantes ya que está relacionado con el balance de potencia activa que debe existir entre la generación y la demanda, el cual frecuentemente es alterado ya sea por la ocurrencia de perturbaciones o por la naturaleza variable de la carga. A continuación se resumen los conceptos que están vinculados al control de frecuencia y las actividades que están relacionadas con el mismo.

2.1 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 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 [23].

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

- “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”. Esta definición aparece en título sexto de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).
- “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)”. Esta definición aparece en la Orden N° 888 de la FERC.
- “Servicios complementarios: son aquellos servicios 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 regulan el negocio de la electricidad y de las necesidades particulares de cada sistema eléctrico [23]. 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 [23]:

- **Reserva rodante:** 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.

2.2 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 4. 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 [22].

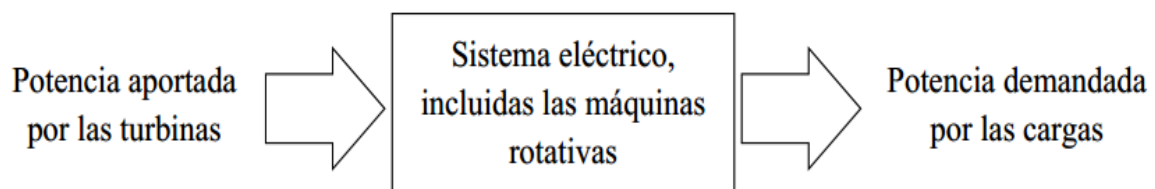


Figura 4. Balance energético de un SEP.

Dado que variaciones de la frecuencia alejadas de su valor nominal puede conllevar a diferentes problemas de estabilidad de los 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 [22].

En la figura 5 se 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 [22].

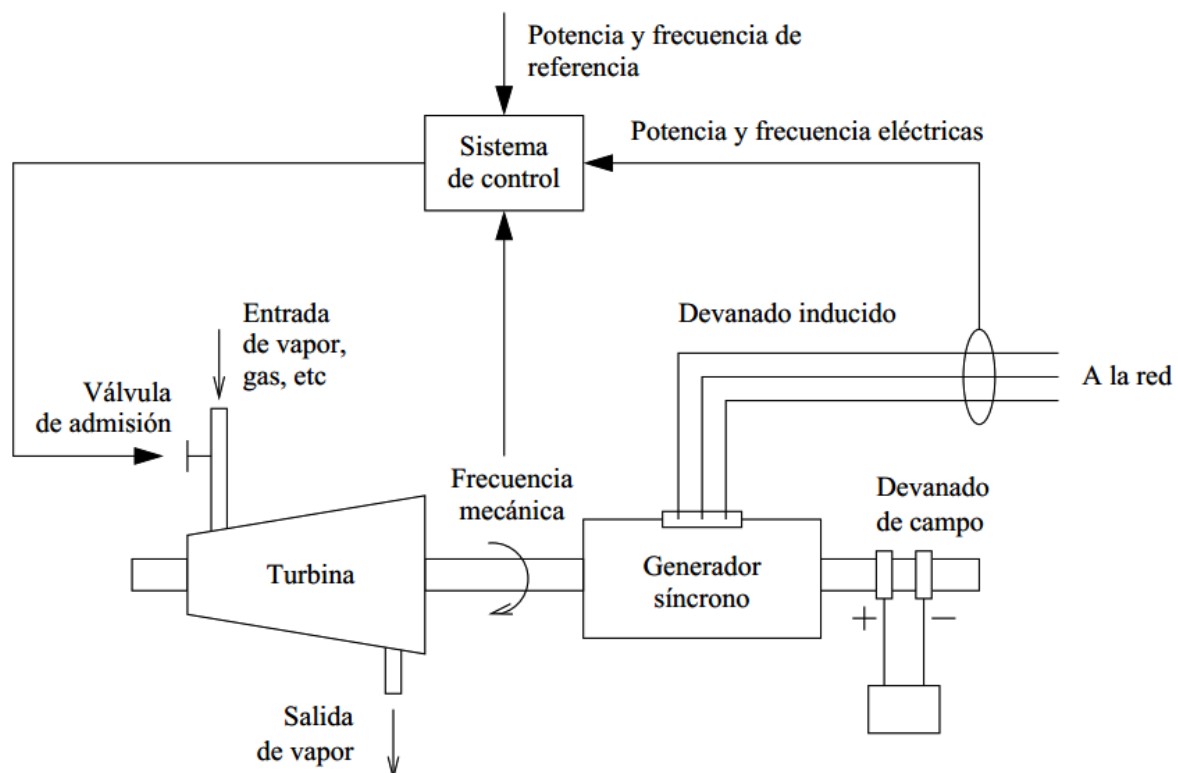


Figura 5. Variables que inciden en el sistema de regulación de frecuencia del conjunto turbina-generador.

Aunque hablando estrictamente la frecuencia de un sistema eléctrico sólo es la misma en todos sus nudos cuando el sistema se encuentra en régimen permanente, al estudiar el control frecuencia-potencia asumimos que las desviaciones del punto de equilibrio son pequeñas y que la frecuencia puede considerarse la misma en todos los nudos del sistema. Por ello el control de frecuencia es un problema que se aborda de manera global. En este sentido es distinto al control de tensión, eminentemente local y que afecta, salvo en casos muy especiales como el colapso de tensión, a un conjunto limitado de nudos [22].

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. Teniendo en cuenta todas estas consideraciones relativas a la potencia, el control de frecuencia debe conseguir que [22]:

- 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 [22].

2.3 Conceptos sobre la operación de un SEP

Antes de estudiar los distintos niveles de control que componen la regulación de frecuencia, resulta necesario incorporar al estudio los conceptos de operación de los SEP mediante los cuales se justifica el comportamiento de la variable frecuencia ante posibles contingencias.

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 [24].

Expresando la afirmación anterior matemáticamente:

$$\sum_i^n PG_i = P_C + P_L \quad (2.1)$$

Dónde:

PG_i : Potencia activa generada por cada unidad generadora del SEP

P_C : Potencia activa consumida por la carga

P_L : Potencia de pérdidas eléctricas

En la operación de los SEP se pueden presentar los siguientes casos:

a) La potencia generada no cubre la potencia demandada por la carga

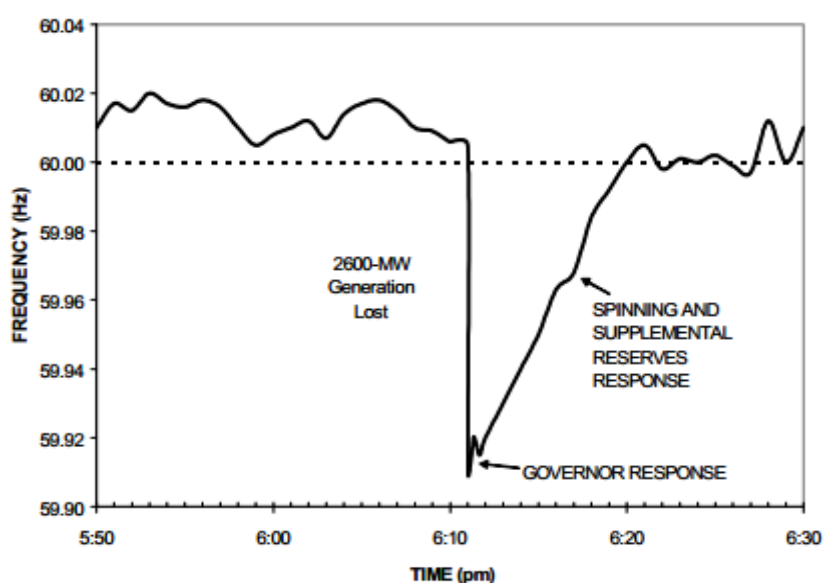


Figura 6. Comportamiento de la curva de frecuencia vs tiempo para la salida de un bloque de generación con capacidad de 2600 MW.

Cuando en un instante determinado, la demanda es superior a la generación eléctrica la frecuencia disminuye, la figura 6 ilustra este efecto a partir de la pérdida de un bloque de generación de 2600 MW.

Matemáticamente:

$$\sum_i^n P G_i < P_C + P_L \quad \frac{df}{dt} < 0 \quad (2.2)$$

b) La potencia generada excede la carga más las pérdidas

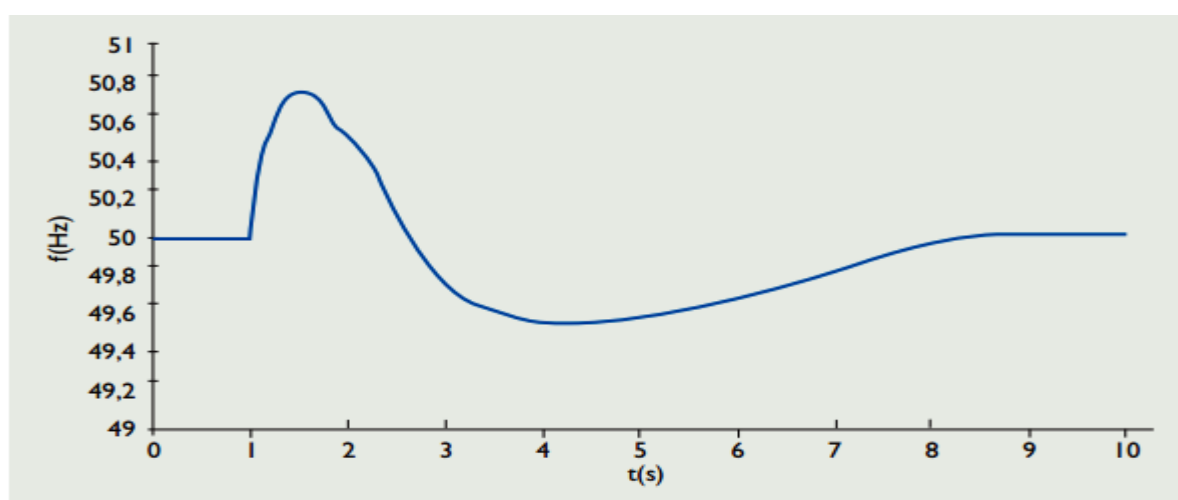


Figura 7. Comportamiento de la curva de frecuencia vs tiempo cuando la generación es superior a la demanda.

La figura 7 muestra como en este caso el comportamiento de los generadores está encaminado a su aceleración y por tanto en un aumento de la frecuencia.

Matemáticamente:

$$\sum_i^n PG_i > P_C + P_L \quad \frac{df}{dt} > 0 \quad (2.3)$$

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

Este caso describe el régimen permanente de un SEP para el cual se sostiene idealmente una frecuencia de valor constante, tradicionalmente de 50 o 60 Hz.

Matemáticamente:

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

2.4 Regulación primaria, secundaria y terciaria

En la figura 8 se ilustra cómo actúan los diferentes niveles de control en la respuesta de frecuencia de un sistema frente a una perturbación correspondiente a la salida de un bloque de generación.

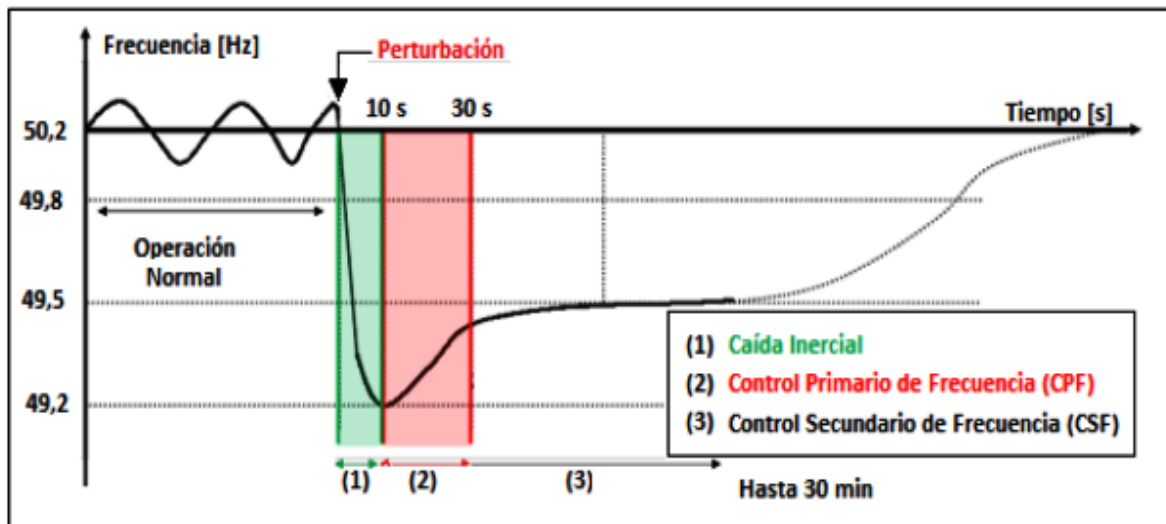


Figura 8. Respuesta de la frecuencia de un SEP ante la salida de una unidad de generación.

Respuesta inercial: Período (1), figura 8. Corresponde al período 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 cinética 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 período 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 el decaimiento de la frecuencia y su velocidad de caída, 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 la automática contra avería (ACA), 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 [4].

Control primario de frecuencia (CPF): Período (2), figura 8. Es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador sincrónico, atendiendo a la velocidad de giro del eje. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores [22]. En este intervalo comienzan a operar los reguladores de velocidad de las máquinas convencionales con el objetivo de recuperar el balance de potencia activa entre la generación y la demanda, aunque cabe destacar que la frecuencia no regresa a su valor nominal [4].

Control secundario de frecuencia (CSF): Período (3), figura 8. Opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Ante cualquier variación de carga, la acción de control de la regulación primaria permite recuperar el balance entre generación y demanda, pero no logra resolver dos efectos no deseados [22]:

- La frecuencia queda desviada respecto a la de referencia.
- El reparto del incremento de carga entre los generadores queda determinado por sus estatismos, por lo que en general no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas.

El objetivo de la regulación secundaria es resolver estos efectos devolviendo el sistema a la frecuencia de referencia y manteniendo los flujos de potencia programados. Este control se lleva a cabo mediante la modificación de las consignas de potencia activa de las unidades asignadas para responder [25].

Control terciario de frecuencia (CTF): Opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. El control terciario está relacionado con la regulación secundaria, para que esta sea efectiva las unidades generadoras de un sistema deben disponer de una reserva suficiente de energía lista para compensar las variaciones de demanda. Esta reserva de energía varía con el tiempo, según el mecanismo de regulación secundaria va disponiendo de ella. El objeto de la regulación terciaria es la restitución de la reserva de regulación secundaria mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de los generadores. En general, la regulación terciaria actúa sobre generadores que pueden estar o no estar acoplados, si bien el margen de tiempo en el que debe actuar (15 minutos) hace imposible que unidades térmicas no conectadas puedan participar en ella [22].

2.5 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 ejecuta 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 [23]. Los SC de regulación primaria, secundaria y terciaria tienen que estar acompañados de reservas de potencia para poder cumplir con su función.

En un SEP los servicios de regulación primaria y secundaria son asignados entre los generadores que se encuentran abasteciendo la demanda de la carga en un régimen determinado. Esta asignación se hace en correspondencia con las características de sus reguladores de velocidad y la potencia máxima que estos pueden entregar. Matemáticamente, la reserva de potencia que poseen los generadores para brindar los servicios de regulación primaria y secundaria constituye la diferencia que existe entre su

potencia máxima y la potencia para la que son ajustados según la distribución de la demanda que realizan los operadores del sistema en cada uno de ellos. La sumatoria de cada diferencia constituye la reserva rodante total que posee el sistema para hacer frente a una perturbación.

Después de haberse utilizado las reservas de potencia de regulación primaria y secundaria por la ocurrencia de una perturbación, estas deben ser restauradas para en caso de que se produzca otro disturbio, el sistema cuente con las reservas suficientes para nuevamente recuperar su estabilidad. Las reservas de potencia primaria son repuestas mediante las reservas secundarias y estas últimas son recuperadas a partir de la conexión de generadores debido al proceso de regulación terciaria, de esta forma son devueltas las capacidades necesarias para afrontar otra perturbación.

2.6 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 [8]. 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 [22], (Ver figura 9).

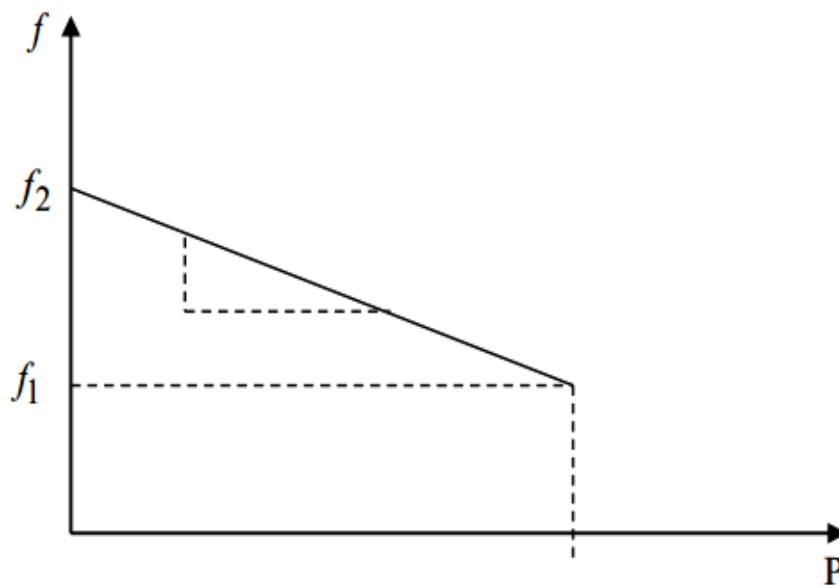


Figura 9. Característica estática del gobernador de una máquina sincrónica.

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

$$f_1 = -RP_{GR} + f_2 \quad (2.5)$$

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

Muchas veces, por conveniencia, se utiliza la velocidad del rotor (ω) en lugar de la frecuencia eléctrica (f) como variable dependiente de la ecuación (2.5) ya que según (2.6) son directamente proporcionales:

$$rpm = \frac{60 \times f}{\frac{Np}{2}} \quad (2.6)$$

Dónde:

Np : Número de polos de la máquina sincrónica

rpm : Velocidad del rotor en revoluciones por minuto

f : Frecuencia eléctrica

2.6.1 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.

$$R = \frac{\omega_1 - \omega_2}{P_1 - P_2} = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} \quad (2.7)$$

En la figura 10 se representa gráficamente la expresión (2.7), donde R es la pendiente de la recta mostrada.

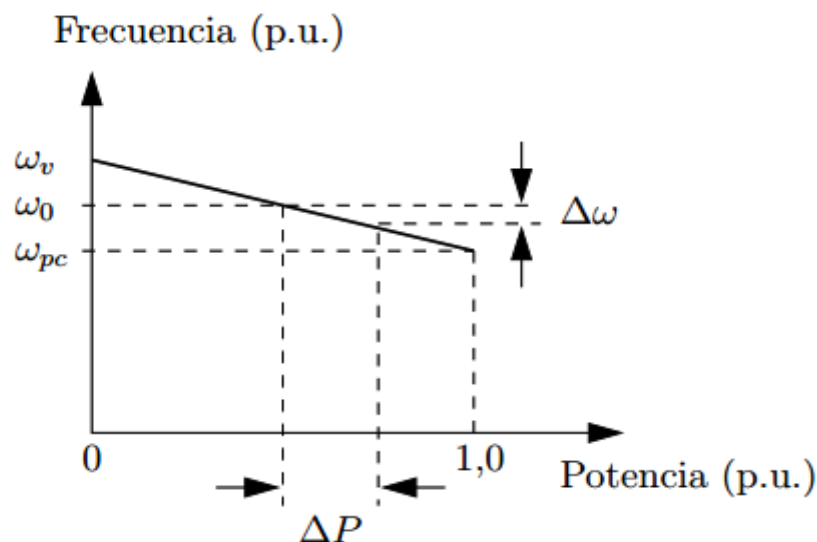


Figura 10. Estatismo del gobernador de un generador sincrónico [22].

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 [22]. La figura 11 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 aunque luego con la actuación de la regulación primaria se alcanza un nuevo régimen permanente pero a una frecuencia final diferente de la nominal.

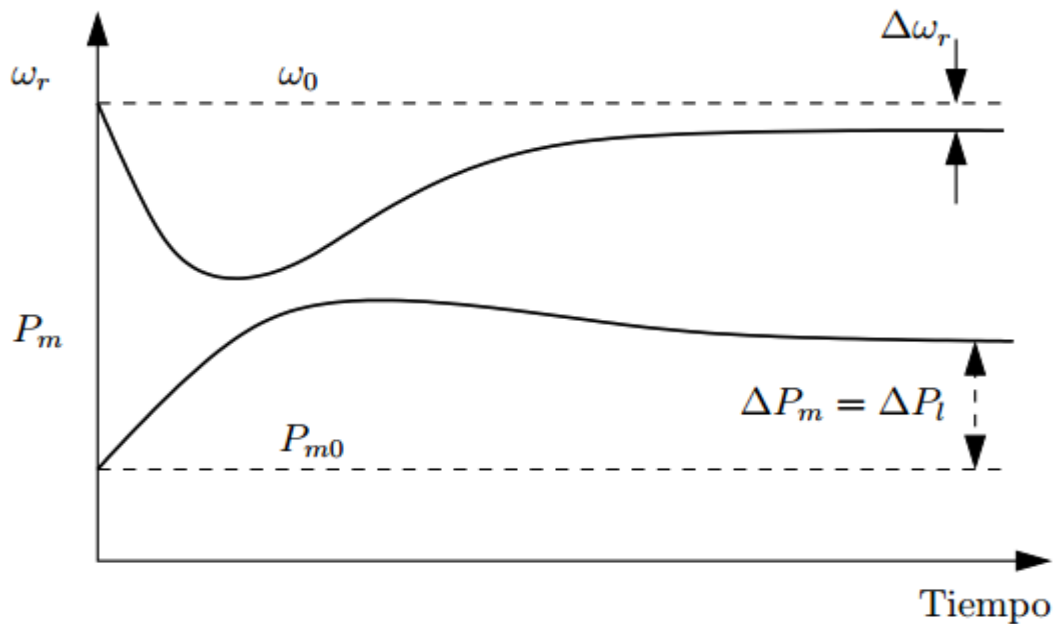


Figura 11. Respuesta dinámica de un generador con estatismo ante una disminución de la carga [16].

En los estudios de control de frecuencia por conveniencia es muy común utilizar en vez de R , su inverso:

$$\frac{1}{R} = \frac{\Delta P}{\Delta \omega} \quad (2.8)$$

Este valor también es conocido como energía regulante, la cual puede estar en por unidad, en MW/ciclo o MW/0.1 ciclo. El significado de la energía regulante es la contribución en potencia que da la máquina cuando la frecuencia decrece 0.1 ciclos (cuando $1/R$ está dada en MW/0.1 ciclo).

2.6.2 Representación de la regulación primaria y secundaria utilizando la característica estática de los reguladores de velocidad.

La figura 12 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}).

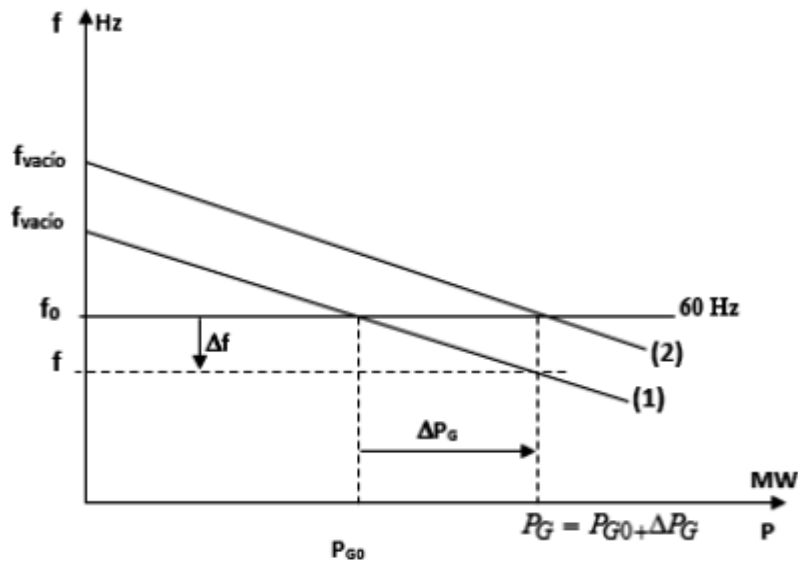


Figura 12. Proceso de regulación primaria y secundaria en un generador síncrono.

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 síncrono. 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 reparto de carga.

2.6.3 Operación en paralelo de los generadores síncronos en un SEP

Cuando dos o más unidades están operando en paralelo la repartición de carga entre ellas, está determinada por dos hechos: las unidades deben operar a la misma frecuencia y de acuerdo a sus características de operación [24]. Sus características de pendiente negativa son las que determinan como se reparte el cambio de carga entre ellas hasta que un control suplementario o secundario modifique esta primera distribución [8].

Para ejemplificar este hecho nos apoyaremos en la figura 13, donde aparece en el lado izquierdo y derecho respectivamente, las características estáticas de los generadores G1 y G2 que están operando en paralelo. Por comodidad dichas características han sido representadas en el primer y segundo cuadrante.

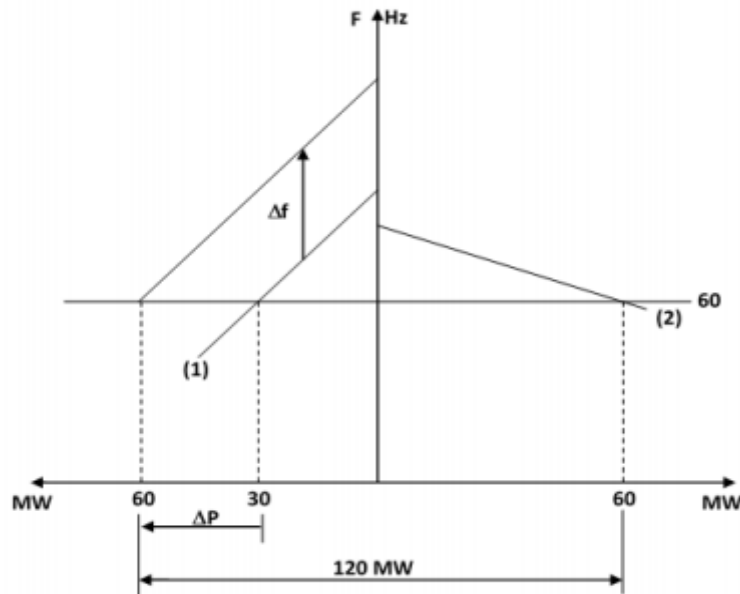


Figura 13. Operación en paralelo de los generadores G1 y G2 ante un cambio en la carga de 120 MW utilizando sus características estáticas.

En este caso se analiza un incremento de la carga de 120 MW. Primeramente G1 y G2 responden a una carga de 90 MW en función de sus respectivos estatismos. La regulación primaria hace que el generador G2 asuma 60 MW de este incremento, mientras por otro lado el generador G1 asume 30 MW, esto se debe a que G2 posee una pendiente menos negativa que el generador G1 y por tanto toma más carga. Como se desea que ambos generadores asuman la misma cantidad de carga es necesario que G1 realice regulación secundaria para que de esta forma abastezca los 30 MW restantes. La regulación secundaria se manifiesta por una modificación de la frecuencia de vacío del generador G1 y por tanto un desplazamiento paralelo de su característica estática.

2.7 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 [22].

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 [17]. La figura 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 deslaste de cargas, el sistema no es capaz de alcanzar un nuevo estado de equilibrio y finalmente se alcanzaría el colapso.

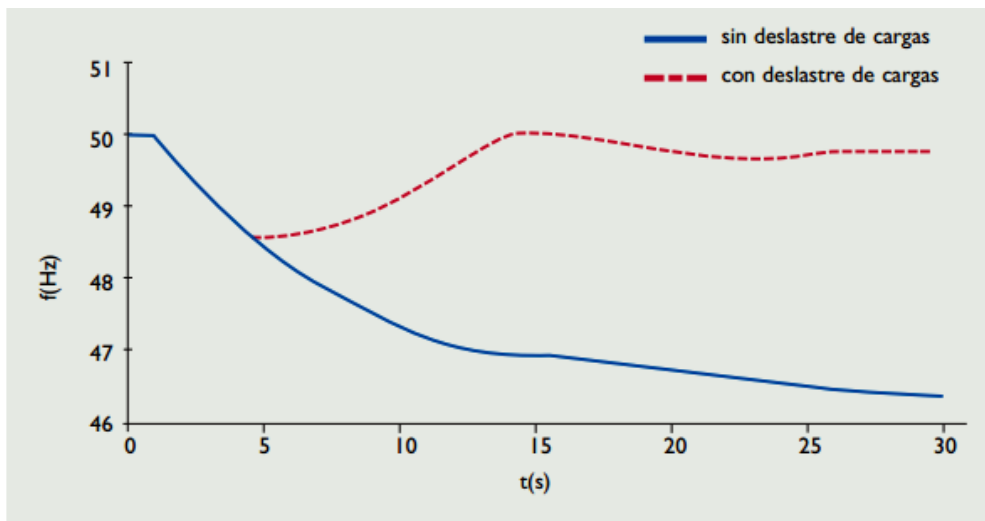


Figura 14. Comparación de la evolución de la frecuencia al producirse la desconexión de un grupo generador en el sistema de las islas de Mallorca y Menorca considerando plan de subfrecuencia y sin él [17].

Los esquemas de deslaste de cargas por subfrecuencia absoluta pueden no ser suficientes para preservar la integridad del sistema cuando la variación de la frecuencia es muy rápida. Existen casos en los que la pendiente de caída de la frecuencia es tal, que cuando se produce la desconexión efectiva de las cargas tras la orden de las protecciones, el valor de subfrecuencia alcanzado es inadmisibles y la desconexión de las cargas demasiado tardía.

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 [17].

Para solventar el problema de elevadas pendientes de caída de la frecuencia, se emplean protecciones de derivada de frecuencia que ordenan la desconexión de grupos de cargas cuando la pendiente de caída de la frecuencia supera un cierto umbral. La ventaja que introduce el empleo de protecciones por derivada de frecuencia es la anticipación. El hecho de conocer la pendiente de caída de la frecuencia permite identificar la severidad de la perturbación [26].

Las protecciones por derivada de frecuencia se utilizan de manera combinada con las protecciones por subfrecuencia de tal forma que las protecciones por subfrecuencia actúan en caso de desconexión de grupos pequeños mientras que las protecciones por derivada de frecuencia actúan cuando el grupo que se desconecta es grande [27].

La figura 15 compara la evolución de la frecuencia, potencia mecánica total y potencia demandada total en el sistema insular de la isla de El Hierro, España al producirse la desconexión de un grupo generador considerando la actuación de protecciones por subfrecuencia y la de protecciones por derivada de frecuencia.

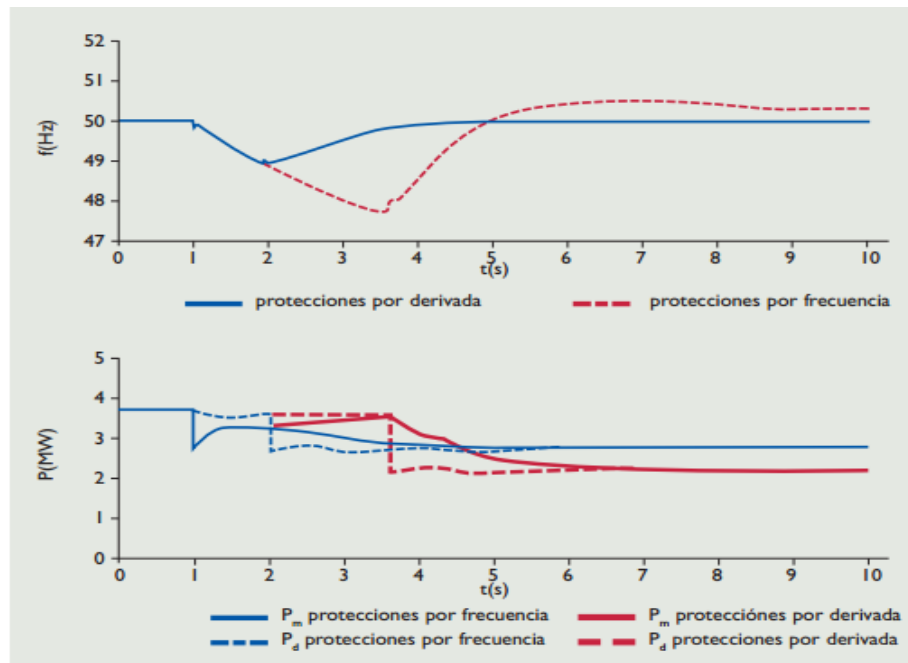


Figura 15. Comparación de la evolución de la frecuencia, potencia mecánica total y potencia demandada total en el sistema insular de El Hierro, España producto de la desconexión de un grupo generador considerando la operación de protecciones por subfrecuencia y las de derivada de frecuencia.

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.

2.8 Descripción del SEP de la Isla de la Juventud

La Isla de la Juventud es un municipio especial dentro de la estructura administrativa y política de Cuba. Se encuentra ubicada al sur-occidente de la isla grande y según su extensión territorial es la segunda isla más grande de todo el archipiélago cubano. Posee un sistema eléctrico aislado y sostiene su generación en mayor medida con motores de combustión interna a base de diésel y fuel oíl. Unido a esto y como parte de la política del país para la inserción de las fuentes renovables de energía se encuentran instalados tres parques fotovoltaicos y un parque eólico.

El sistema está conformado por cinco circuitos principales de 34,5 kV mediante los cuales se suministra energía a las siete subestaciones de distribución. El monolineal del SEP de la Isla de la Juventud se muestra en la figura 16.

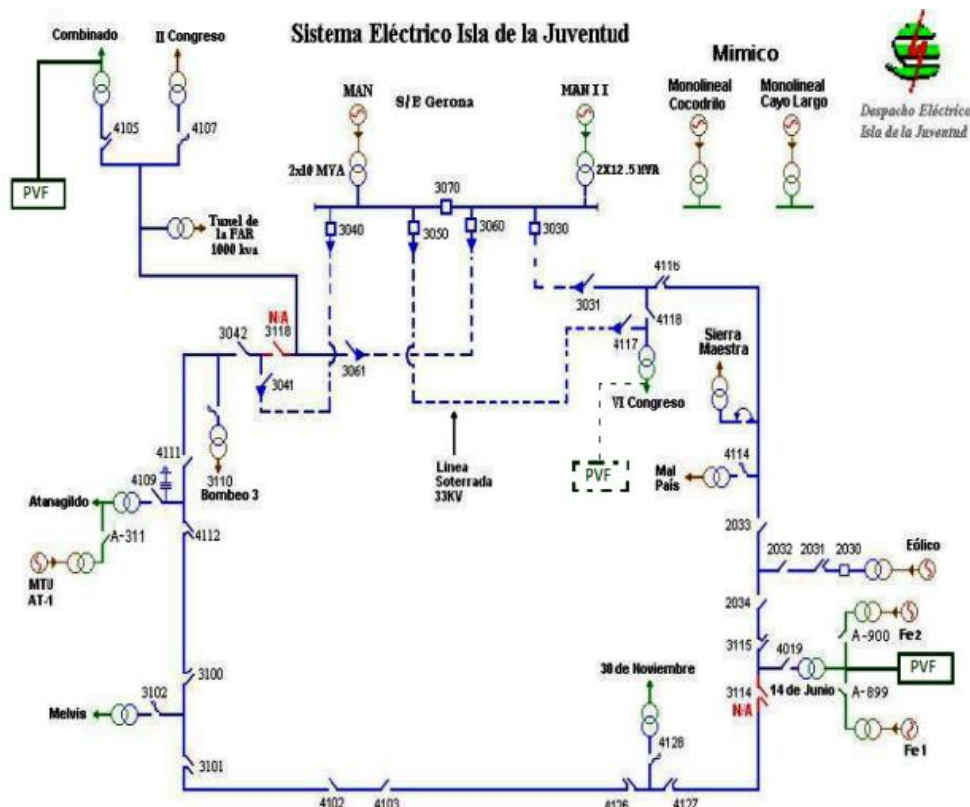


Figura 16. Monolíneal del SEP de la Isla de la Juventud.

El comportamiento de la demanda máxima en la estación invernal para cada una de las subestaciones en la red de la Isla de la Juventud se puede observar en la figura 17. El predominio de la carga es residencial, similar al del Sistema Eléctrico Nacional.

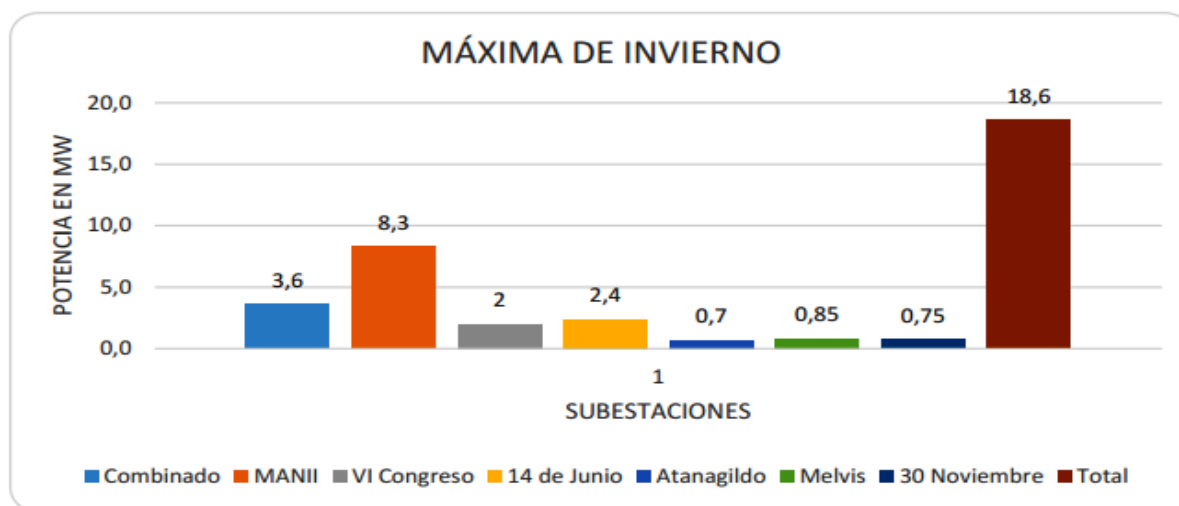


Figura 17. Demanda máxima invernal de las subestaciones del SEP de la Isla de la Juventud.

Los datos de la generación disponible en la Isla de la Juventud se muestran en la tabla 2. Como se puede apreciar la generación eléctrica se basa principalmente en motores de combustión interna que realizan la función de carga base, los parques fotovoltaicos instalados sostienen una capacidad total de 4 MW y el parque eólico una de 1,5 MW.

Con respecto a la situación del potencial eólico, el cubrimiento del gráfico de carga entregado por el personal de la Empresa Eléctrica de la Isla de la Juventud muestra que la disponibilidad de este recurso es realmente muy baja, por tanto no se tendrá en cuenta para los estudios de estabilidad que se desean realizar.

Tabla 2. Generación disponible en el SEP de la Isla de la Juventud

Nombre	Fabricante	MVA	MW	cos θ	kV nominales
GP-1	Alemania	4,50	3,6	0,8	6,3
GP-2	Alemania	4,50	3,6	0,8	6,3
GP-3	Alemania	4,50	3,6	0,8	6,3
GP-4	Alemania	4,50	3,6	0,8	6,3
GM-5	Alemania	4,875	3,9	0,8	13,8
GM-6	Alemania	4,875	3,9	0,8	13,8
GM-7	Alemania	4,875	3,9	0,8	13,8
GM-8	Alemania	4,875	3,9	0,8	13,8
MTU-1	Alemania	2,360	2	0,85	0,48
MTU-2	Alemania	2,360	2	0,85	0,48
PFV-1	Cuba	1,000	1	1	13
PFV-1	Cuba	1,000	1	1	13
PFV-1	Cuba	2,000	2	1	13
Eólico	Cuba	1,500	1,5	1	13
Total			39,5		

CAPÍTULO III. ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SEP DE LA ISLA DE LA JUVENTUD

Introducción

En este capítulo se realiza una evaluación de la estabilidad del SEP de la Isla de la Juventud partiendo del comportamiento de la frecuencia ante disímiles situaciones de desconexión en los medios de generación presentes así como por la actuación de los esquemas de automática contra avería (ACA), utilizando para este análisis el software de simulación Power System Explorer (PSX). El estudio comprende tres regímenes de carga: máxima, media y mínima demanda para los años 2017, 2018, 2020 y 2025, ya que se desea comprobar el desempeño de este sistema no solo en el marco actual sino también en etapas futuras donde se pronostica un crecimiento de la carga. En función de los resultados obtenidos se expondrán las principales debilidades que posee el sistema con respecto a su estabilidad de frecuencia.

3.1 Generalidades para el estudio de estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud

Antes de comenzar a evaluar la estabilidad del SEP de la Isla de la Juventud, resulta necesario conocer las características de los equipos que están involucrados en este estudio. Las pruebas que serán realizadas están principalmente relacionadas con los datos nominales que poseen los generadores presentes en este sistema así como con los ajustes de las diferentes protecciones pertenecientes a los esquemas de automática contra avería (ACA). En el anexo 3 se muestran los datos nominales de los generadores que se encuentran instalados en el SEP de la Isla de la Juventud.

El esquema de ACA conformado en este sistema cuenta con protecciones dirigidas a la desconexión de carga y a la desconexión de unidades de generación. Dentro del primer grupo se encuentran las protecciones de subfrecuencia (DAF) y las de derivada de frecuencia (df/dt), mientras que en el segundo están las protecciones de sobrefrecuencia que realizan el disparo de ciertas unidades de generación. Los ajustes que poseen dichas protecciones se pueden observar en las tablas que se ofrecen en el anexo 4.

3.2 Análisis de la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el año 2017

En el anexo 5 se muestra cómo está organizada la operación de los generadores presentes en el SEP de la Isla de la Juventud para los años 2017 y 2018, con el objetivo de satisfacer los regímenes de carga correspondientes a los estados de máxima, media y mínima demanda. Es necesario aclarar que específicamente para media demanda se han establecido dos condiciones relacionadas con la operación de los parques fotovoltaicos o sin ellos.

A continuación, se realizan las pruebas de estabilidad de frecuencia al SEP de la Isla de la Juventud para el año 2017, considerando cada estado de carga mencionado anteriormente. Los estudios correspondientes a los años 2018, 2020 y 2025 se pueden encontrar en los anexos 6, 7 y 8 respectivamente.

3.2.1 Estudio de máxima demanda

La demanda máxima de potencia activa y reactiva del SEP de la Isla de la Juventud es de 15,8 MW y 6,9 MVAR respectivamente, la cual está siendo sostenida por los generadores de combustión interna que se muestran en la tabla 3, conjuntamente con su contribución de potencia activa y reactiva al sistema.

Tabla 3. Potencia activa y reactiva que suministran los generadores asignados al régimen de máxima demanda.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP2	1.5	0.7
GP1	1.5	0.7
GM7	3.2	1.6
GM5	3.2	1.6
GM6	3.2	1.6
GM8	3.2	1.6

La inercia total que aportan estos generadores al SEP para este régimen puede ser calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = \frac{8.1 + 19.929}{28.52} = 0.9828 \text{ seg}$$

Dónde:

S_i : Potencia aparente de cada unidad de generación

H_i : Constante de inercia de cada unidad de generación

S_{tot} : Potencia aparente total

La tabla 4 presenta el total de reserva rodante que posee el sistema si se considera la desconexión de uno de los generadores correspondientes a la tecnología GP o la desconexión de uno de los pertenecientes a la tecnología GM. El cálculo es realizado mediante la ecuación (3.1), utilizando los datos nominales de los generadores presentes en este régimen, junto con la demanda que satisfacen.

$$RR = \sum_i^n (P_{nom_i} - P_{G_i}) \quad (3.1)$$

Dónde:

P_{nom_i} : Potencia nominal de cada generador en operación (MW)

P_{G_i} : Potencia entregada por cada generador en operación (MW)

RR : Reserva rodante (MW)

Tabla 4. Reserva rodante total del sistema según la posibilidad de desconexión de unidades generadoras.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GP2	4.9
GM7	6.3

Las siguientes inecuaciones comparan si la reserva rodante que queda en el sistema luego de la salida de estas dos unidades es suficiente para suplir la demanda que estas se encontraban abasteciendo.

$$RR(4.9 \text{ MW}) > GP2(1.5 \text{ MW})$$

$$RR(6.3 \text{ MW}) > GM7(3.2 \text{ MW})$$

Como se puede apreciar la reserva rodante es suficiente para sobrellevar la salida de estas dos unidades.

Para evaluar el comportamiento de la estabilidad del SEP de la Isla de la Juventud, en este régimen se analizarán dos casos de desconexión, el primero corresponde a la salida del generador GP2 y el segundo a la salida del generador GM7. No tiene sentido la desconexión de los restantes ya que los generadores pertenecientes a cada tipo de tecnología (GP o GM) abastecen la misma demanda y presentan las mismas características constructivas.

3.3.1.1 Desconexión del generador GP2

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 18 muestra la ventana que brinda el mismo para realizar dicho procedimiento.

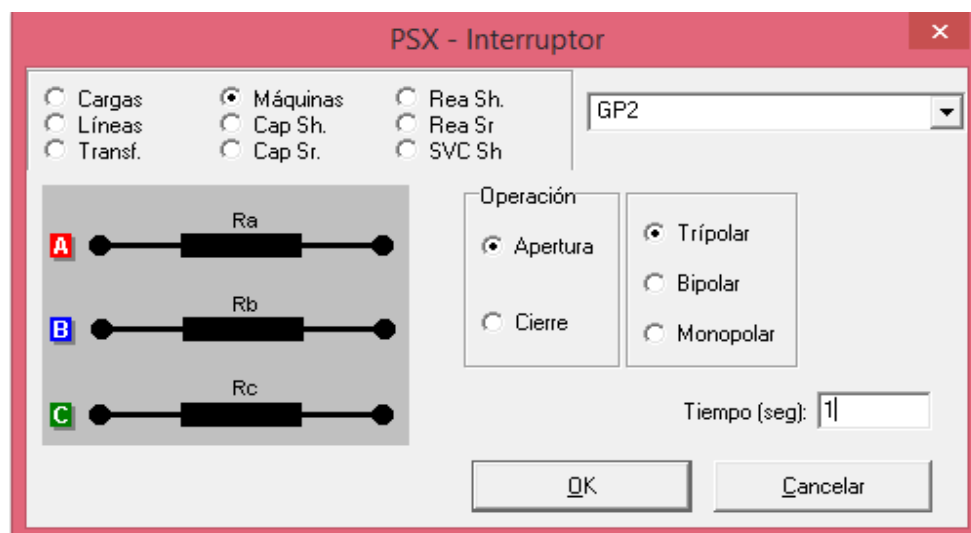


Figura 18. Ventana del software PSX para simular un interruptor.

Al ejecutar la salida de GP2, la simulación ofrece como resultado el comportamiento de las variables: frecuencia, potencia entregada y potencia mecánica de los generadores restantes, las cuales son mostradas en la figuras 19, 20 y 21 respectivamente.

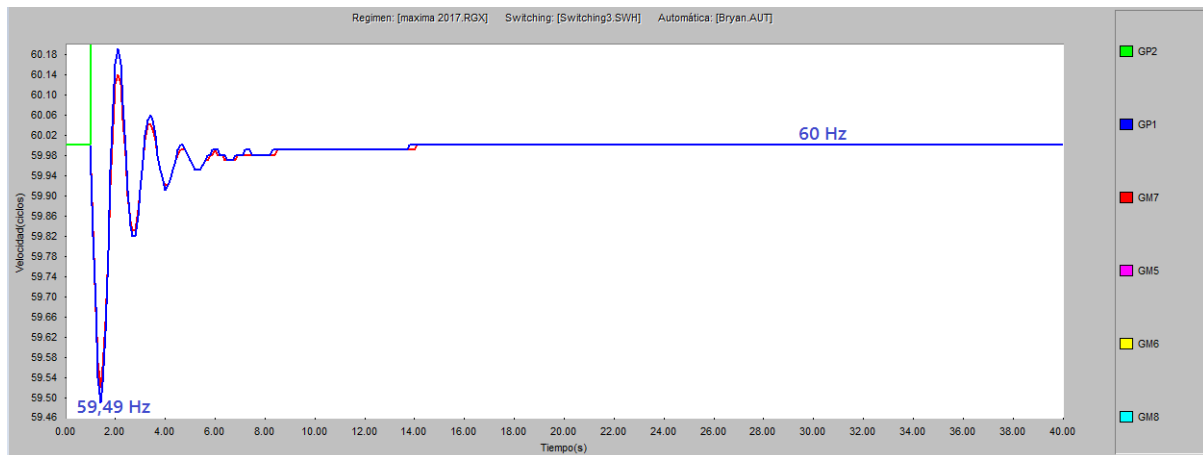


Figura 19. Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GP2.

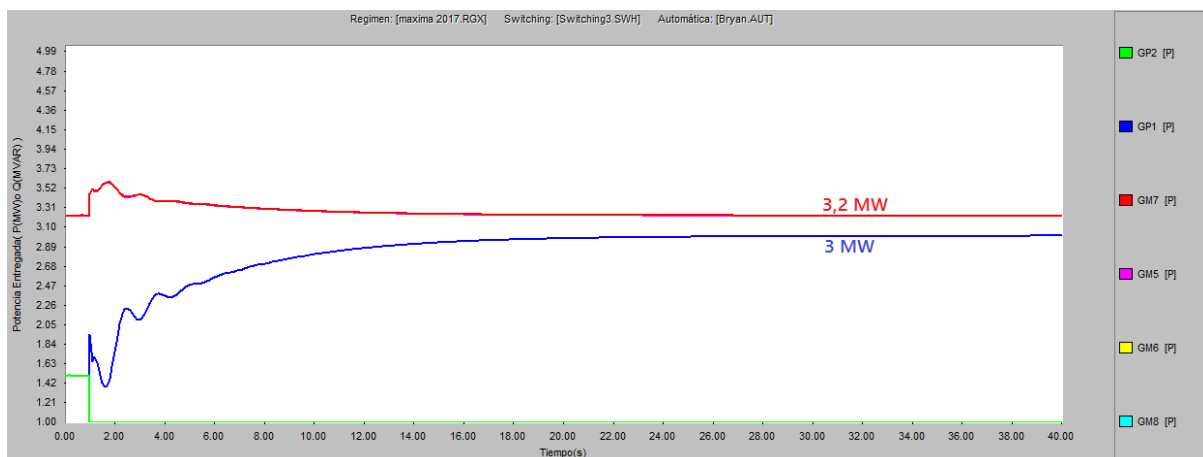


Figura 20. Comportamiento de la potencia de salida de los generadores tras la desconexión de GP2.

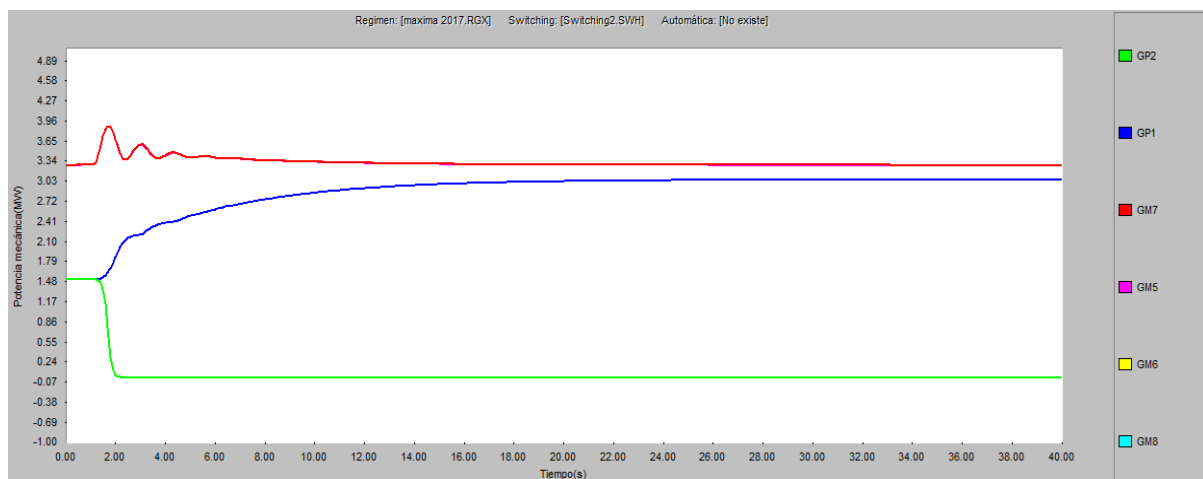


Figura 21. Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GP2.

Como se puede observar, al producirse la desconexión de GP2 la frecuencia cae hasta alcanzar un valor de 59,49 Hz limitada por la respuesta inercial de las máquinas restantes. Rápidamente pasan a actuar los mecanismos de regulación de frecuencia, los cuales mediante un incremento en la consigna de potencia de las unidades involucradas y una

nueva redistribución de la carga logran devolver la frecuencia a su valor inicial de 60 Hz. La tabla 5 muestra cómo queda la repartición de la carga entre cada uno de los generadores, posterior a la salida de GP2.

Tabla 5. Potencia activa y reactiva que suministran los generadores luego de la salida de GP2.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP2	0	0
GP1	3	1.3
GM7	3.2	1.7
GM5	3.2	1.7
GM6	3.2	1.7
GM8	3.2	1.7

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 una falla que involucre la salida de GP1 o alguna de las unidades pertenecientes a la tecnología GM. Las siguientes inecuaciones comparan si los valores de reserva rodante que quedan en el sistema son suficientes para abastecer la demanda que dejarían las desconexiones de GP1 o GM7.

$$RR(2.8MW) < GP1(3MW)$$

$$RR(2.7MW) < GM7(3.2MW)$$

Como se puede apreciar en ninguno de los dos casos la reserva rodante es suficiente para enfrentar la demanda que dejan sin servir estas unidades, por tanto es necesario poner en funcionamiento otro generador con el objetivo de revertir esta situación.

3.3.1.2 Desconexión del generador GM7

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 GM7.

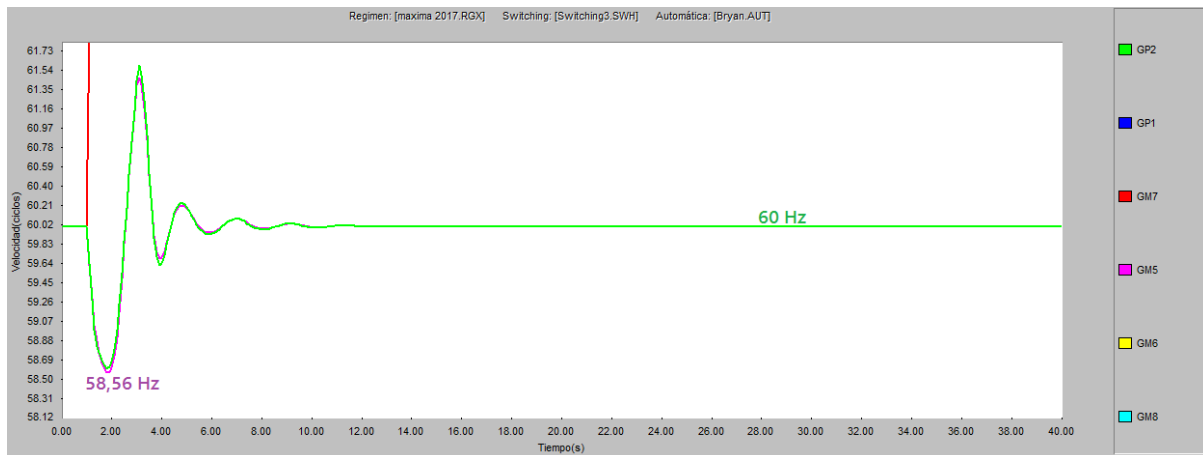


Figura 22. Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM7.

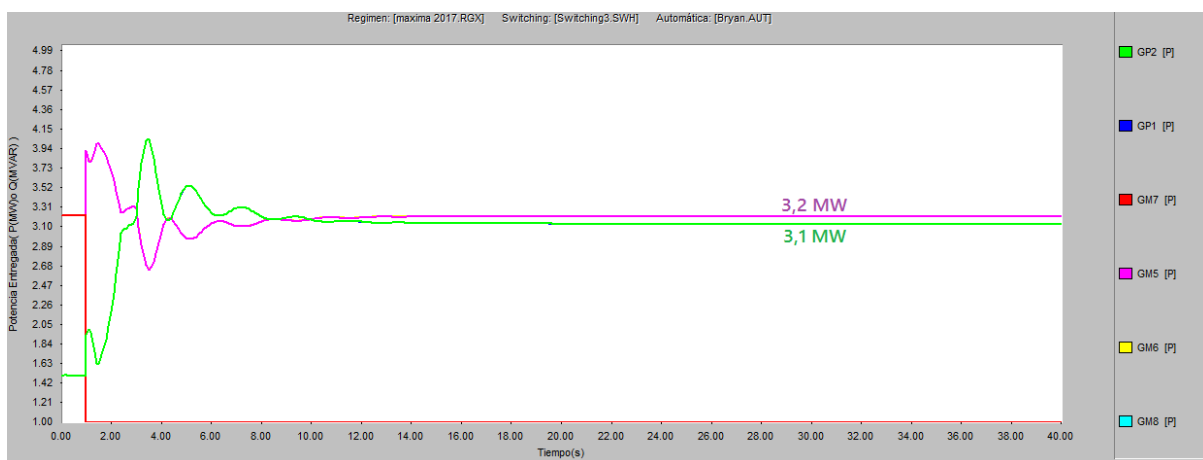


Figura 23. Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM7.

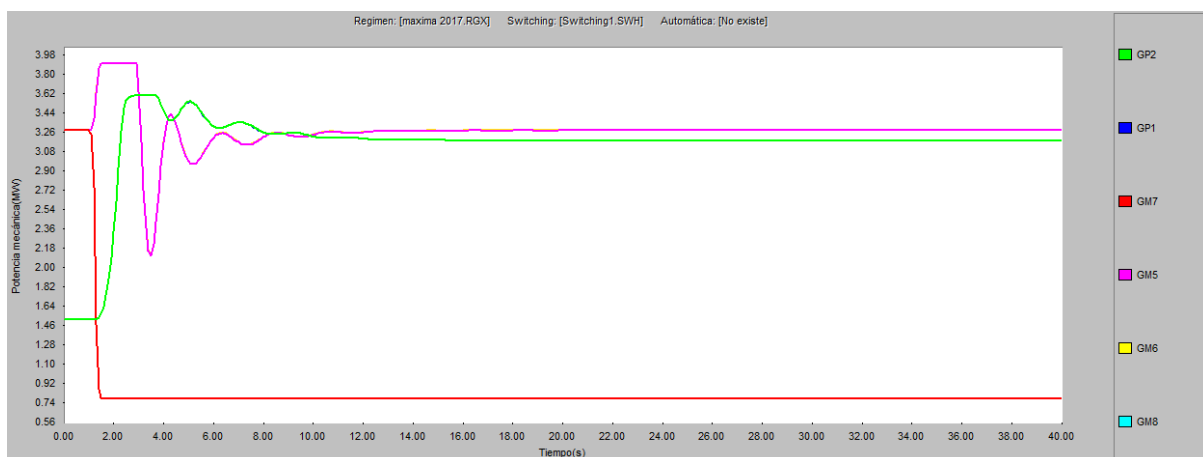


Figura 24. Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM7.

La salida de GM7 provocó que la frecuencia del sistema cayera hasta alcanzar un valor mínimo de 58,56 Hz. Ante esta variación de la frecuencia los reguladores de velocidad comenzaron a incrementar la potencia mecánica de las turbinas con el objetivo de regresar la frecuencia a su valor nominal, no obstante durante este proceso surgieron algunos errores tradicionales en el control, que conllevaron a diferentes cambios en la potencia

mecánica y retrasaron dicho propósito, pero pasado cierto tiempo el sistema logro recuperar su estabilidad a la frecuencia de referencia.

Si se compara con la caída de frecuencia que sostuvo el sistema para el caso anterior correspondiente a la salida de GP2, en esta situación la frecuencia decayó mucho más. La diferencia entre las respuestas inerciales de ambos casos se explica por el hecho de que el generador GM7 posee mayor constante de inercia (H) que el generador GP2, por tanto al salir GM7 fuera de funcionamiento el sistema quedo más debilitado en cuanto a capacidad inercial.

La desconexión de GM7 provocó que entre los generadores restantes se realizara una nueva distribución de la demanda en función de las acciones relacionadas con los procesos de regulación primaria y secundaria. En la tabla 6 se puede apreciar las consignas de generación que adoptan los mismos después de haberse alcanzado el equilibrio del sistema.

Tabla 6. Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de GM7.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP2	3,1	0,7
GP1	3,1	0,7
GM7	0	0
GM5	3,2	2,1
GM6	3,2	2,1
GM8	3,2	2,1

Como muestra la tabla 6, las condiciones de generación han cambiado y por tanto se debe realizar una nueva comprobación de la reserva rodante que posee el sistema en este estado. Las siguientes inecuaciones comparan si la reserva rodante es suficiente como para que el sistema pueda alcanzar el equilibrio en caso de que se produzca una nueva desconexión de generación. Es necesario aclarar que debido a la presencia de generadores de tecnologías diferentes la reserva rodante no será la misma si se produce por ejemplo la desconexión de un generador GP o la de un generador GM, por tanto la reserva debe ser evaluada para estos dos casos.

$$RR(2,6MW) < GP1(3.1 MW)$$

$$RR(2,4MW) < GM5(3.2 MW)$$

La reserva rodante no es suficiente en ninguno de los dos casos, esto hace necesario la conexión de alguna unidad de generación adicional que cubra la reserva de potencia faltante, para asegurar que ante una de estas situaciones el sistema sea capaz de regresar a su condición de equilibrio.

3.2.2 Estudio de media demanda sin conexión de los parques fotovoltaicos

Para este régimen, la demanda de potencia activa y reactiva total que requiere la carga del SEP de la Isla de la Juventud es 10,6 MW y 4,7 MVar respectivamente. La tabla 7 muestra los valores de potencia activa y reactiva que suministran los generadores asignados a este régimen con el objetivo de satisfacer dicha demanda.

Tabla 7. Potencia activa y reactiva que suministran los generadores asignados al régimen de media demanda, sin conexión de los parques fotovoltaicos.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP1	1,5	0,9
GM5	3	1,3
GM6	3	1,3
GM8	3	1,3

En este caso el total de constante de inercia H que acumula el SEP de la Isla de la Juventud equivale a:

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = \frac{(0,9 \times 4,5) + [3 \times (1,021 \times 4,88)]}{4,5 + (3 \times 4,88)} = 0,9925 \text{ seg}$$

La tabla 8 muestra la reserva de potencia con que dispone el sistema en caso de producirse la salida de un generador GP o la de un generador GM.

Tabla 8. Reserva rodante que posee el sistema considerando la salida de unidades de generación.

Unidades desconectadas	Reserva rodante (MW)
GP1	2,7
GM5	3,9

Como se puede apreciar en las siguientes inecuaciones correspondientes a las situaciones descritas en la tabla 8, la reserva de potencia es suficiente para hacer frente a estas dos perturbaciones.

$$RR(2,7 \text{ MW}) > GP1(1,5 \text{ MW})$$

$$RR(3,9 \text{ MW}) > GM5(3 \text{ MW})$$

A continuación, con el objetivo de evaluar la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el régimen en cuestión, se analizan dos casos de desconexión: el primero para la salida de GP1 y el segundo para la salida de GM5.

3.2.2.1 Desconexión de GP1

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 GP1.

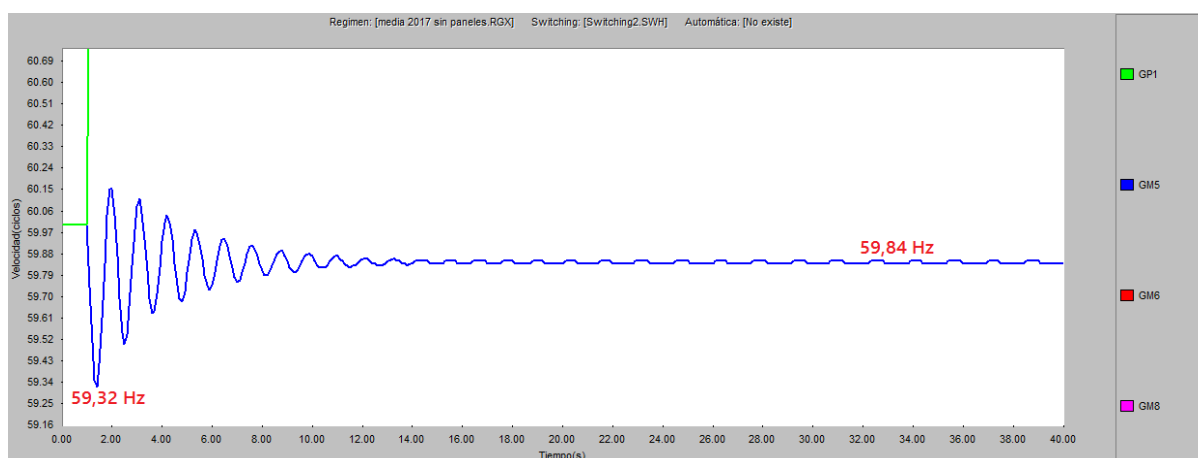


Figura 25. Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GP1

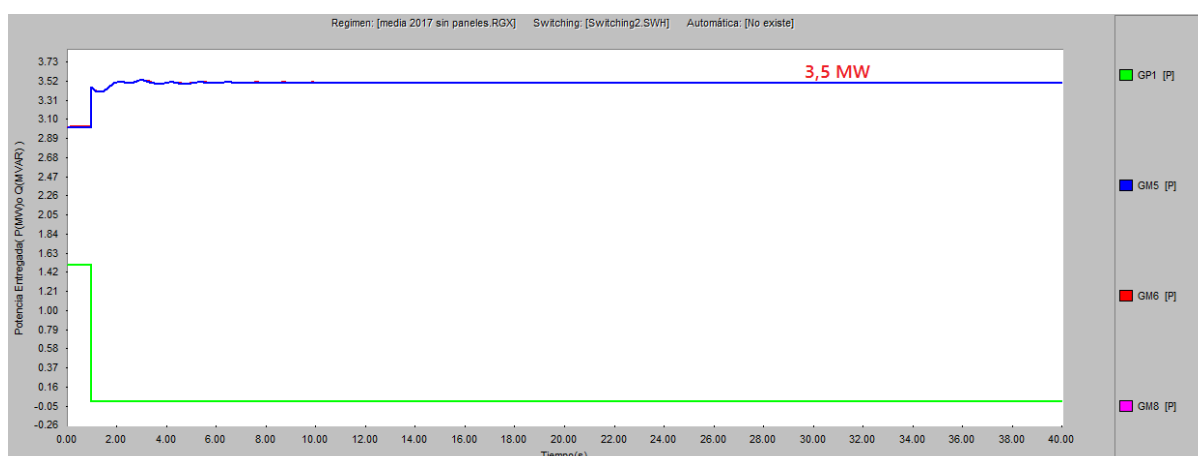


Figura 26. Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GP1

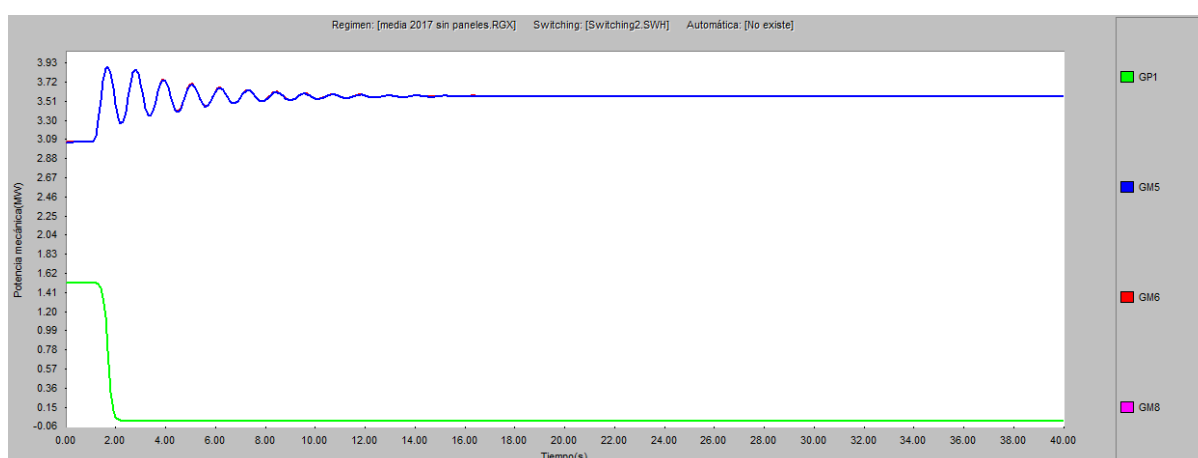


Figura 27. Comportamiento de la potencia mecánica aportada por las turbinas tras la desconexión de GP1

Al desconectarse GP1 la frecuencia toma un valor mínimo de 59,32 Hz, para el cual no es necesaria la activación de la ACA. Los mecanismos de regulación de frecuencia se hacen cargo del balance de potencia activa y devuelven el equilibrio del SEP de la Isla de la Juventud para un valor de frecuencia de 59,84 Hz. Como se puede apreciar aunque la frecuencia alcanzó un valor aceptable, esta no regresa al inicial de 60 Hz. Esto se debe principalmente a las características de los gobernadores que accionan las turbinas de los generadores pertenecientes al grupo GM, los cuales están configurados para permitir cierto error en la frecuencia del sistema.

La tabla 9 muestra cómo queda establecido el suministro de potencia activa y reactiva de los generadores restantes cuando ya se ha alcanzado nuevamente el equilibrio del sistema.

Tabla 9. Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de GP1.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP1	0	0
GM5	3,5	1.6
GM6	3,5	1.6
GM8	3,5	1.6

La salida de GP1 constituye una disminución desfavorable de las capacidades de potencia reservadas para la ocurrencia de una perturbación. La siguiente inequación comprueba si la reserva rodante que posee el sistema en este nuevo estado es suficiente para sobrellevar la posibilidad de que ocurra una nueva perturbación que involucre la salida de uno de los generadores restantes.

$$RR(0,8 \text{ MW}) < GM5(3,5 \text{ MW})$$

Como se puede apreciar la reserva rodante que posee el sistema en este nuevo estado provocado por la salida de GP1, no alcanza para poder recuperar la estabilidad en caso de que se produzca una nueva perturbación que involucre la pérdida de una de las unidades generadoras restantes, por tanto resulta necesario que se realicen las actividades relacionadas con la regulación terciaria para que de esta forma sean restauradas las capacidades de reserva de potencia que fueron utilizadas.

3.2.2.2 Desconexión de GM5

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 GM5.

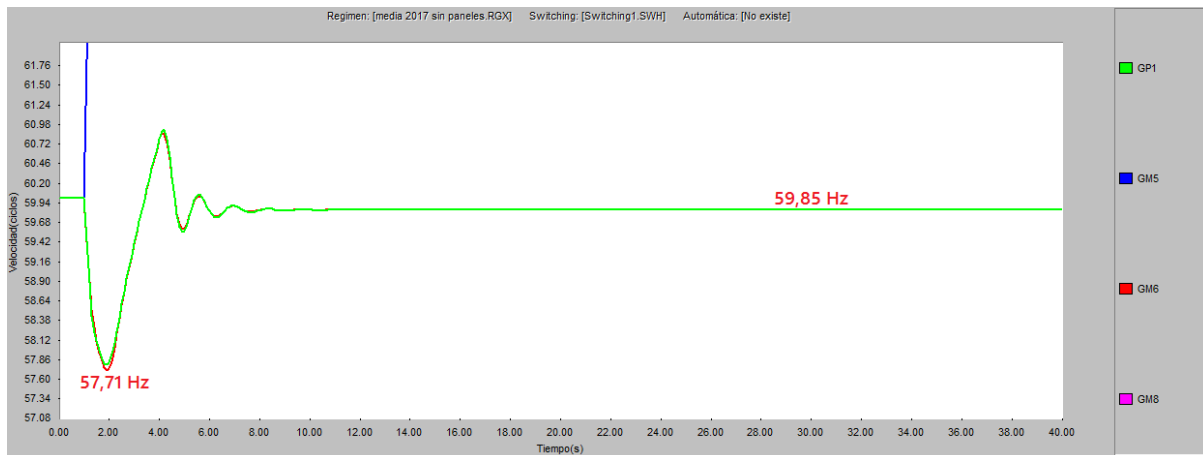


Figura 28. Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5.

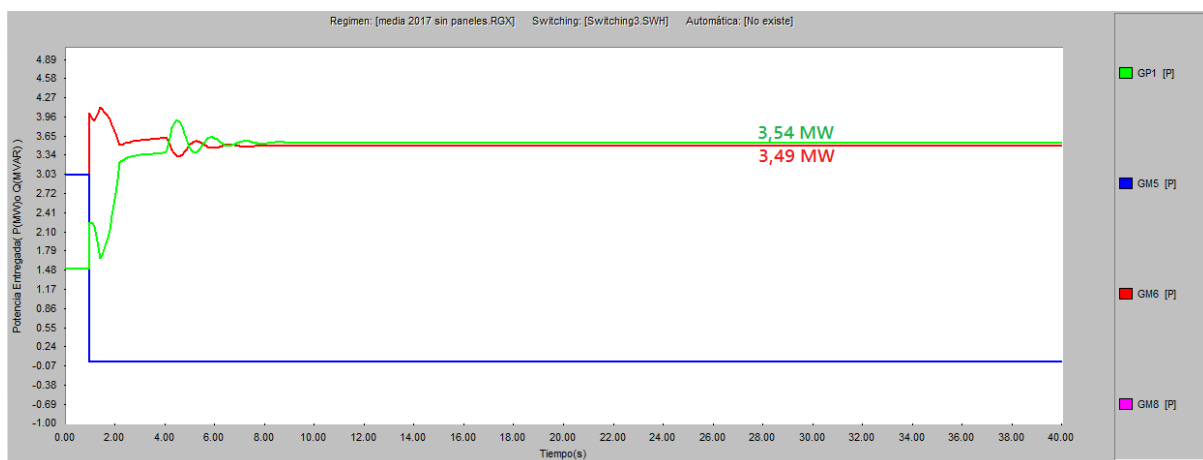


Figura 29. Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM5.

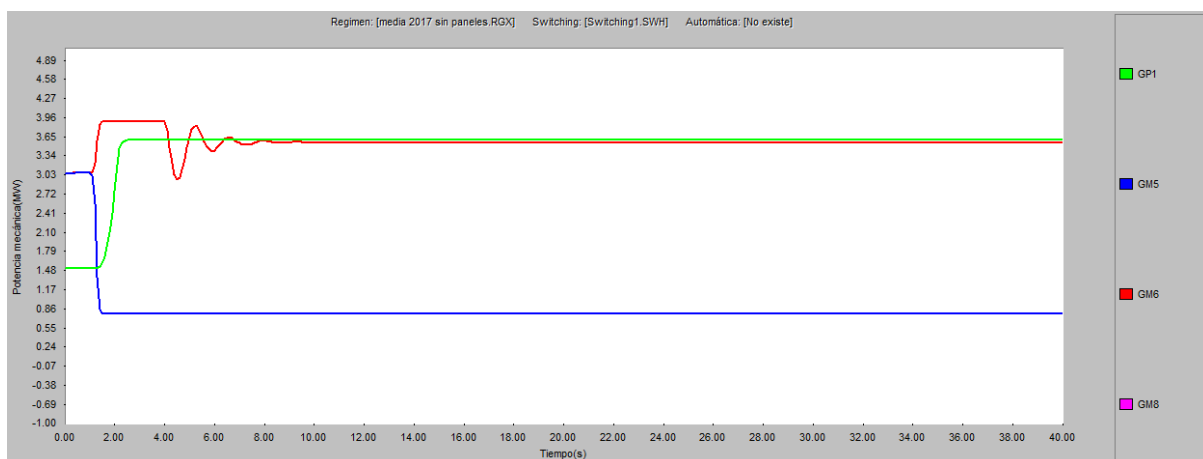


Figura 30. Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM5.

Como se puede apreciar aunque el sistema fue capaz de recuperarse a una frecuencia aceptable tras la salida de GM5, al producirse esta falla la frecuencia alcanzó un valor mínimo de 57,71 Hz, el cual se encuentra por debajo de los ajustes de algunas de las protecciones pertenecientes a la ACA. Teniendo en cuenta este aspecto, resulta necesario

volver a realizar otra simulación de la salida de GM5, ahora en presencia del funcionamiento de la ACA con el objetivo de evaluar lo que sucede en esta situación. La figura 31 muestra el comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5 considerando la operación de la ACA.

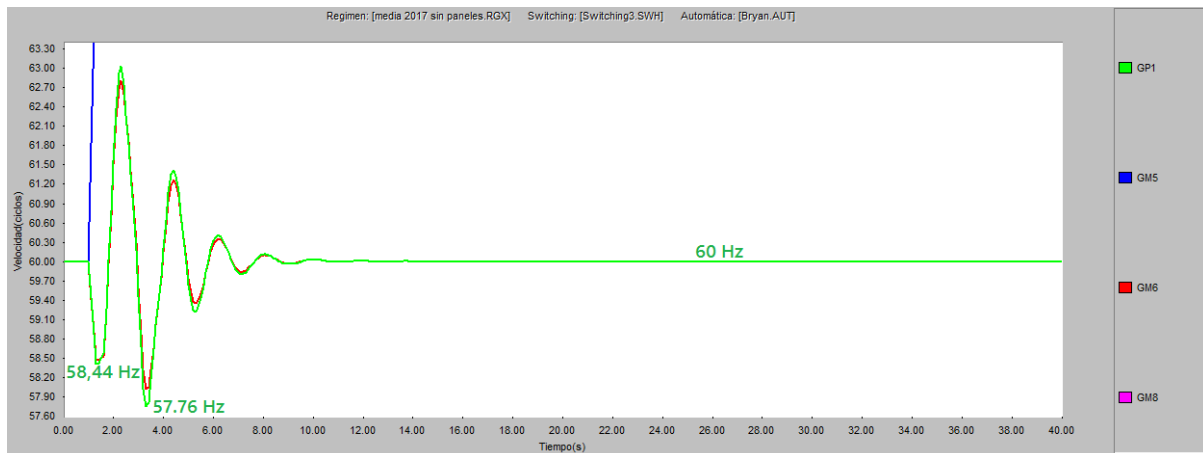


Figura 31. Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5 considerando la operación de la ACA.

Al simularse nuevamente la desconexión de GM5, se puede observar como la frecuencia describió una caída menor en comparación con la realizada anteriormente sin considerar la actuación de las protecciones pertenecientes a la ACA. Esta diferencia se debe a que el disparo de tales protecciones provocó una desconexión total de 4,34 MW de carga, la cual contribuyó a que la potencia eléctrica demandada disminuyera y los reguladores de velocidad en consecuencia pudieran frenar más rápidamente la caída de la frecuencia, igualando la potencia mecánica entregada por la turbinas con la potencia eléctrica a una frecuencia mayor por cerca de 0,7 Hz. En este caso la ACA también consiguió que la frecuencia regresara a su valor nominal.

En la figura 32 se puede observar el comportamiento de la potencia que entregan los generadores restantes cuando consideramos la actuación de la ACA.

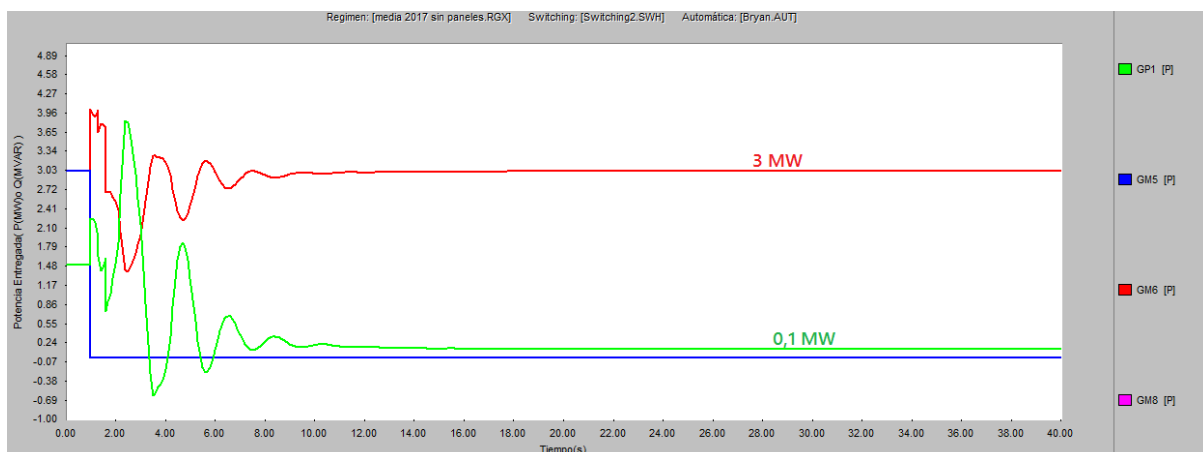


Figura 32. Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM5, considerando la presencia de ACA.

Primeramente la potencia de salida de los generadores se incrementa debido al déficit de generación que provocó la salida de GM5, no obstante pasado un pequeño intervalo de

tiempo se produjo una disminución de la misma debido a la desconexión de carga que provocó la ACA. A partir de este último evento los reguladores de velocidad modificaron la potencia de salida de los generadores en función de la carga restante y el resultado final fue que la repartición de carga se hizo entre los generadores del grupo GM, mientras que el generador GP1 se desconectó debido a que la potencia que quedó entregando es inferior ($0,1 < 1,5$ MW) al valor mínimo de 1,5 MW que este puede suministrar.

En la tabla 10 se puede observar los valores de potencia activa y reactiva que adoptan los generadores restantes cuando ya han encontrado un nuevo estado de equilibrio debido a la desconexión de GM5 y la desconexión de carga por parte de la ACA.

Tabla 10. Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de GM5 y la actuación de la ACA.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP1	Desconexión	
GM5	0	0
GM6	3	1,2
GM8	3	1,2

En resumen, la ACA consiguió devolver la estabilidad del sistema a su frecuencia nominal e incluso mejoró su respuesta inercial, sin embargo estos dos efectos resultaron al costo de la interrupción del suministro eléctrico a un grupo de usuarios y la desconexión de otro generador (GP1). Por tanto al comparar este comportamiento y estos resultados con los obtenidos sin la aplicación de ACA, el más favorable de ambos se puede concluir que es cuando no se considera esta protección, no obstante la ACA realmente siempre se encuentra protegiendo al sistema. Para estos casos es necesario evaluar a profundidad los ajustes de la ACA, aspecto que sale del marco de este trabajo.

Según estas nuevas capacidades de generación (Ver tabla 10), la siguiente inecuación evalúa si la reserva rodante es suficiente para que el sistema pueda soportar la posibilidad de que se produzca la desconexión de alguna de las unidades restantes del grupo GM.

$$RR(0,9 \text{ MW}) < GM6(3 \text{ MW})$$

Con un valor de 0,9 MW de reserva rodante no alcanza para que el sistema pueda enfrentar una nueva desconexión de generación, por tanto se debe asignar la conexión de otro generador que contribuya a devolver la estabilidad del sistema en caso de producirse otra perturbación.

3.2.3 Estudio de media demanda con operación de los parques fotovoltaicos

Ahora se analiza el régimen de media demanda cuando una parte de esta es apoyada por la operación de los parques fotovoltaicos presentes en el SEP de la Isla de la Juventud: PVG1, PVG2 y PVG. En la tabla 11 aparecen los valores de potencia de salida tanto activa como reactiva de los generadores involucrados con este régimen.

Tabla 11. Potencia activa y reactiva que entregan los generadores que abastecen el régimen de media demanda con operación de los parques fotovoltaicos.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	2,2	1,6
GM6	2,2	1,6
GM8	2,2	1,6
PVG1	1	0
PVG2	1	0
PVG	2	0

El siguiente valor corresponde a la constante de inercia total que posee el SEP de la Isla de la Juventud para el régimen en cuestión:

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = 0,8019 \text{ seg}$$

Esta magnitud de la constante de inercia (H) total, comparada con las obtenidas anteriormente considerando la operación de todos los generadores que abastecen los regímenes hasta ahora estudiados, constituye la más pequeña. La diferencia en este caso se atribuye a que la generación solar fotovoltaica no contribuye con inercia al sistema.

La tabla 12 muestra la reserva rodante que posee el sistema si se considera la posibilidad de que ocurran ciertas desconexiones de generación.

Tabla 12. Reserva rodante que posee el sistema considerando la salida de unidades de generación.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GM5	3,4
PVG	5,1
PVG1 y PVG2	5,1
PVG1, PVG2 y PVG	5,1

Como se puede apreciar la reserva rodante solo varía cuando la desconexión involucra los generadores del grupo GM, ya que estos son los únicos que pueden incrementar su potencia en función de la ocurrencia de un desbalance entre generación y demanda. Por tanto esta es una de las fallas más críticas que se pudieran producir en este régimen, dado que la pérdida de uno de estos generadores conduciría a una disminución importante de la reserva rodante y la inercia que posee el sistema. Las siguientes inecuaciones comprueban si los valores de reserva rodante que se muestran en la tabla pueden cubrir la demanda que dejan sin suministrar las desconexiones de generación correspondientes a esos valores. En

este aspecto es necesario aclarar que en el caso de las desconexiones de los parques fotovoltaicos solo se representa la inecuación vinculada a la salida de todos ellos, ya que esta constituye la condición más crítica que se pudiera presentar en cuanto a problemas con su disponibilidad.

$$RR(3,4 \text{ MW}) > GM5(2,2 \text{ MW})$$

$$RR(5,1 \text{ MW}) > PVG1, PVG2 \text{ y } PVG(4 \text{ MW})$$

La reserva rodante en ambos casos es suficiente para que el sistema pueda recuperarse en caso de que sucedan algunas de estas situaciones.

A continuación se realizan las pruebas de estabilidad relacionadas con las siguientes desconexiones de generación:

- 1) Desconexión de GM5
- 2) Desconexión de PVG1
- 3) Desconexión de PVG

3.2.3.1 Desconexión de GM5

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 GM5.

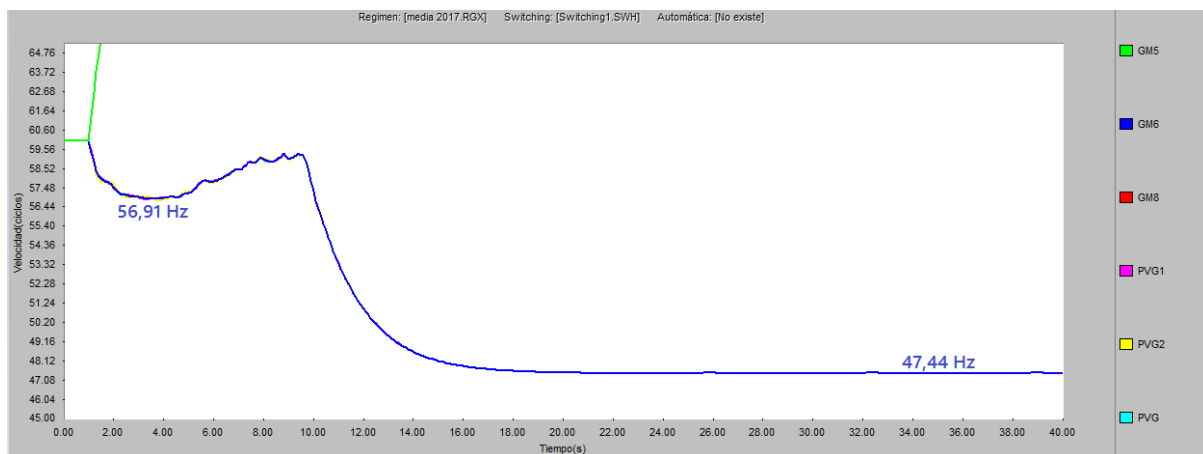


Figura 33. Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5.

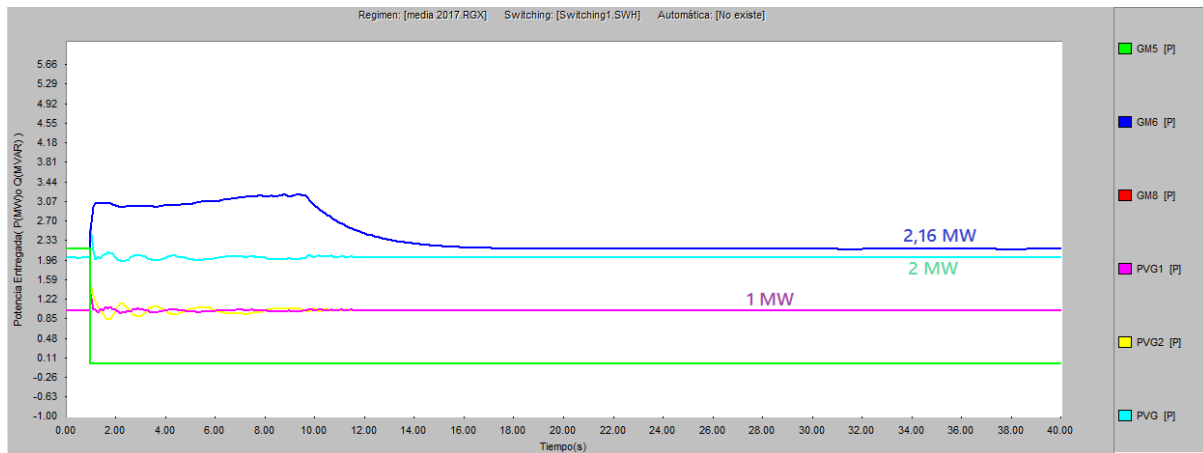


Figura 34. Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM5.

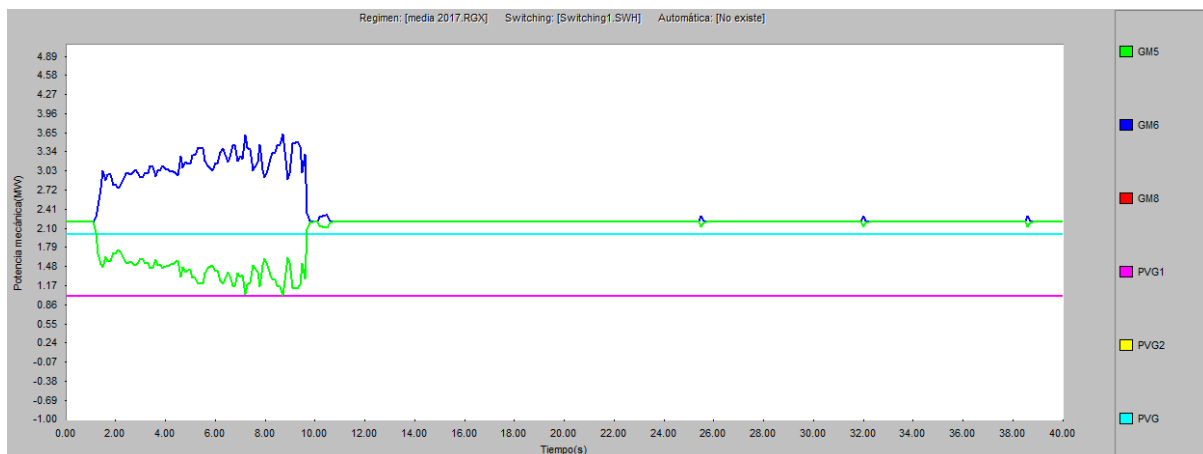


Figura 35. Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM5.

Cuando se produce la desconexión de GM5 la frecuencia del sistema cae hasta alcanzar valores que se consideran inadmisibles para la operación de los motores primarios y superan los ajustes de disparo de las protecciones pertenecientes a la ACA. 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 en consecuencia el sistema colapso.

Este escenario parece un poco contradictorio ya que anteriormente se había comprobado que la reserva rodante podía compensar esta perturbación y sin embargo sucedió todo lo contrario. El giro de nuestra predicción tiene fundamento en la poca inercia que alcanzó el sistema al efectuarse la salida de GM5, lo cual como somos testigos, contrajo que la respuesta inercial del mismo empeorara.

Ante estos resultados es necesario comprobar, si implementando la operación de la ACA, el sistema puede desempeñarse adecuadamente frente al disturbio en cuestión. La figura 36 muestra el comportamiento que describe la frecuencia cuando se considera el funcionamiento de la ACA.

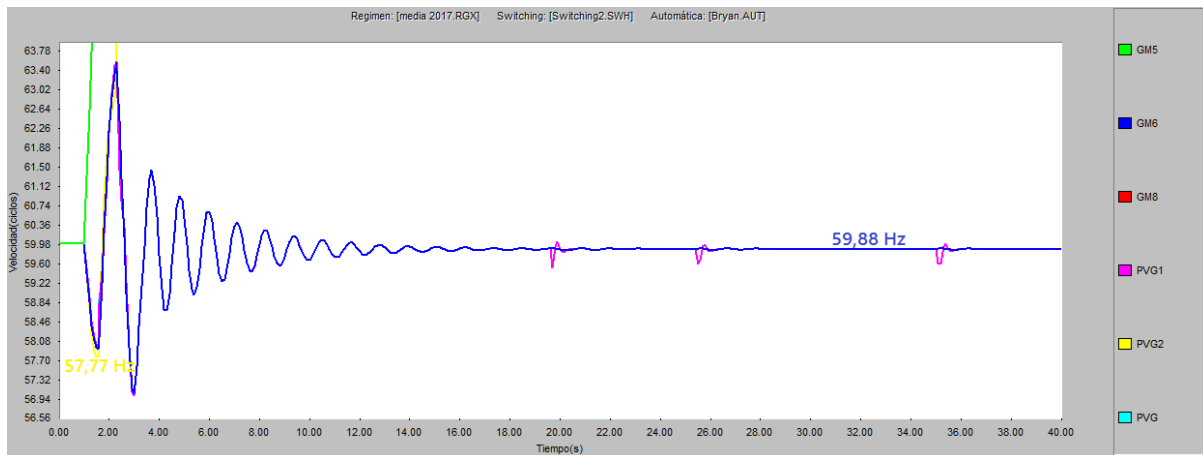


Figura 36. Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5 considerando la operación de la ACA.

Como se puede apreciar las protecciones pertenecientes a la ACA mediante la desconexión de 4,4 MW de carga y el disparo de los parques fotovoltaicos PVG2 y PVG pudieron revertir la situación anterior y en consecuencia el sistema se estabilizó a una frecuencia aceptable de 59,88 Hz.

La tabla 13 muestra los valores de potencia activa y reactiva que quedaron suministrando los generadores restantes luego de haberse recuperado el sistema debido a la operación de la ACA.

Tabla 13. Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de GM5.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	Desconexión	
GM6	2,6	1,5
GM8	2,6	1,5
PVG1	1	0
PVG2	Desconexión	
PVG	Desconexión	

Las siguientes inecuaciones evalúan si la reserva rodante que quedó en el sistema es suficiente para que este pueda enfrentar la salida de uno de los generadores restantes del grupo GM y problemas de disponibilidad o de desconexión relacionados con el parque fotovoltaico PVG1.

$$RR(1,3 \text{ MW}) < GM6(2,6 \text{ MW})$$

$$RR(2,6 \text{ MW}) > PVG1(1 \text{ MW})$$

En caso de producirse la salida de uno de los generadores restantes del grupo GM la reserva rodante del sistema no sería suficiente para recuperar su estabilidad, por tanto se

hace necesario llevar a cabo los procedimientos relacionados con la regulación terciaria para que de esta forma se garantice la seguridad del sistema.

Por otro lado problemas relacionados con la disponibilidad o la desconexión del parque fotovoltaico PVG1, podrían ser sobrellevados por el sistema ya que en este caso si cuenta con reserva rodante suficiente.

3.2.3.2 Desconexión de PVG1

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 PVG1.

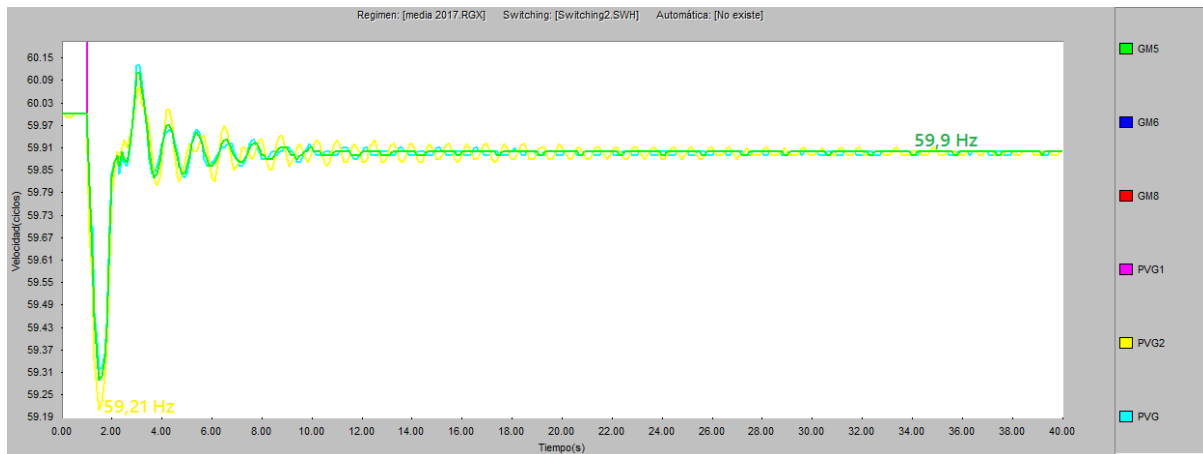


Figura 37. Comportamiento de la frecuencia ante la salida de PVG1.

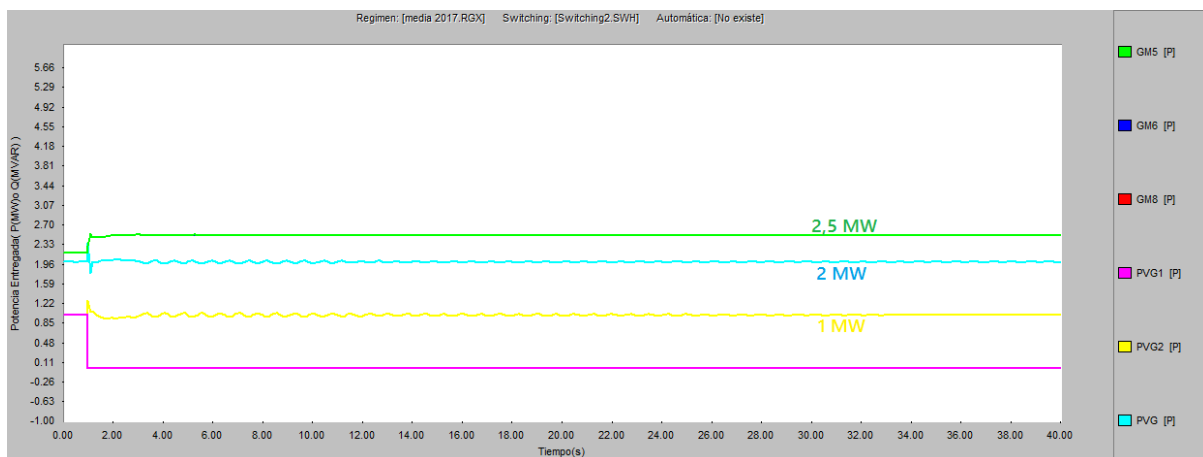


Figura 38. Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de PVG1.

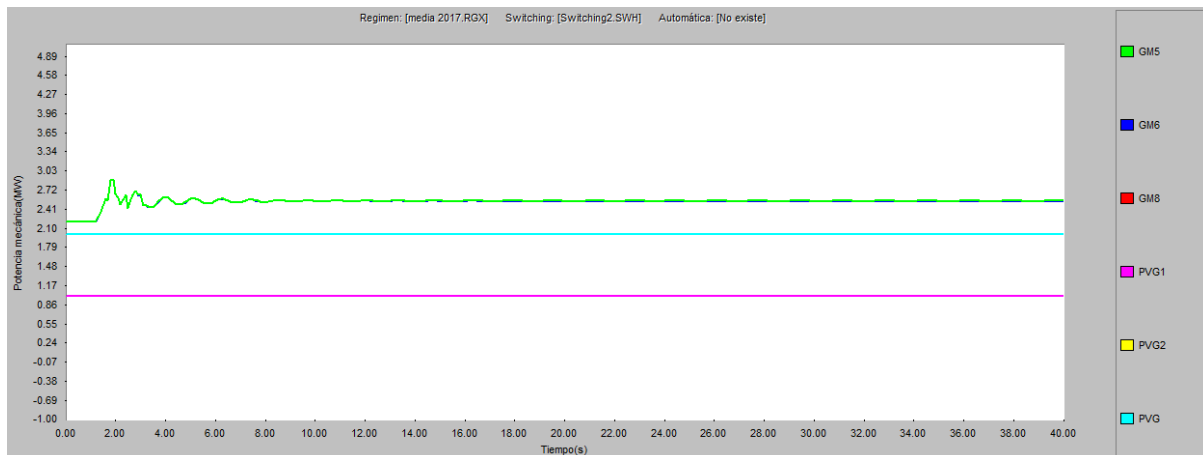


Figura 39. Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de PVG1.

La salida del parque fotovoltaico PVG1, 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 59,9 Hz. La figura 38 muestra como los generadores del grupo GM son los únicos que participan en la regulación de frecuencia a partir del aumento de su potencia de salida, mientras que los parques fotovoltaicos no realizan ninguna acción ya que no presentan reservas de potencia para apoyar esta actividad.

La tabla 14 muestra cómo queda organizado el reparto de carga entre los generadores restantes después de haber terminado el proceso de regulación de frecuencia.

Tabla 14. Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de PVG1.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVA _r)
GM5	2,5	1,6
GM6	2,5	1,6
GM8	2,5	1,6
PVG1	0	0
PVG2	1	0
PVG	2	0

Ahora, producto de la salida de PVG1 se ha establecido un nuevo estado de operación del SEP de la Isla de la Juventud, para el cual se debe comprobar si las reservas de potencia alcanzan para que el sistema pueda sobrellevar otra perturbación. Las siguientes inecuaciones evalúan si para diferentes situaciones de desconexión de los generadores restantes el sistema posee la reserva rodante suficiente para recuperar su estabilidad. En el caso de la comprobación de las capacidades de reserva para la desconexión de los parques fotovoltaicos, se ha presentado el caso más crítico correspondiente a la salida de los

parques restantes, ya que si el sistema puede sobrellevar esta perturbación también lo hará si ocurre una desconexión individual de estos.

$$RR(4,2 \text{ MW}) > PVG2 + PVG(3 \text{ MW})$$

$$RR(2,8 \text{ MW}) > GM6(2,5 \text{ MW})$$

En ambas situaciones se demuestra que el sistema presenta reserva rodante suficiente para hacer frente a las desconexiones de generación presentadas. Sin embargo en el caso de la desconexión de un generador del grupo GM ya sabemos que el comportamiento sería diferente debido a la cantidad de inercia que se pierde.

3.2.3.3 Desconexión de PVG

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 PVG.

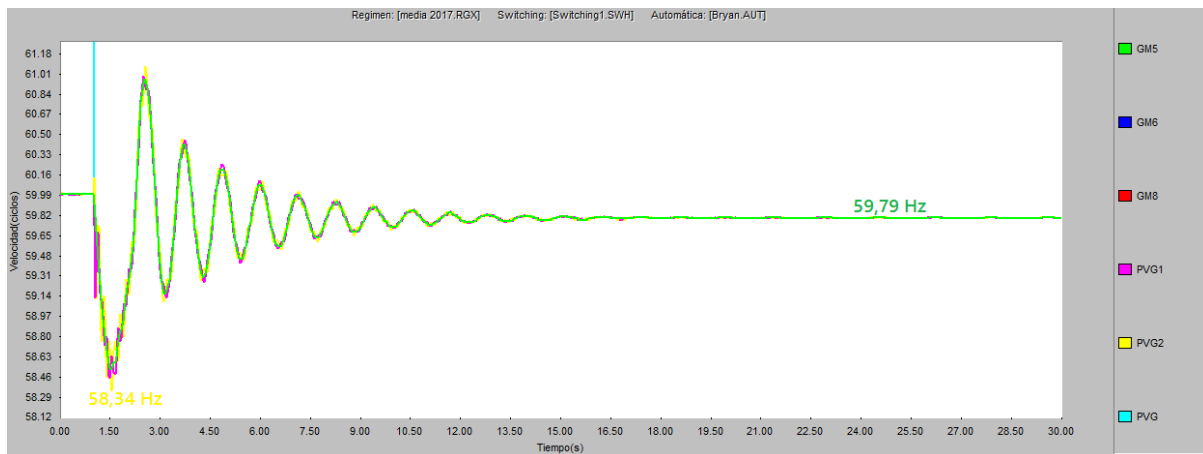


Figura 40. Comportamiento de la frecuencia ante la salida de PVG.

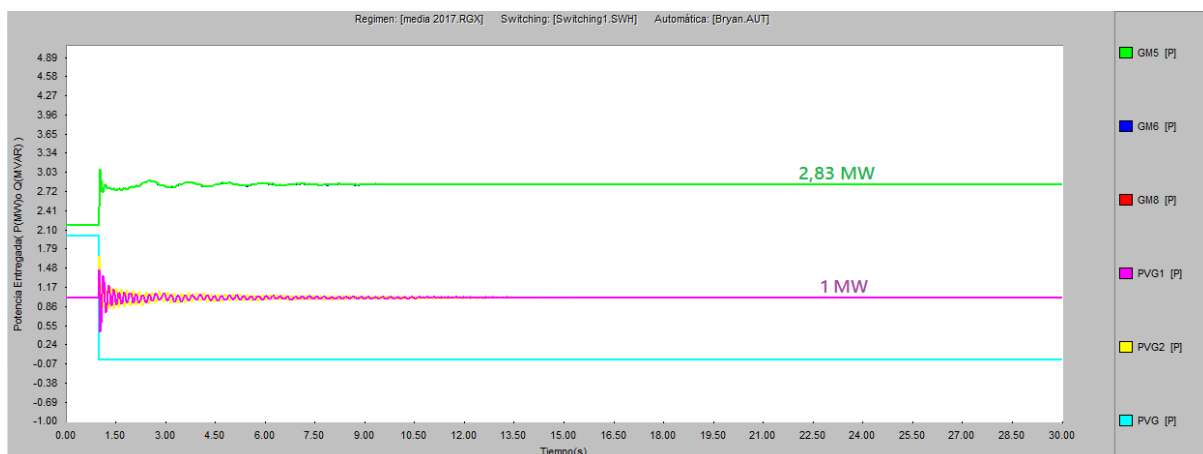


Figura 41. Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de PVG.

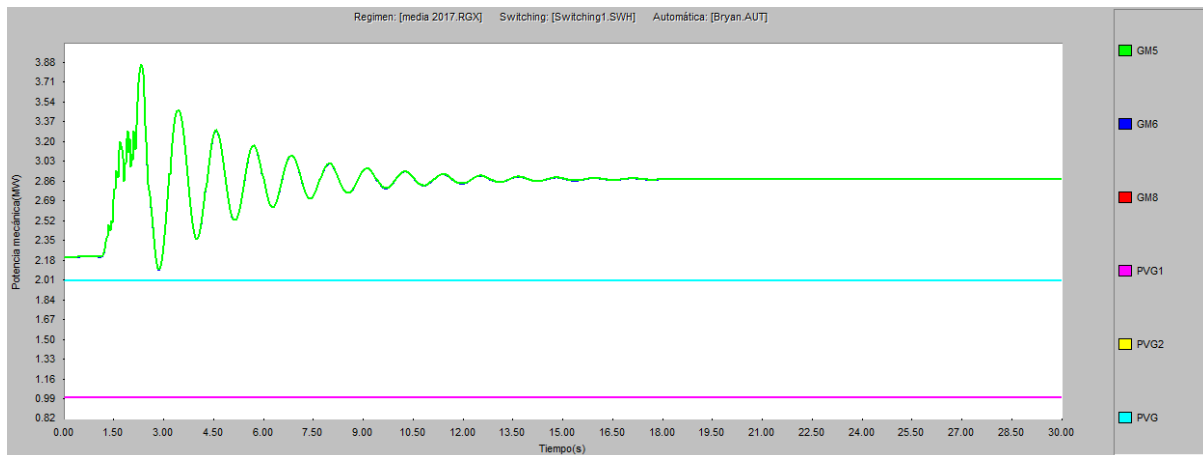


Figura 42. Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de PVG.

La desconexión de PVG provocó que la frecuencia alcanzara un valor mínimo de 58,34 Hz, para el cual debieron haber actuado las protecciones pertenecientes a la ACA, sin embargo esto no sucedió debido a que la rapidez con que intervinieron los mecanismos de regulación no dio tiempo a que dispararan dichas protecciones y en consecuencia estos terminaron recuperando la estabilidad del sistema para una frecuencia aceptable de 59,79 Hz.

La tabla 15 muestra cómo queda la distribución de la carga entre los generadores restantes después de haber concluido los procesos de regulación de frecuencia.

Tabla 15. Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de PVG.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	2,8	1,6
GM6	2,8	1,6
GM8	2,8	1,6
PVG1	1	0
PVG2	1	0
PVG	0	0

Según estas nuevas capacidades de potencia hay que volver a comprobar si las reservas que posee el sistema son suficientes para que este pueda enfrentar la salida de alguno de los generadores restantes. Las siguientes ecuaciones evalúan lo anterior teniendo en cuenta la desconexión de uno de los generadores GM o el surgimiento de problemas relacionados con la disponibilidad y la desconexión de los dos parques fotovoltaicos que quedan.

$$RR(3,3 \text{ MW}) > PVG1 + PVG2(2 \text{ MW})$$

$$RR(2,2 \text{ MW}) < GM6(2,8 \text{ MW})$$

Como se puede apreciar, el sistema en cuanto a reserva sería capaz de enfrentar la salida de los dos parques fotovoltaicos restantes, sin embargo no sucedería lo mismo con la desconexión de uno de los generadores del grupo GM. Por tanto, con respecto a este último caso se debe conectar otra unidad que apoye al sistema con el objetivo de garantizar su seguridad.

3.2.4 Estudio de mínima demanda

El consumo de potencia activa y reactiva correspondiente a la carga del SEP de la Isla de la Juventud para el régimen de mínima es de 5 MW y 2,3 MVar respectivamente. La tabla 16 muestra cómo se encuentra distribuida la demanda entre los generadores asignados para satisfacer este estado de carga.

Tabla 16. Potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados para el régimen de mínima demanda.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM7	1,5	0,8
GM5	2	0,7
GM6	1,5	0,8

El valor de la constante de inercia H que posee el SEP de la Isla de la Juventud para este régimen es:

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = 1,021 \text{ seg}$$

La tabla 17 muestra la reserva de potencia que acumula el sistema, con el objetivo de sobrellevar alguna perturbación que involucre la pérdida de las unidades generadoras que están abasteciendo este régimen.

Tabla 17. Reserva rodante con la que dispone el sistema según la desconexión de unidades de generación.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GM5	4,8
GM6	4,3

Las siguientes inecuaciones reflejan que la reserva rodante es suficiente para afrontar las posibles desconexiones de las unidades que se muestran en la tabla 17.

$$RR(4,8 \text{ MW}) > GM(2 \text{ MW})$$

$$RR(4,3 \text{ MW}) > GM(1,5 \text{ MW})$$

Como para este régimen los generadores GM solamente difieren en su potencia de salida, se realizara una prueba de estabilidad al SEP de la Isla de la Juventud correspondiente a la salida del generador GM5, el cual se encarga de la mayor parte de la carga. Esto se hace

así considerando que si no produce ninguna situación anormal para la desconexión de GM5 tampoco sucederá para la salida de GM7 o GM6.

3.2.4.1 Desconexión de GM5

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 GM5.

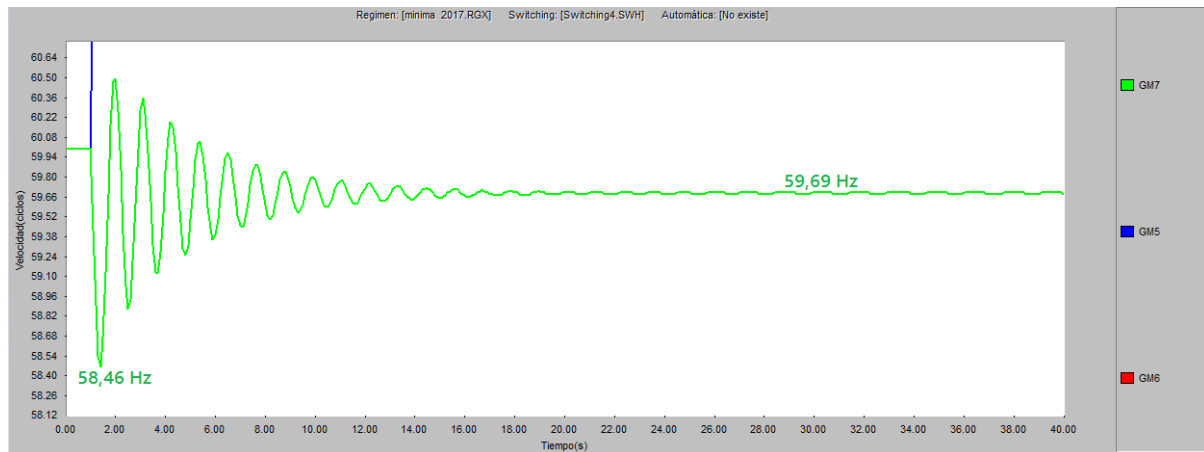


Figura 43. Comportamiento de la frecuencia tras la salida de GM5.

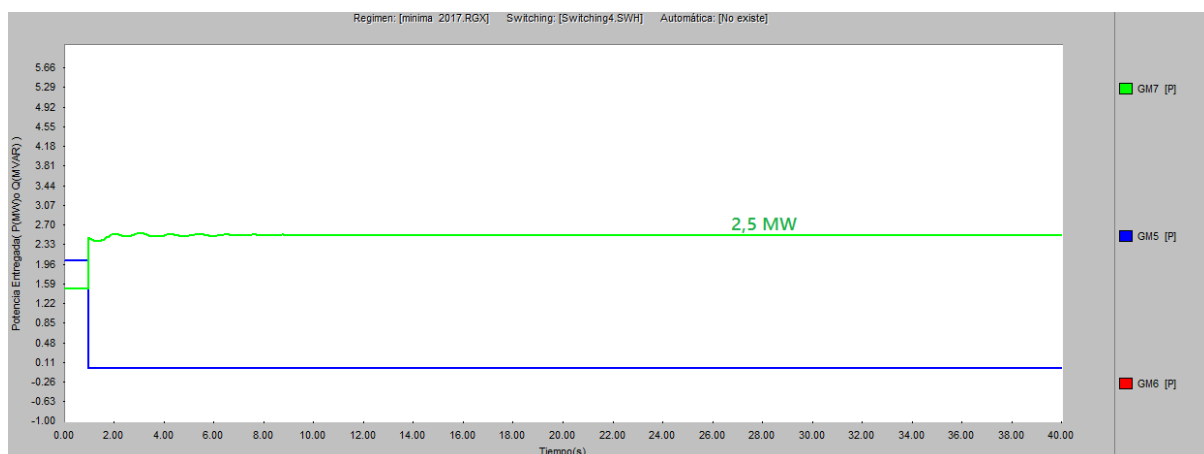


Figura 44. Comportamiento de la potencia de salida de los generadores tras la salida de GM5.

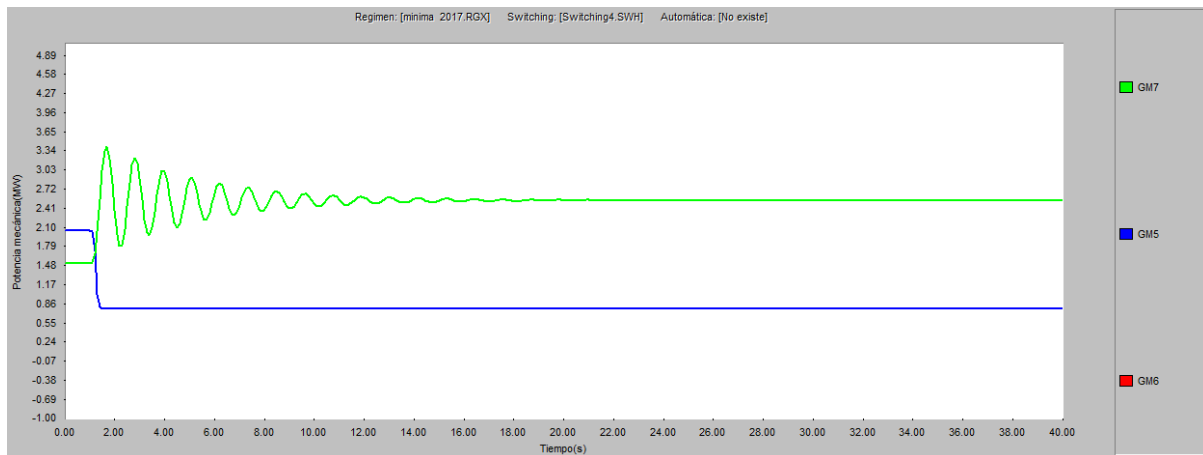


Figura 45. Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM5.

La desconexión de GM5 provocó que la frecuencia disminuyera hasta alcanzar un valor mínimo de 58,46 Hz, el cual podría haber activado la ACA, sin embargo aunque en esta simulación no se consideró el apoyo de esta protección, podemos apreciar como los mecanismos de regulación pueden estabilizar la frecuencia a un valor de 59,69 Hz.

La figura 46 muestra como es el comportamiento de la frecuencia ahora con el apoyo de la ACA.

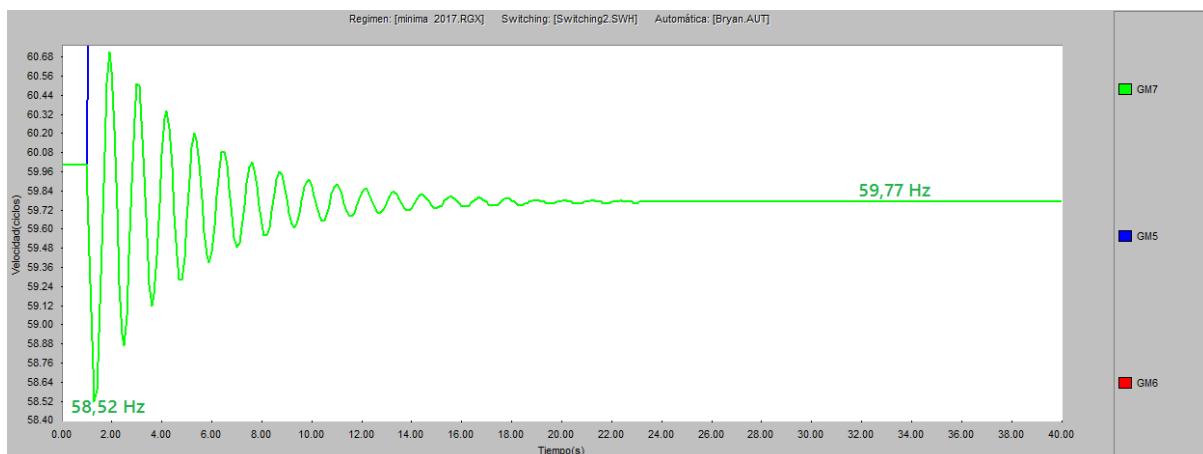


Figura 46. Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5 considerando la operación de la ACA.

La ACA mediante la desconexión de 0,54 MW de carga pudo disminuir la caída de la frecuencia y además contribuyó a que los mecanismos de regulación pudieran regresar la estabilidad del sistema a una frecuencia aceptable de 59,77 Hz. Estos resultados nos llevan a concluir que el apoyo de la ACA mejoró la respuesta del sistema con respecto a la simulación anterior cuando no consideramos su operación.

La tabla 18 muestra cómo queda el reparto de carga entre los generadores GM7 y GM6 después de terminado el proceso de regulación de frecuencia que fue apoyado por la ACA.

Tabla 18. Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GM5.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM7	2,2	1,2
GM5	0	0
GM6	2,2	1,2

Teniendo en cuenta esta nueva distribución de la carga, la siguiente inecuación comprueba si el sistema posee la reserva rodante suficiente para enfrentar la desconexión de alguna de las unidades restantes:

$$RR(1,7 \text{ MW}) < GM7(2,2 \text{ MW})$$

Como se puede apreciar la reserva rodante no cumple con la cantidad necesaria para regresar la estabilidad al sistema en caso de producirse la desconexión de uno de los generadores restantes, por tanto se debe implementar la conexión de alguna otra unidad para garantizar su seguridad.

CONCLUSIONES

La realización de este trabajo permite arribar a las siguientes conclusiones:

1. La variabilidad de las fuentes renovables de energía y la baja inercia de las unidades en los SEP aislados y pequeños, influyen de manera determinante en los problemas asociados a la estabilidad de frecuencia, este es uno de los aspectos a tener en cuenta en los estudios a realizar para determinar la capacidad máxima de generación distribuida a instalar en un sistema eléctrico de este tipo.
2. Se actualizó la modelación del SEP de la Isla de la Juventud, se hizo énfasis en los datos de las unidades generadoras, los reguladores de voltaje y los gobernadores de velocidad como aspectos esenciales en los estudios de estabilidad de frecuencia. Esta actualización abarcó además una proyección de la demanda para los años 2018, 2020 y 2025.

En cuanto al análisis de la estabilidad de frecuencia realizado al SEP de la Isla de la Juventud:

3. En este sistema eléctrico la salida de los generadores de la tecnología MAN modernos provoca las mayores caídas de frecuencia, dado que son los generadores de mayor potencia y de mayor valor de constante de inercia.
4. El comportamiento de la frecuencia en este SEP es más crítico cuando la demanda es mínima, ya que la demanda es cubierta por un menor número de generadores y en consecuencia la inercia disponible en el SEP es menor provocando un mayor decaimiento de la frecuencia y a una mayor velocidad.
5. La desconexión de los parques fotovoltaicos en el régimen de media demanda no produce problemas alarmantes en la estabilidad del sistema, sin embargo es necesario prestar especial atención a la generación convencional disponible, pues dado que la presencia de los parques fotovoltaicos no contribuye con la inercia ni participa en la reserva rodante del sistema, para un mismo valor de pérdida de generación los valores de caída de frecuencia son mayores.
6. La posibilidad de regulación terciaria en este sistema es fundamental, ya que en la mayoría de las pruebas realizadas al desconectarse alguna unidad de generación, la reserva rodante que queda en el sistema no es suficiente para garantizar su integridad en caso de producirse la salida de otra unidad. Las tecnologías de generación instaladas permiten la disponibilidad de la reserva terciaria.
7. El esquema de ACA en este sistema es imprescindible ya que en los casos donde la frecuencia pudo haber alcanzado valores inadmisibles e incluso provocar el colapso del sistema su operación evita tales consecuencias.

RECOMENDACIONES

1. Investigar sobre la modelación de la carga y su influencia en el amortiguamiento de las desviaciones de la frecuencia, así como en los coeficientes que caracterizan su comportamiento en el SEP de la Isla de la Juventud.
2. Profundizar sobre la modelación de los gobernadores de velocidad. En este trabajo se estudió el comportamiento de la frecuencia con la información entregada por el personal técnico de la Isla de la Juventud pero debe enfatizarse en la modelación y definir el volumen de reserva primaria y secundaria.
3. Realizar una distribución más equitativa de la carga correspondiente al régimen de mínima demanda ya que se comprobó que haciendo esta actividad, el comportamiento de la frecuencia mejora con respecto a la salida de los generadores asignados a este régimen.
4. Dadas las características del SEP de la Isla de la Juventud se propone la extensión de los estudios de estabilidad de frecuencia ante la ocurrencia de cortocircuitos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Lins, "La repercusión de las tecnologías de la energía renovable en la eficiencia energética mundial", *UNChronicle*, vol. 52, no.3, 2015.
- [2] J. L. Sawin *et al.*, "Renewables 2015 global status report-Annual Reporting on Renewables: Ten years of excellence", 2015.
- [3] F. A. S. Moroni Rey, "Control automático de desbalances en redes con generación fotovoltaica distribuida", Trabajo de Diploma, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2016.
- [4] F. G. Castro Elgueta, "Impacto de la generación distribuida en la estabilidad de sistemas de potencia", Trabajo de Diploma, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2013.
- [5] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, y W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues", *Energy Policy*, vol. 33, no.6, pp. 787-798, 2005.
- [6] F. Gonzalez-Longatt y C. Fortoul, "Review of the distributed generation concept: Attempt of unification", en *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 05)*, España, 2005, pp. 16-18.
- [7] J. F. Canard, "Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution", Tesis de Doctorado, Institut National Polytechnique de Grenoble-INPG, 2000.
- [8] B. Jiménez Arias, "Análisis de la estabilidad de frecuencia del Sistema Eléctrico de Potencia de la Isla de la Juventud", Trabajo de Diploma, Departamento de Electroenergética, Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Santa Clara, 2016.
- [9] Á. 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, no.2, pp. 35-48, 2016.
- [10] N. I. Voropai y D. N. Efimov, "Operation and control problems of power systems with distributed generation", en *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*, 2009, pp. 1-5.
- [11] K. Purchala, R. Belmans, L. Exarchakos, y A. D. Hawkes, "Distributed generation and the grid integration issues", *KULeuven Imp. Coll. Lond.*, 2006.
- [12] P. P. Barker y R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems", en *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, 2000, vol. 3, pp. 1645-1656.
- [13] J. J. S. Grainger *et al.*, *Análisis de sistemas de potencia*. Pirelli, 1996.
- [14] 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.
- [15] W. D. Stevenson, *Elements of power system analysis*. 1975.

- [16] P. Kundur, N. J. Balu, y M. G. Lauby, *Power system stability and control*, vol.7. McGraw-hill New York, 1994.
- [17] 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.
- [18] H. A. Torres Riascos, "Impacto en la estabilidad de un sistema de potencia al integrar generación distribuida", Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2008.
- [19] 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, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [20] P. X. Andrade Montalvo, "Influencia de la penetración eólica en la estabilidad de frecuencia y voltaje en el sistema nacional interconectado", Universidad de Quito, Quito, 2016.
- [21] L. L. López Gómez y O. P. Osorio Giraldo, "Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR)", Trabajo de Diploma, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2008.
- [22] P. Ledesma, "Regulación de frecuencia y potencia", *Univ. Carlos III Madr.*, vol. 21, pp. 4-6, 2008.
- [23] R. A. Jiménez Besoain, "Metodología de Optimización Simultánea de Energía y Servicios Complementarios para el Despacho Económico", Tesis de Maestría, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2003.
- [24] P. D. Potosí Farinango, "Criterios para la determinación de la reserva de potencia para regulación primaria y secundaria de frecuencia", Trabajo de Diploma, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2001.
- [25] M. Cofré y C. Sebastián, "Requerimientos de reserva para un sistema eléctrico con alta penetración de energía renovable variable", 2013.
- [26] P. M. Anderson y M. Mirheydar, "An adaptive method for setting underfrequency load shedding relays", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no.2, pp. 647-655, 1992.
- [27] H. You, V. Vittal, y Z. Yang, "Self-healing in power systems: an approach using islanding and rate of frequency decline-based load shedding", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.18, no.1, pp. 174-181, 2003.
- [28] A. Carbajo Josa, *La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico*. Madrid: Laboratorio de Alternativas, 2012.

ANEXOS

Anexo 1. Principios fundamentales de la generación 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 [3].

A1.1 Radiación solar y sus componentes

La radiación solar constituye el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol, las cuales se caracterizan por su longitud de onda abarcando los espectros ultravioleta, visible e infrarrojo. La radiación solar global que incide en la superficie de la Tierra se divide en dos componentes: directa y difusa. La primera constituye el porcentaje de la radiación global que no es afectada por los diferentes gases que componen la atmósfera como el ozono, oxígeno, CO₂, vapor de agua, nitrógeno y aerosoles; y la segunda si es distorsionada por estos elementos [28]. En el caso de la generación fotovoltaica se utiliza la radiación solar de forma global, como se muestra en la figura A1.1.

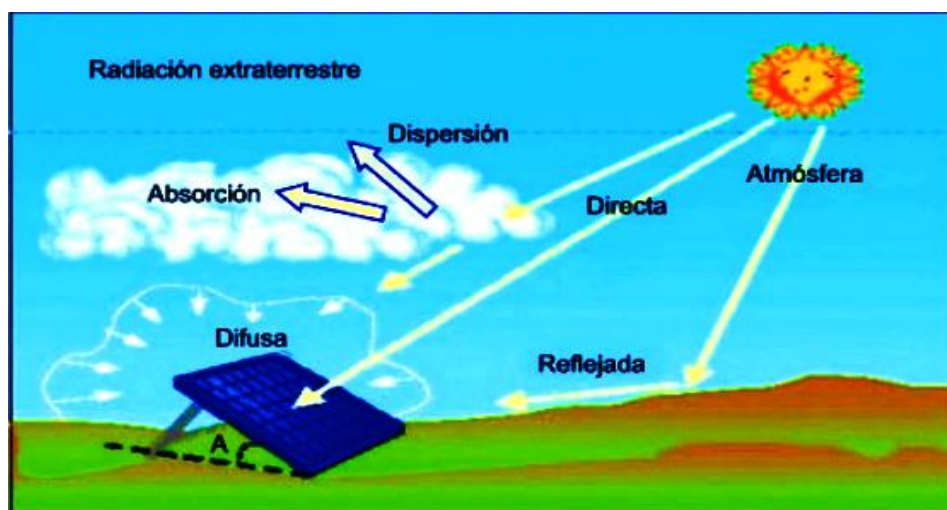


Figura A1.1 Componentes de la radiación solar.

A1.2 Efecto fotoeléctrico y principio de operación de los paneles fotovoltaicos

Un panel fotovoltaico consiste en dos o más capas de semiconductores dopados con impurezas que están dispuestas de tal forma que cuando son expuestas a la luz solar, producen electricidad mediante el efecto fotoeléctrico [4].

El efecto fotoeléctrico 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 [3]. La figura A1.2 representa un esquema del efecto fotoeléctrico que se produce en el funcionamiento de un panel fotovoltaico.

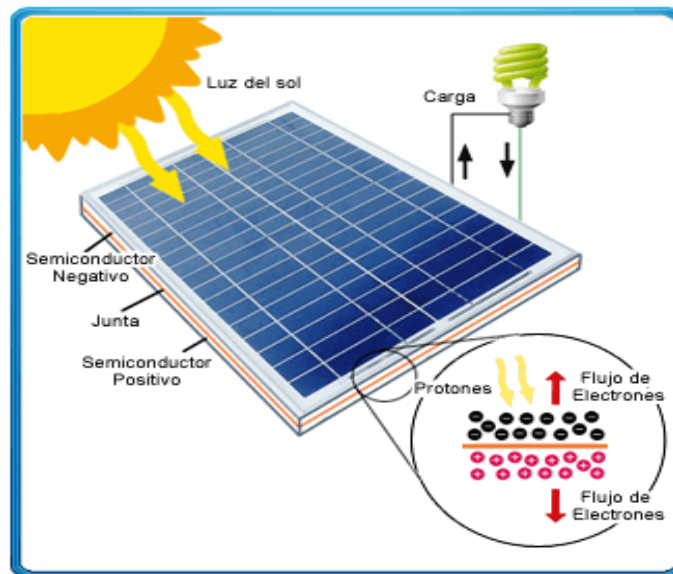


Figura A1.2 Efecto fotoeléctrico en un panel fotovoltaico.

Para que los electrones y huecos generados por la luz solar no se recombinen dentro del semiconductor se debe contar con un campo eléctrico interno, en cuyo sentido se moverán los electrones. Este campo eléctrico es producido por una juntura similar a la del diodo semiconductor [3]. Dicha unión se puede apreciar con mayor claridad en la figura A1.3.

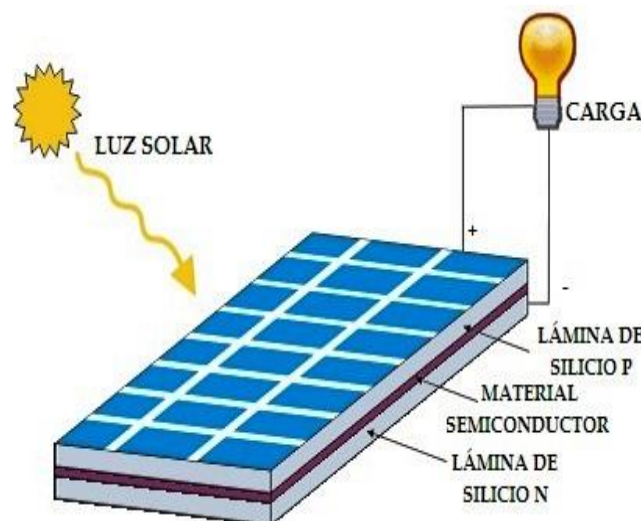


Figura A1.3 Unión P-N de un panel fotovoltaico.

A1.3 Parques fotovoltaicos

Un módulo fotovoltaico tiene una capacidad promedio que va desde 5 W a 300 W y puede llegar a tener un rendimiento entre 5% y 30% [7], dependiendo de los semiconductores utilizados. En la práctica con el objetivo de obtener mayores capacidades de potencia eléctrica, estos son agrupados conformando parques fotovoltaicos. La figura A1.4 muestra el diseño constructivo que por lo general poseen estas instalaciones, así como el equipamiento del cual disponen.

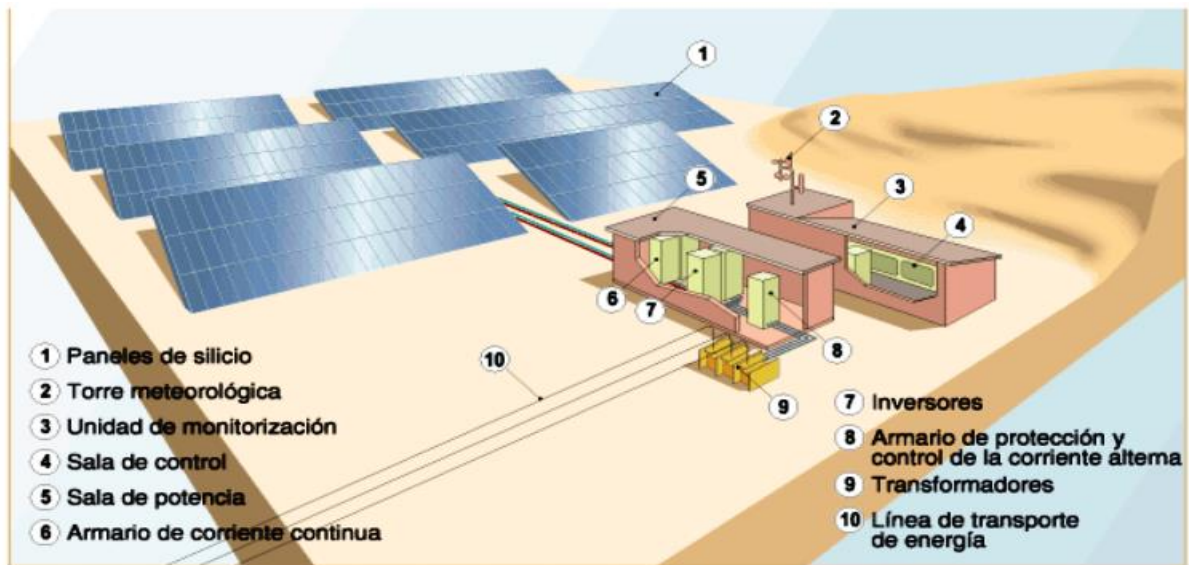


Figura A1.4 Diseño de una planta fotovoltaica.

Para agrupar las unidades fotovoltaicas, se emplean esquemas de conexión en serie y en paralelo según los aspectos técnicos que se deseen obtener. En la figura A1.5 se representa como se realiza la conexión en serie de las unidades fotovoltaicas.

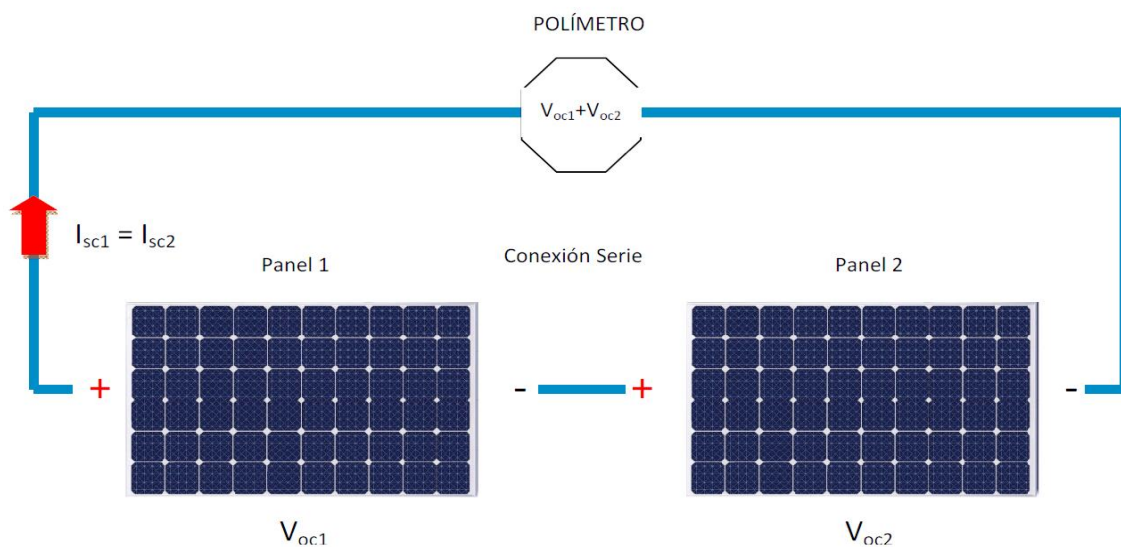


Figura A1.5 Conexión serie de los paneles fotovoltaicos.

A1.4 Conversor de DC a AC

Debido a la generación en DC, la inyección de la potencia eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos a la red requiere la utilización de un conversor que transforme la corriente DC en AC. Lo anterior aporta una amplia variedad de beneficios que podrían ser útiles al momento de regular la potencia activa y reactiva que se inyectan a la red [4]. Uno de estos beneficios es la posibilidad de inyectar potencia reactiva durante las horas que la energía solar no se encuentre disponible, absorbiendo una pequeña cantidad de potencia activa correspondientes a las pérdidas inherentes del conversor.

La figura A1.6 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 A1.6 Dispositivos que intervienen en la conexión de los paneles fotovoltaicos a la red eléctrica.

Como se decía, un conversor o inversor es el equipo que transforma la DC en AC, tanto para inyectar la energía a la red como para el autoconsumo. 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 [3]. En la figura A1.7 se representa un esquema del proceso de transformación de la señal de entrada de DC en un inversor.

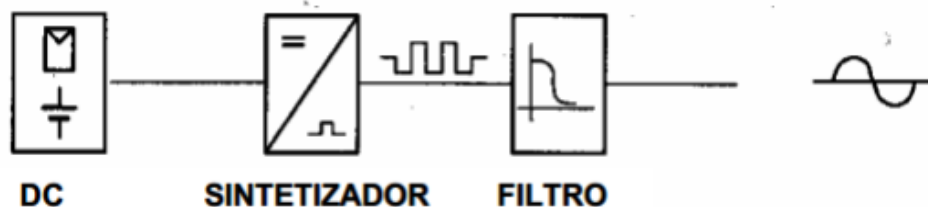


Figura A1.7 Proceso de transformación de la señal de entrada de DC en AC en un inversor.

Anexo 2. Principios de la generación eólica

El viento tiene su origen en el calentamiento no uniforme del Sol sobre la Tierra, el cual provoca presiones distintas que dan origen al aire en movimiento. La generación eólica, consiste en la utilización de la energía cinética del viento para generar electricidad, a partir de la conversión de la energía mecánica en energía eléctrica mediante aerogeneradores.

La fuerza del viento produce el movimiento de las aspas de un aerogenerador, las cuales se encuentran acopladas a un eje común, estas a través de un multiplicador de velocidad, accionan el rotor de un generador el cual se encarga de convertir la energía mecánica en eléctrica, la figura A2.1 hace referencia a dicho proceso.

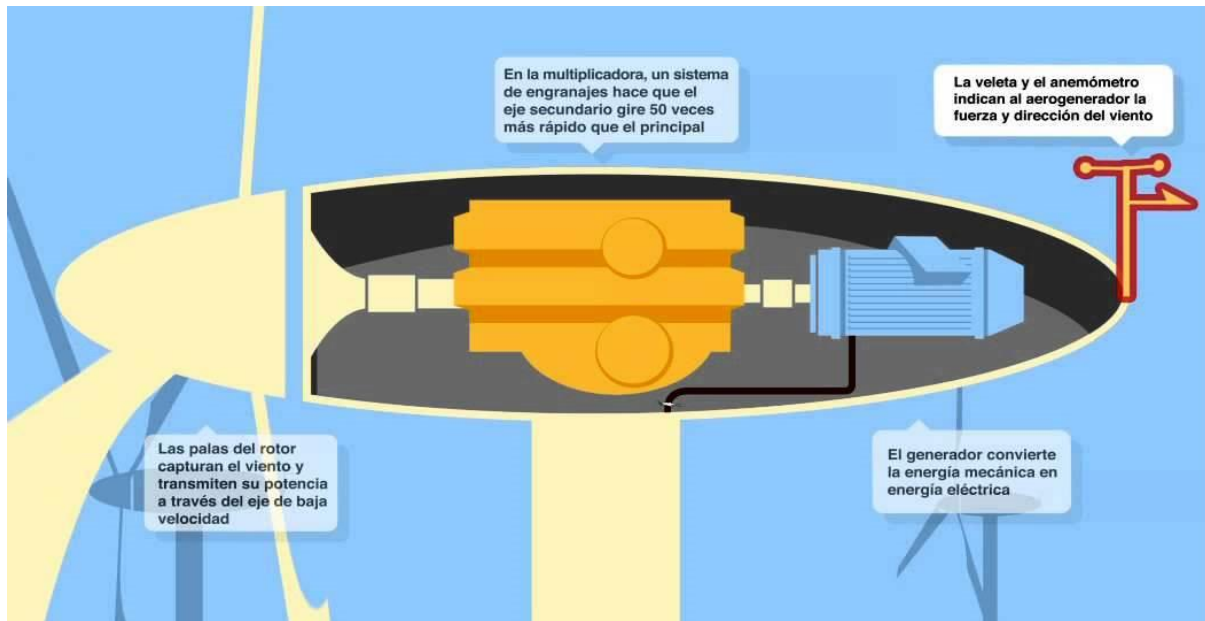


Figura A2.1 Principio de funcionamiento de un aerogenerador.

Un aerogenerador está compuesto por distintos elementos: aspas, rotor, góndola, caja de engranajes o multiplicadora, generador eléctrico, torre, sistema de control. En la Figura A2.2 se presenta un esquema detallado de las partes principales de un aerogenerador.

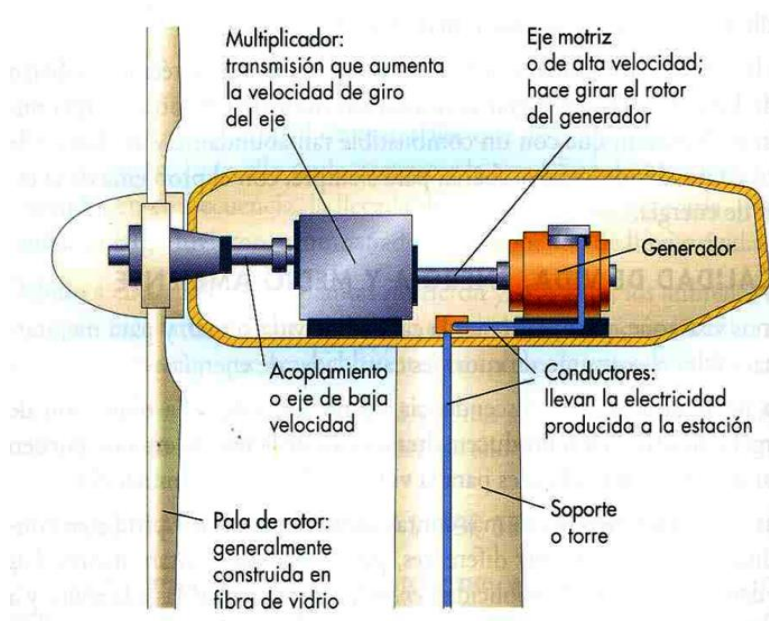


Figura A2.2 Partes principales del aerogenerador.

A continuación se hace una descripción breve de la función de cada uno de los elementos que conforman el diseño de la mayoría de los aerogeneradores:

- **Aspas:** son las encargadas de captar la energía cinética del viento.
- **Rotor:** sostiene los álabes o palas de la turbina, moviéndolas de manera mecánica y rotacional para transformar el empuje del viento en energía.
- **Caja Multiplicadora:** además de soportar las variaciones del viento, la caja multiplicadora tiene la tarea de acoplar las bajas velocidades de rotación del rotor y las altas velocidades del generador.
- **Generador:** existen diferentes tipos dependiendo del diseño del aerogenerador. Pueden ser sincrónicos o asíncrónicos, jaula de ardilla o doblemente alimentados, con excitación o con imanes permanentes.
- **Torre:** sitúa el generador a una mayor altura, donde los vientos son de mayor intensidad, permite el giro de las palas y transmite las cargas del equipo al suelo.
- **Góndola:** es la cabeza más visible del aerogenerador, el casco que esconde y mantiene toda la maquinaria de la turbina. La góndola se une a la torre mediante rodamientos para poder seguir la dirección del viento.
- **Sistema de control:** se hace cargo del funcionamiento seguro y eficiente del equipo, controla la orientación de la góndola, la posición de las palas y la potencia total entregada por el equipo.

La implementación de la generación eólica aparte de presentar aspectos beneficiosos como la producción de electricidad de forma limpia y eficiente, ostenta ciertas contradicciones que limitan su alcance y su mayor utilización como son: la elevada inversión inicial, la generación de energía eléctrica intermitente debido a las variaciones de los vientos, el

impacto visual que contempla el montaje de los aerogeneradores, el ruido y las vibraciones. No obstante con el avance de las tecnologías se están logrando aerogeneradores a precios accesibles y con mejores prestaciones.

Anexo 3. Datos nominales de los generadores instalados en el SEP de la Isla de la Juventud

Nombre de los generadores	Potencia nominal (MW)	Constante de inercia H (segundos)	MVA nominales	kV nominales
GP3	3,6	0,9	4,5	6,3
GP4	3,6	0,9	4,5	6,3
GP2	3,6	0,9	4,5	6,3
GP1	3,6	0,9	4,5	6,3
GM7	3,9	1,021	4,88	13,8
GM5	3,9	1,021	4,88	13,8
GM6	3,9	1,021	4,88	13,8
GM8	3,9	1,021	4,88	13,8
FE1	1,4	0,526	2,36	0,48
FE2	1,4	0,526	2,36	0,48
ATAN	1,4	0,526	2,36	0,48
PVG1	1	0	1	13,8
PVG2	1	0	1	13,8
PVG	2	0	2	13,8

Anexo 4. Ajustes de las protecciones pertenecientes al esquema de ACA implementado en la Isla de la Juventud.

Tabla A4.1 Ajuste de las protecciones de subfrecuencia (DAF).

Nombre	Barra	Fop(Hz)	F.Rep (Hz)	Top (seg)	MW Desc
DAF1	MANII	58,5	58,6	0,3	1,72
DAF2	Atanag13	58,5	58,6	0,3	0,74
DAF3	Melvis13	58,5	58,6	0,3	0,74
DAF4	30nov13	58,5	58,6	0,3	0,58
DAF5	MANII	58,5	58,6	0,3	2,33
DAF6	MANII	58,5	58,6	0,3	0,48

Como se puede apreciar las protecciones de subfrecuencia (DAF) están ajustadas para disparar cierto volumen de carga, en cuanto la frecuencia caiga por debajo de 58,5 Hz durante un tiempo mayor o igual a los 300 ms. Además poseen la habilidad de reposición que les permite volver al estado inicial cuando la frecuencia es superior o igual a 58,6 Hz.

Tabla A4.2 Ajuste de las protecciones de derivada de frecuencia.

Nombre	Barra	Sensor	Ajuste (Hz/s)	Top (seg)	MW Desc
AutB1	MANII	DF/DT	2	0,2	1,72
AutB2	Melvis13	DF/DT	5	0,2	0,74
AutB3	Atanag13	DF/DT	5	0,2	0,74
AutB4	30nov13	DF/DT	5	0,2	0,58
AutB5	MANII	DF/DT	5	0,2	2,33

Las protecciones de derivada de frecuencia (df/dt) presentes en este sistema están ajustadas para realizar la desconexión de grupos de carga según sean superados los ajustes de pendiente de caída de frecuencia correspondientes a los valores de 2 Hz/s y 5 Hz/s, con la condición de que estos sean sostenidos durante un tiempo mayor a los 200 ms.

Tabla A4.3 Ajuste de las protecciones dedicadas al disparo de generación.

Nombre	Barra	Sensor	Ajuste (Hz)	Top (seg)	Interruptor
AutB1	VI Cong13	F (Hz)	62	0,2	Disparo PVG1
AutB2	Combinado13	F (Hz)	62	0,2	Disparo PVG2
AutB3	14jun13	F (Hz)	62	0,2	Disparo PVG
AutB4	MANII	F (Hz)	64,5	0,3	Disparo MAN

Las protecciones de frecuencia dedicadas a evitar daños en las unidades de generación, no permiten en el caso de los parques fotovoltaicos que la frecuencia este por encima de los 62 Hz durante un tiempo mayor a los 200 ms, mientras que para los generadores pertenecientes al grupo MAN (GM7, GM5, GM6, y GM8) no se admite que su frecuencia supere los 64,5 Hz en un tiempo mayor de 300 ms.

Anexo 5. Generadores asignados para operar en cada estado de carga correspondiente a los años 2017 y 2018

Nombre del generador	Régimen de carga			
	Máxima	Media con operación de los parques fotovoltaicos	Media sin operación de los parques fotovoltaicos	Mínima
GP3				
GP4				
GP2	X			
GP1	X		X	
GM7	X			X
GM5	X	X	X	X
GM6	X	X	X	X
GM8	X	X	X	
FE1				
FE2				
ATAN				
PVG1		X		
PVG2		X		
PVG		X		

Anexo 6. Análisis de la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el año 2018

Siguiendo el mismo curso de los estudios de estabilidad realizados al SEP de la Isla de la Juventud para el año 2017, se procede a analizar el comportamiento de la estabilidad para los regímenes de máxima, media y mínima demanda correspondientes al año 2018.

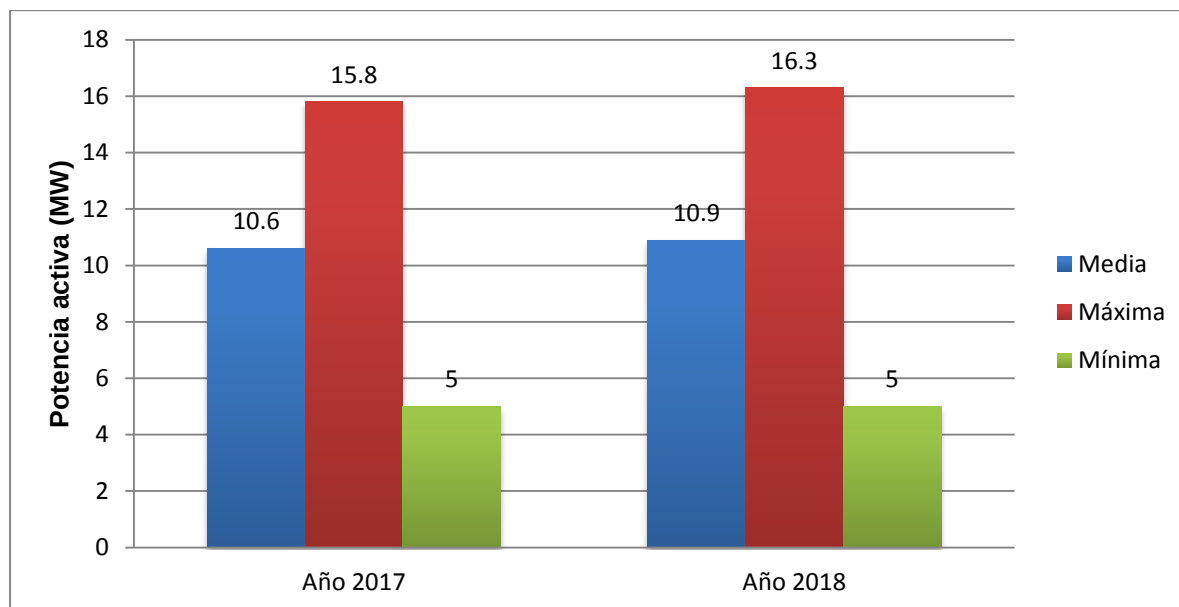


Figura A6.1 Crecimiento de la carga del año 2018 con respecto al año 2017.

Según la información obtenida por la Empresa Eléctrica de la Isla de la Juventud, la figura A6.1 muestra como es el crecimiento de la carga del año 2018 con respecto al año 2017.

Como se muestra en la figura A6.1 no hay un cambio de la carga considerable del año 2018 con respecto al año 2017, por tanto los resultados de este estudio deben oscilar alrededor de los obtenidos para el año 2017, sin embargo vale la pena considerarlos.

A6.1 Estudio de máxima demanda

La demanda de potencia activa y reactiva para este estado de carga es 16,3 MW y 7,1 MVar respectivamente. La tabla A6.1 muestra como dicha demanda es distribuida entre los generadores asignados a operar en este régimen.

Tabla A6.1 Potencia activa y reactiva que suministran los generadores asignados al régimen de máxima demanda.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP2	1.5	0.7
GP1	1.5	0.7
GM7	3.3	1.6
GM5	3.3	1.6
GM6	3.3	1.6
GM8	3.3	1.6

El valor de la constante de inercia H total que sostiene el SEP de la Isla de la Juventud para este régimen es igual que el obtenido para el año 2017 ya que no se debe producir una nueva asignación de generadores para este estado de carga.

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = \frac{8.1 + 19.929}{28.52} = 0.9828 \text{ seg}$$

Teniendo en cuenta la distribución de la demanda entre los generadores mostrados en la tabla A6.1, la tabla A6.2 muestra la reserva de potencia que se encuentra disponible si se considera la desconexión de unidades con diferente tecnología.

Tabla A6.2 Reserva de potencia disponible según desconexión de unidades de generación.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GP2	4,5
GM7	6

Las siguientes inecuaciones demuestran que la reserva rodante que posee el sistema en caso de las desconexiones mostradas en la son suficientes para cubrir la demanda que estas dejan sin servir.

$$RR(4,5 \text{ MW}) > GP2(1,5 \text{ MW})$$

$$RR(6 \text{ MW}) > GM7(3,3 \text{ MW})$$

El análisis de estabilidad para este régimen se realizara teniendo en cuenta dos casos:

- Desconexión del generador GP2
- Desconexión del generador GM7

No se analiza la desconexión de los restantes ya que conduciría a una repetición de los resultados.

A6.1.1 Desconexión de GP2

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 GP2.

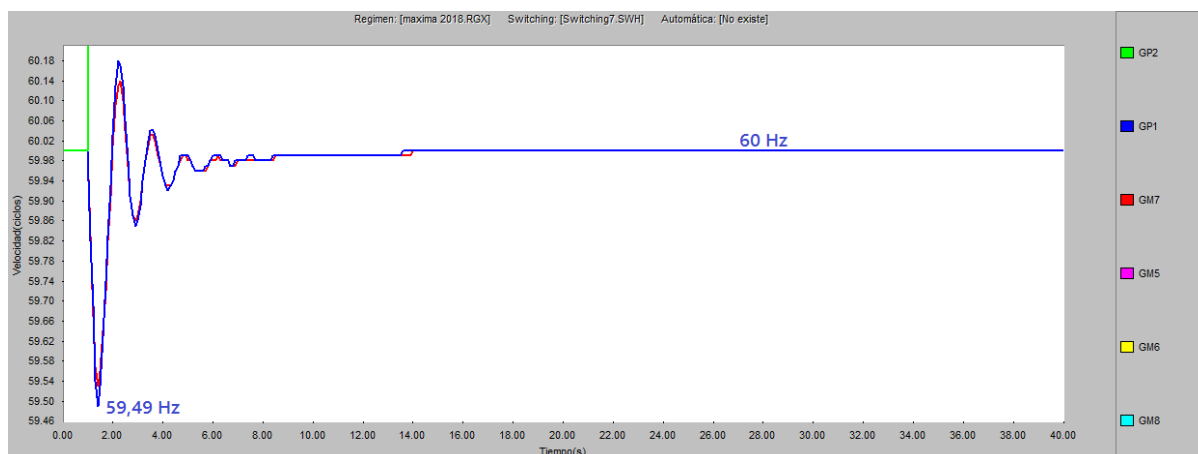


Figura A6.2 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GP2.

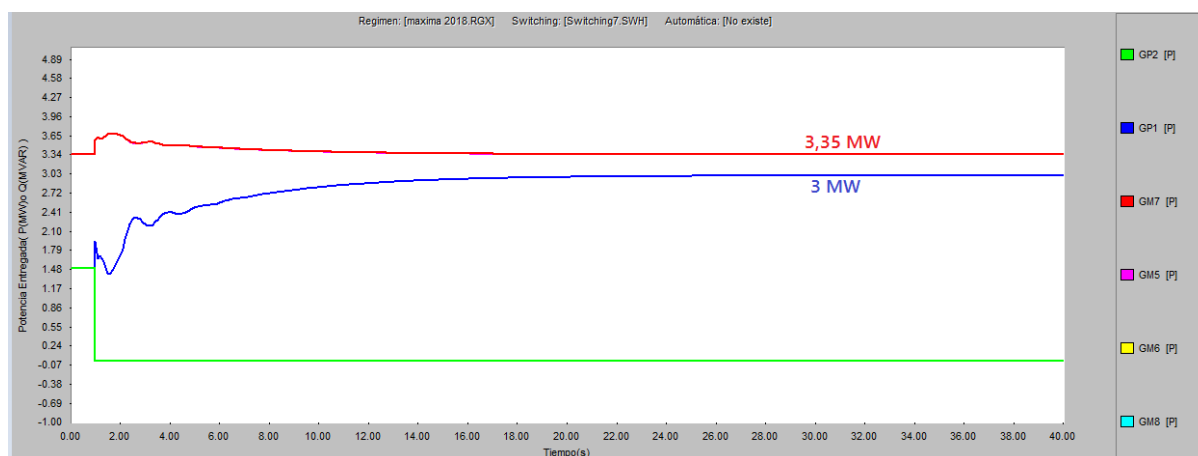


Figura A6.3 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GP2.

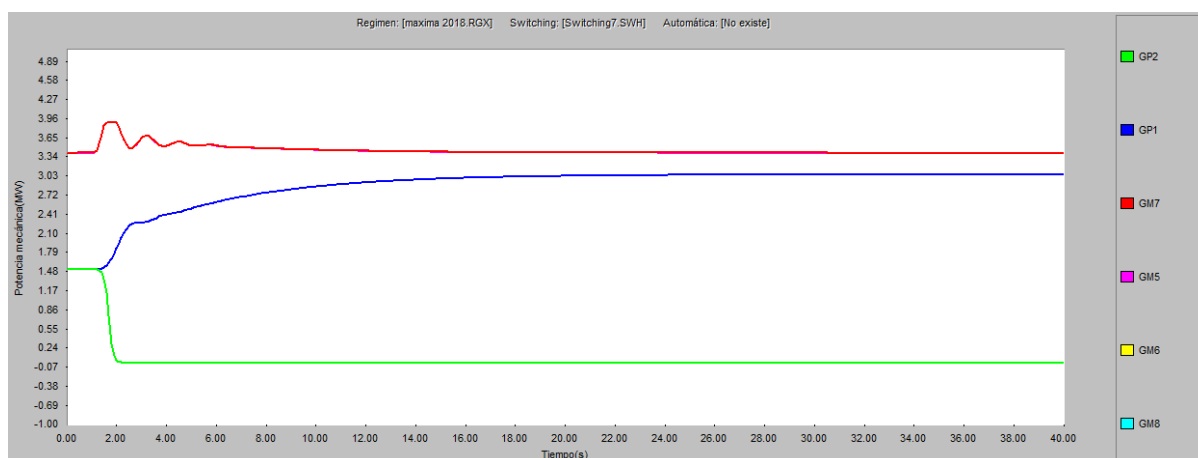


Figura A6.4 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por las turbinas tras la desconexión de GP2.

La salida de GP2 produjo una caída de frecuencia que no implicó problemas para los mecanismos de regulación, los cuales devolvieron la estabilidad del sistema a la frecuencia nominal después de pasado cierto tiempo.

La tabla A6.3 muestra cómo queda la redistribución de la demanda entre los generadores restantes luego de haber terminado el proceso de regulación de frecuencia activado por la salida de GP2.

Tabla A6.3 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GP2.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP2	0	0
GP1	3	1.4
GM7	3.3	1.6
GM5	3.3	1.6
GM6	3.3	1.6
GM8	3.3	1.6

Según esta nueva distribución de la demanda se debe comprobar nuevamente si la reserva disponible por el sistema es suficiente para enfrentar la pérdida de una de las unidades pertenecientes a la tecnología GP o una de las correspondientes de la tecnología GM, ya que en ambos casos la reserva rodante no es igual. Las siguientes inecuaciones que se muestran reflejan dicha comprobación.

$$RR(2,4 \text{ MW}) < GP1(3 \text{ MW})$$

$$RR(2,4 \text{ MW}) < GM7(3.3 \text{ MW})$$

En ambos casos de desconexión la reserva no es suficiente, por tanto se debe asignar la conexión de otra unidad de generación con el objetivo de garantizar la seguridad del SEP de la Isla de la Juventud.

A6.1.2 Desconexión de GM7

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 GM7.

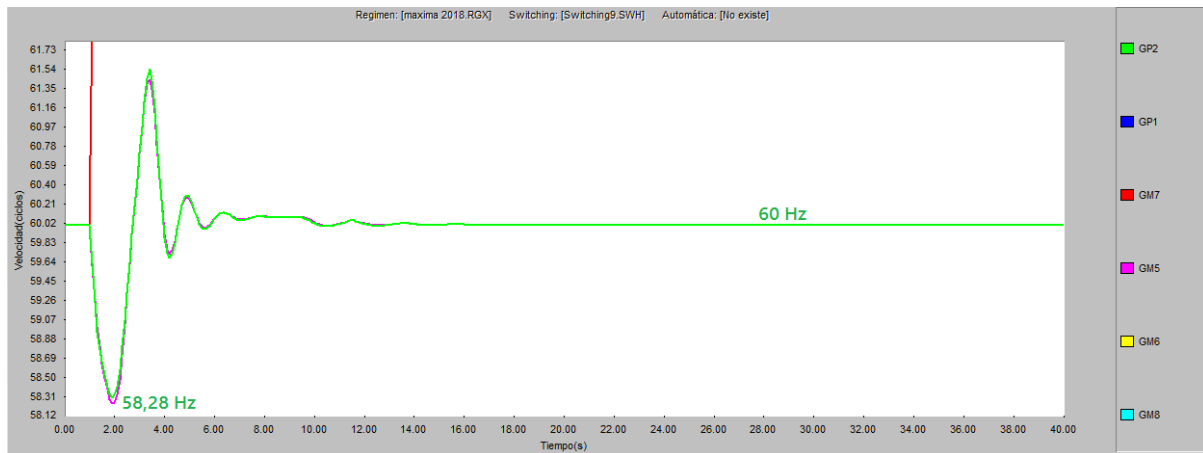


Figura A6.5 Comportamiento de la frecuencia del sistema ante la salida de GM7.

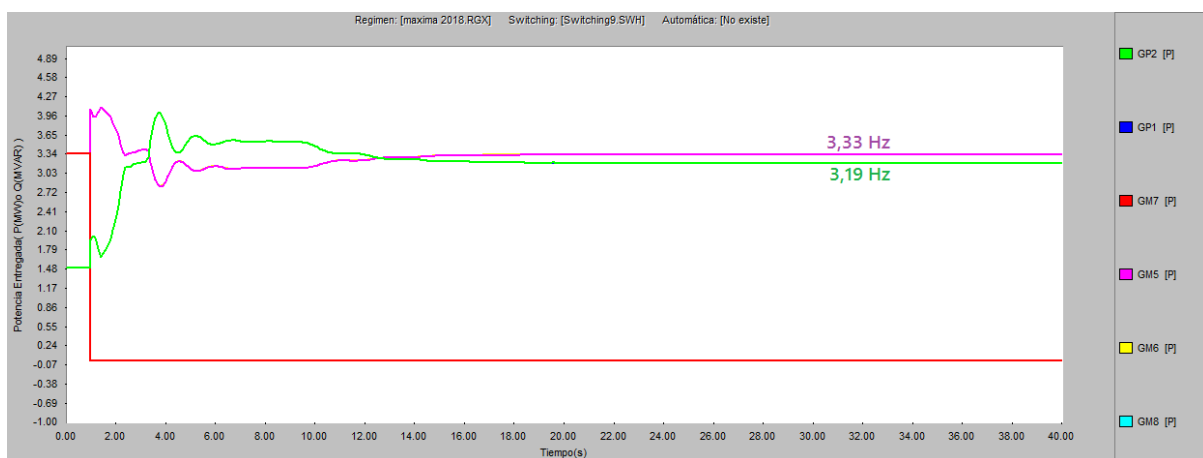


Figura A6.6 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM7.

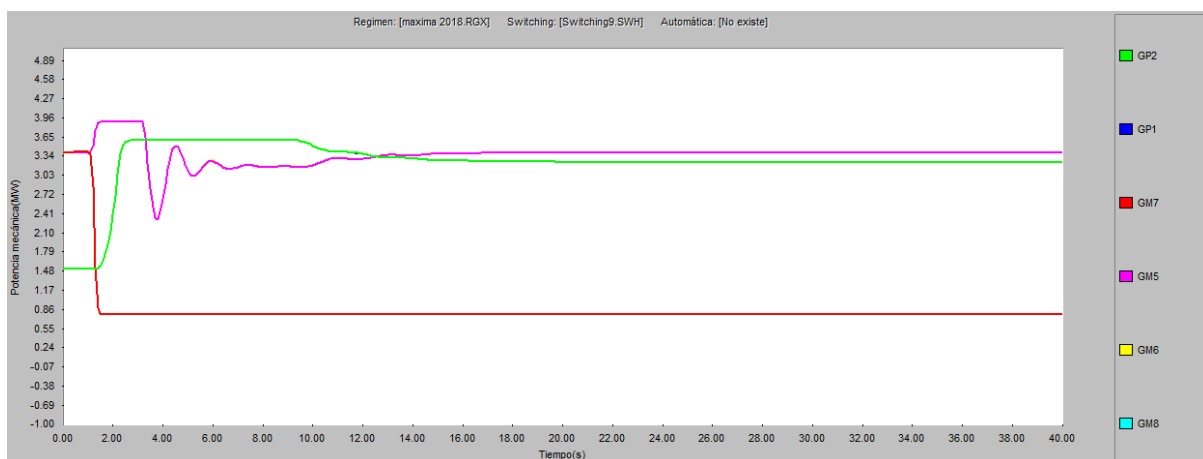


Figura A6.7 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM7.

La salida de GM7 provocó que la frecuencia cayera a un valor mínimo de 58,28 Hz por debajo de los ajustes de la ACA, sin embargo aunque en este caso no se consideró dicha protección los mecanismos de regulación demostraron que la operación de las mismas no era necesaria ya que estos lograron devolver la estabilidad del sistema a la frecuencia nominal.

La figura A6.8 muestra como sería el comportamiento real de la frecuencia, en este sistema, si se considera la presencia de ACA.

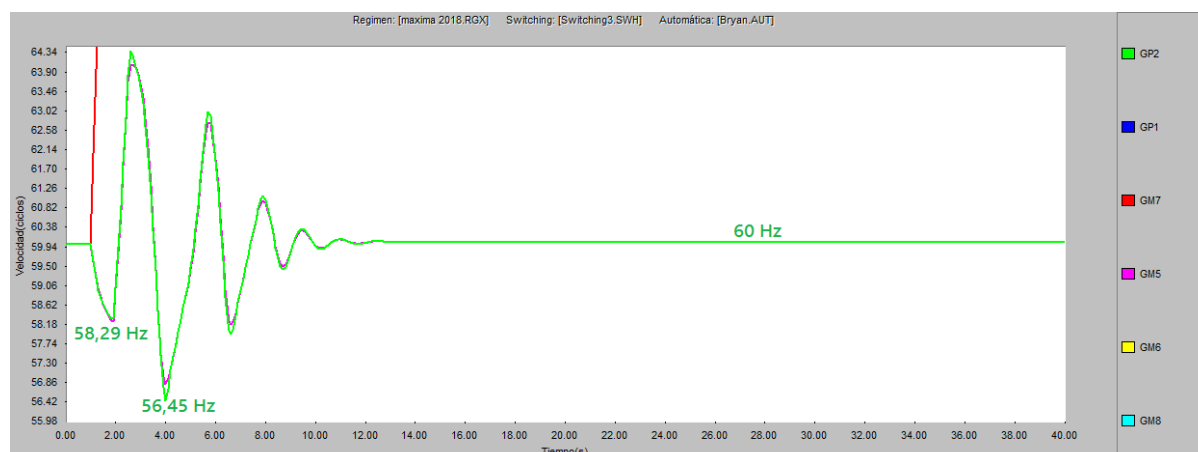


Figura A6.8 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM7 considerando la operación de la ACA.

Como se puede apreciar la ACA mediante la desconexión de 6,69 MW de carga no contribuyó a mejorar la regulación de frecuencia, ya que la caída de la frecuencia se mantuvo prácticamente igual y en adición hubo un momento en que la frecuencia alcanzó un valor mínimo de 56,45 Hz el cual es inadmisibles para la operación de los motores primarios. Además se produjo la desconexión de los generadores pertenecientes a la tecnología GP ya que su potencia de salida quedó por debajo del límite mínimo que estos pueden entregar. En función de estos resultados se recomienda realizar una revisión de los ajustes de la ACA para evitar que sus protecciones actúen innecesariamente como sucedió en este caso.

La tabla A6.4 muestra cómo se produjo la redistribución de la demanda entre los generadores restantes luego de haberse terminado el proceso de regulación de frecuencia apoyado por la ACA.

Tabla A6.4 Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de GM7.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP2	0	0
GP1	0	0
GM7	0	0
GM5	3.2	1,3
GM6	3.2	1,3
GM8	3.2	1,3

Como resultado del proceso de regulación de frecuencia, los generadores restantes han tenido que modificar su potencia de salida, esto conduce a que nuevamente se deba

evaluar la reserva rodante con la que cuenta el sistema para verificar si es suficiente en caso de ocurrir otra perturbación. La siguiente inequación compara la reserva rodante que posee el sistema en caso de producirse la desconexión de uno de los generadores restantes.

$$RR(1,4 \text{ MW}) < GM(3.2 \text{ MW})$$

Como se puede observar la reserva rodante no es suficiente para esta situación, esto hace necesario la conexión de alguna unidad de generación adicional para garantizar que ante otra perturbación el SEP en cuestión pueda regresar a su estado de equilibrio.

A6.2 Estudio de media demanda sin conexión de los parques fotovoltaicos

La demanda de potencia activa y reactiva del SEP de la Isla de la Juventud para este régimen es de 10,9 MW y 4,9 MVar respectivamente. La tabla A6.5 muestra cómo se encuentra distribuida dicha demanda entre los generadores asignados para satisfacer este estado de carga.

Tabla A6.5 Potencia activa y reactiva que entregan los generadores para abastecer el régimen de media demanda.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP1	1,5	0,9
GM5	3,1	1,4
GM6	3,1	1,4
GM8	3,1	1,4

El total de constante de inercia H que acumula el sistema para este régimen es igual al correspondiente del año 2017, ya que los generadores asignados son los mismos.

En la tabla A6.6 se puede observar el valor de reserva rodante que posee el sistema teniendo en cuenta la desconexión de las unidades de generación presentes en este régimen.

Tabla A6.6 Reserva rodante que acumula el sistema según la desconexión de unidades de generación.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GP1	2,4
GM5	3,7

Las siguientes inequaciones comparan si la reserva rodante que posee el sistema ante las desconexiones representadas en la tabla A6.6 es superior a la demanda que estas dejan sin servir.

$$RR(2,4 \text{ MW}) > GP1(1,5 \text{ MW})$$

$$RR(3,7 \text{ MW}) > GM5(3,1 \text{ MW})$$

Como se puede observar la reserva en ambos casos cumple satisfactoriamente con la cantidad necesaria para amparar la integridad del sistema.

A continuación, con el objetivo de evaluar la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el régimen en cuestión, se analizan dos casos de desconexión: el primero para la salida de GP1 y el segundo para la salida de GM5.

A6.2.1 Desconexión de GP1

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 GP1.

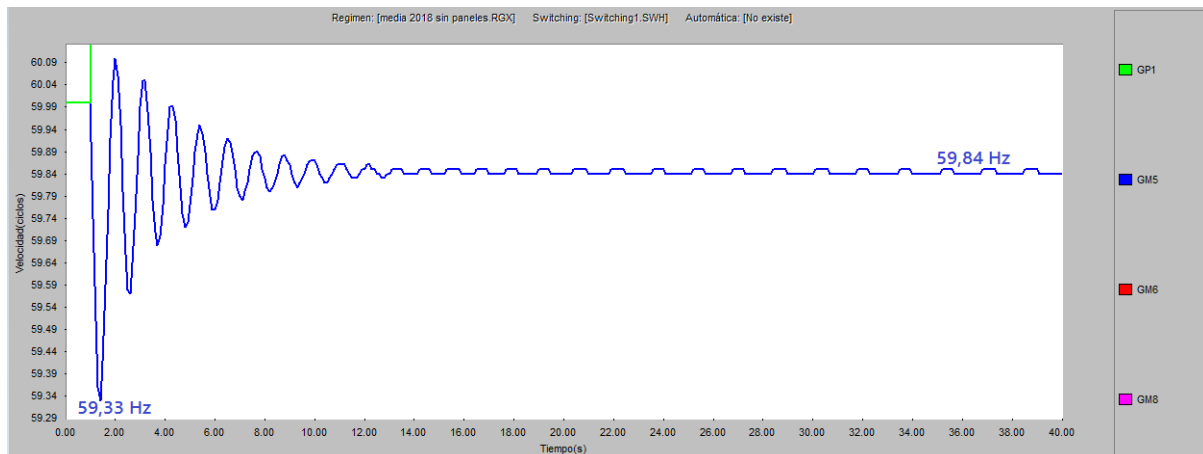


Figura A6.9 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GP1.

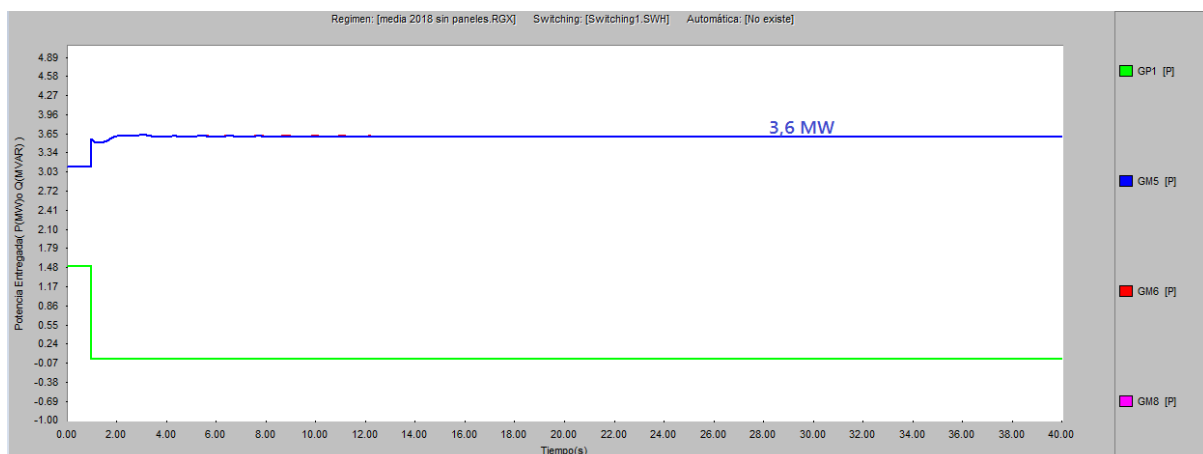


Figura A6.10 Comportamiento de la potencia de salida de los generadores tras la salida de GP1.

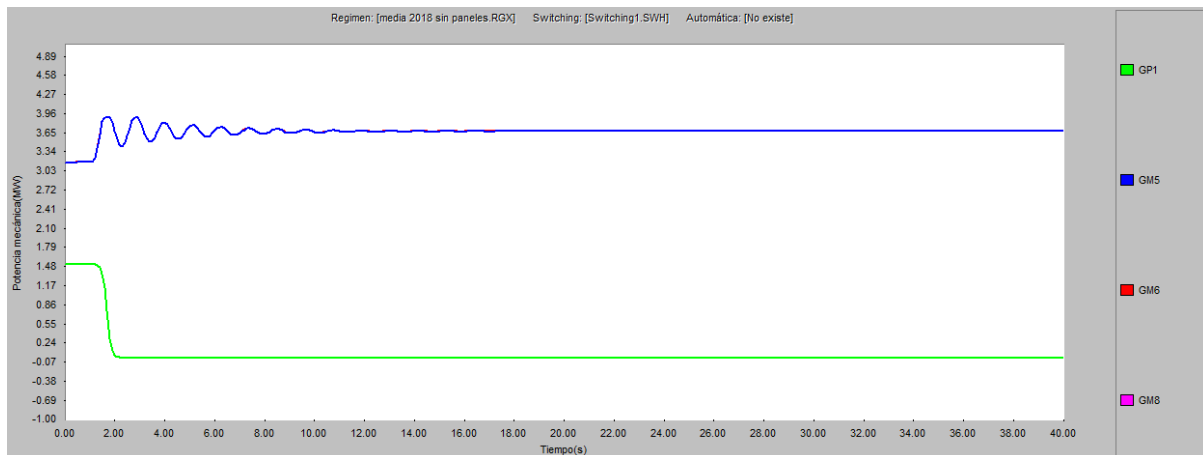


Figura A6.11 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GP1.

Al producirse la salida del generador GP1 la frecuencia del sistema cae precipitadamente hasta tomar un valor de mínimo de 59,33 Hz, posteriormente los mecanismos de regulación de frecuencia proceden a realizar una nueva distribución de la demanda y logran devolver el equilibrio del sistema a una frecuencia aceptable de 59,84 Hz.

La tabla A6.7 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores involucrados al alcanzarse el nuevo estado de operación del SEP de la Isla de la Juventud producto de la acción del servicio de regulación de frecuencia desencadenado por la salida de GP1.

Tabla A6.7 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GP1.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP1	0	0
GM5	3,6	1.7
GM6	3,6	1.7
GM8	3,6	1.7

La reserva rodante también ha cambiado ya que los generadores luego del proceso de regulación de frecuencia han modificado su consigna de potencia con el objetivo de cubrir la demanda que dejó la salida de GP1. Ahora se comprobaba si dicha reserva alcanza, en caso de que pueda producirse otro disturbio en este nuevo estado de operación. La siguiente inequación refleja que la reserva de potencia con la que dispone este nuevo estado de operación es inadmisibles para garantizar la seguridad del SEP de la Isla de la Juventud debido a que la misma no sería suficiente si por algún motivo se produjera la desconexión de otra unidad de generación en este estado.

$$RR(0,6 \text{ MW}) < GM5(3.6 \text{ MW})$$

Teniendo en cuenta este aspecto, se debe de asignar la conexión de otra unidad de generación que en adición pueda revertir la expresión anterior.

A6.2.2 Desconexión de GM5

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 GM5.

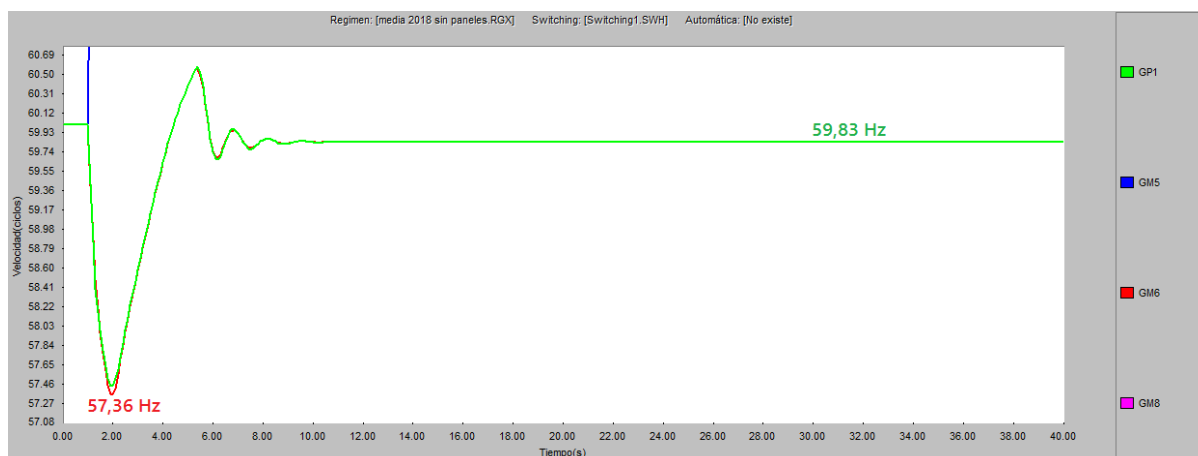


Figura A6.12 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5.

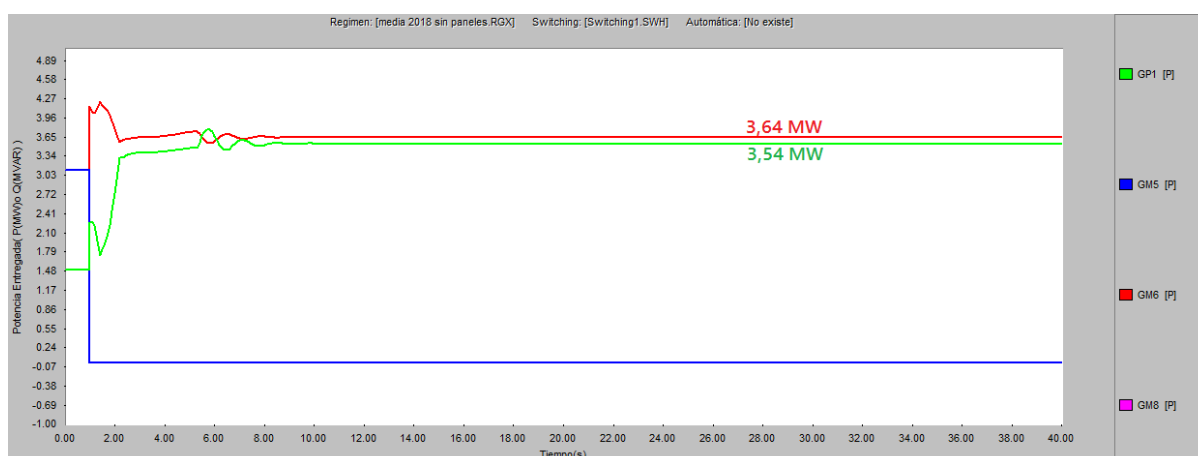


Figura A6.13 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM5.



Figura A6.14 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por las turbinas tras la desconexión de GM5.

Aunque el sistema fue capaz de recuperarse a una frecuencia aceptable de 59,83 Hz gracias a la acción de los mecanismos de regulación provocada por la desconexión de GM5, en los primeros instantes de este proceso la frecuencia sostuvo una caída que la llevo a alcanzar un valor mínimo de 57,36 Hz, el cual se considera inadmisibles ya que puede generar daños en la operación de los motores primarios. En función de este inconveniente resulta necesario realizar otra simulación que considere la presencia de ACA para determinar si este conjunto de protecciones puede evitar que la frecuencia alcance tal magnitud.

Las figuras A6.15 y A6.16 muestran, respectivamente, el comportamiento que presento la frecuencia y la potencia entregada por los generadores cuando ante la desconexión de GM5 se consideró la aplicación de ACA.

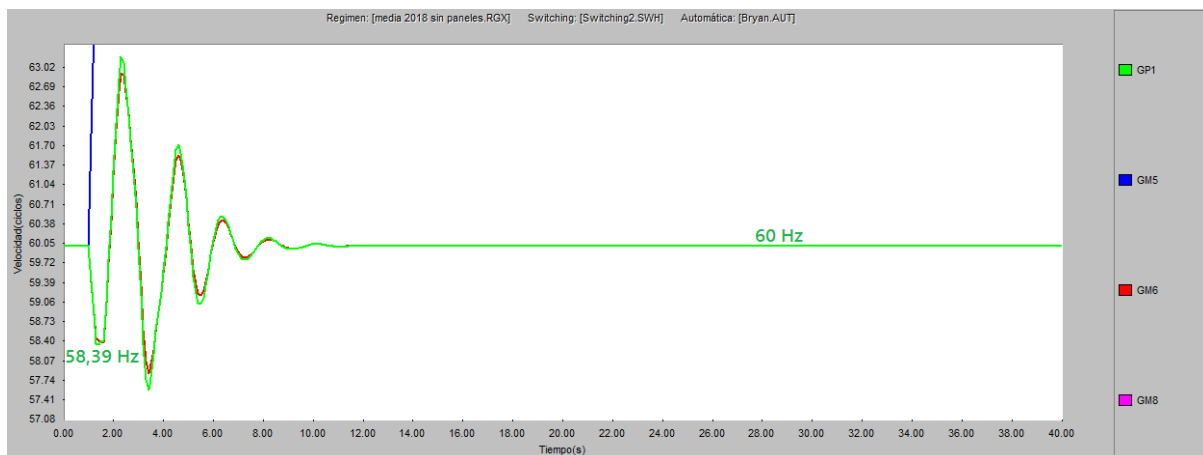


Figura A6.15 Comportamiento de la frecuencia considerando el apoyo de la ACA frente la pérdida de GM5.

Como se puede apreciar, la ACA mediante la desconexión de 4,5 MW de carga posibilitó una mejor respuesta de la frecuencia a la salida de GM5, ya que esta no alcanzó valores perjudiciales para la operación de los motores primarios y finalmente se estabilizó a su valor nominal.

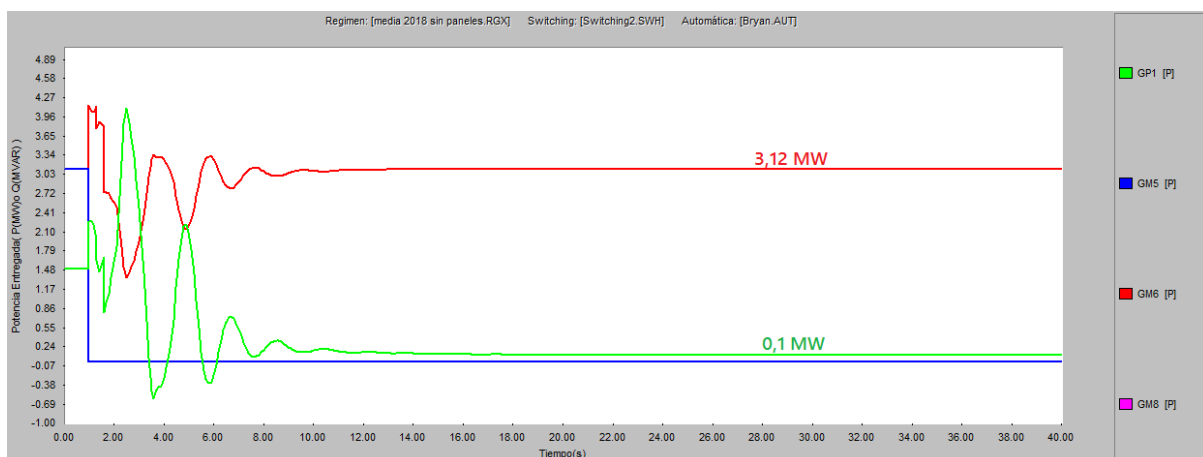


Figura A6.16 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores considerando el apoyo de la ACA frente la pérdida de GM5.

Con respecto al comportamiento de la potencia entregada por los generadores considerando la ACA, se puede ver como en el momento de producirse la salida de GM5,

los generadores restantes incrementan su potencia en función de la demanda correspondiente al régimen en cuestión, sin embargo producto de la desconexión de carga producida por la ACA la demanda disminuye y en consecuencia los generadores realizan las actividades de regulación en función de la carga restante. Esta situación provocó que al estabilizarse el sistema se produjera la desconexión de GP1 ya que solamente con los generadores del grupo GM se podía sostener el consumo de la carga.

La tabla A6.8 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores involucrados luego de haberse alcanzado la estabilidad del sistema teniendo en cuenta la presencia de ACA.

Tabla A6.8 Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de GM5.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP1	Desconexión	
GM5	Desconexión	
GM6	3,1	1,2
GM8	3,1	1,2

Según las capacidades de generación que quedaron implementadas tras los sucesos ocurridos resulta necesario evaluar la reserva rodante que posee el sistema con el objetivo de determinar si esta es suficiente para preservar la integridad del mismo en caso de que se produzca la salida de uno de los generadores restantes. La siguiente inecuación representa dicha evaluación:

$$RR(0,8 \text{ MW}) < GM(3,1 \text{ MW})$$

La inecuación demuestra que la reserva rodante no es suficiente para garantizar la seguridad del sistema en caso de producirse la desconexión de alguna de las unidades restantes, por tanto resulta necesario introducir la operación de otro generador que pueda entregar las capacidades de potencia faltantes para revertir esta situación.

A6.3 Estudio de demanda media con operación de los parques fotovoltaicos

Ahora se procede a estudiar el régimen de media demanda considerando la operación de los parques fotovoltaicos: PVG1, PVG2 y PVG. La tabla A6.9 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados para satisfacer la demanda en cuestión.

Tabla A6.9 Potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados para el régimen de media demanda con operación de los parques fotovoltaicos.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	2,5	1,6
GM6	2,2	1,6
GM8	2,2	1,6
PVG1	1	0
PVG2	1	0
PVG	2	0

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

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = 0,8019 \text{ seg}$$

Si se compara este valor con el obtenido para el régimen de media demanda (sin operación de los parques fotovoltaicos) se puede ver que este es más pequeño, esto se debe precisamente a que la generación solar fotovoltaica no aporta inercia al sistema pero si contribuye con la potencia aparente total por lo que al aumentar $\uparrow S_{tot}$ y $\downarrow \sum_i^n H_i \times S_i$ con respecto al estudio de media demanda (sin parques fotovoltaicos) se produce una $\downarrow H_{tot}$.

La tabla A6.10 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 A6.10 Valores de reserva rodante en función de la salida de los generadores involucrados en este régimen.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GM5	3,4
PVG1	4,8
PVG	4,8
PVG1, PVG2 y PVG	4,8

Como se puede apreciar, cada vez que se produce la desconexión de los parques fotovoltaicos el valor de la reserva rodante se mantiene constante, esta magnitud corresponde a la potencia que tienen disponibles los generadores del grupo GM según su demanda, ya que la generación solar fotovoltaica no presenta la capacidad de suministrar reservas de potencia. Las siguientes inecuaciones comprueban si la reserva rodante es superior a la demanda que dejan sin servir las desconexiones de los generadores GM5 y la correspondiente a la salida del conjunto de parques fotovoltaicos. Es necesario especificar

que se escoge como parte de la comprobación, la desconexión de todos los parques fotovoltaicos, ya que esta situación corresponde el caso más crítico en cuanto a la demanda que dejan sin abastecer estas unidades.

$$RR(3,4 \text{ MW}) > GM5(2,5 \text{ MW})$$

$$RR(4,8 \text{ MW}) > PVG1, PVG2 \text{ y } PVG(4 \text{ MW})$$

Según las comparaciones realizadas la reserva rodante es suficiente para garantizar la seguridad del sistema en todos los casos que estén relacionados con la desconexión de las unidades de generación asignadas a este régimen.

A continuación se analizará la estabilidad del SEP de la Isla de la Juventud para el régimen en cuestión teniendo en cuenta tres tipos de perturbaciones que pudieran ocurrir tanto por motivos de disponibilidad de la generación fotovoltaica como por resultado de alguna falla que implicara la salida de unidades de generación. Las perturbaciones motivo de estudio serán:

- 1) Desconexión de GM5
- 2) Desconexión de PVG1
- 3) Desconexión de PVG

A6.3.1 Desconexión de GM5

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 GM5.

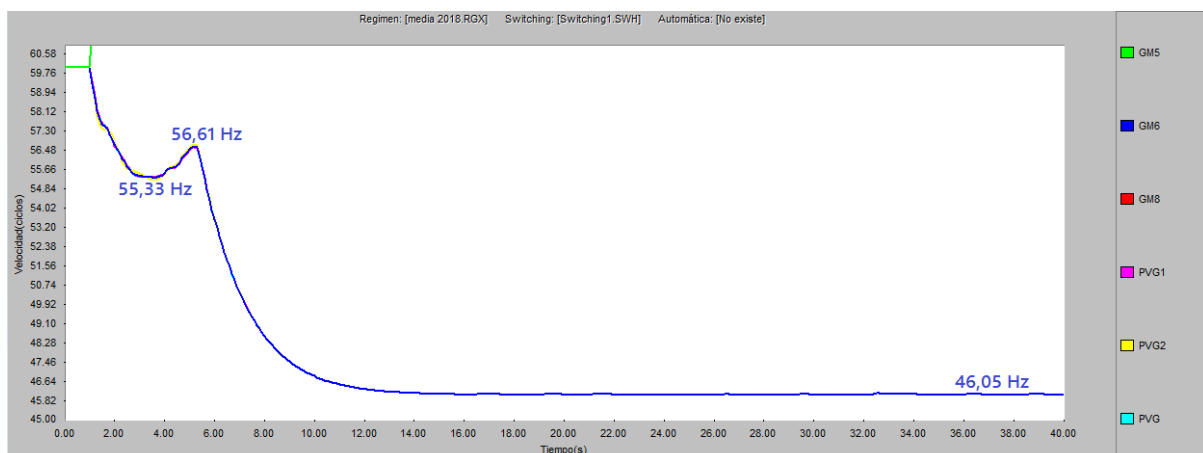


Figura A6.17 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5.

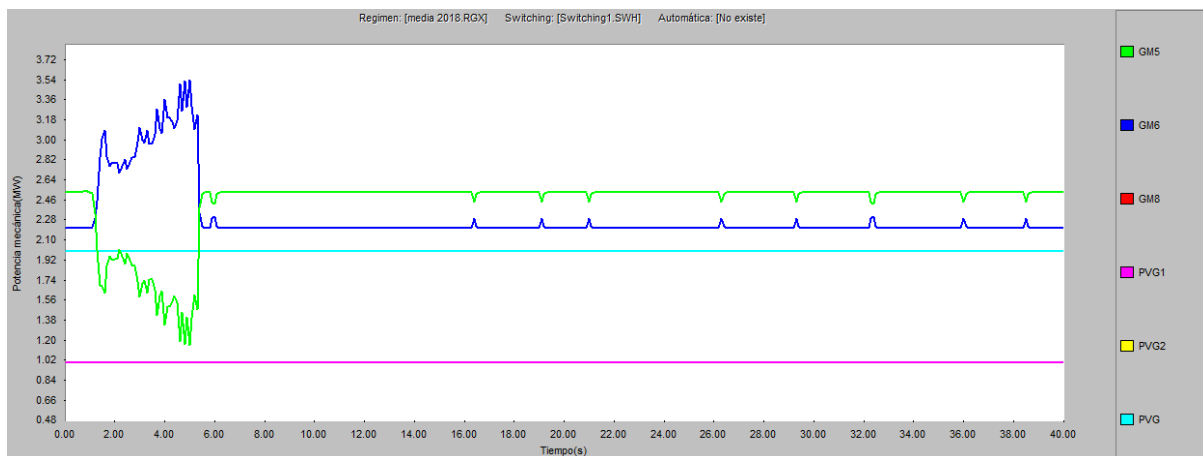
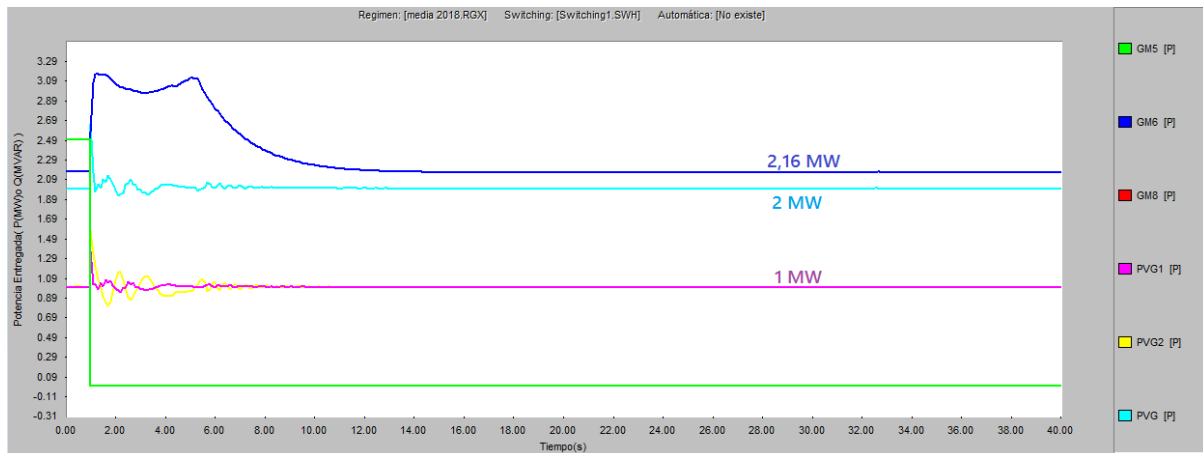


Figura A6.19 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM5.

Anteriormente cuando se comprobó que el valor de reserva de potencia acumulado en el sistema era suficiente para sobrellevar la ocurrencia de una perturbación que involucrará la salida de GM5, la conclusión fue afirmativa, sin embargo el comportamiento del sistema no fue hacia este sentido sino que se produjo una caída del mismo, es decir colapso. Este resultado tiene su fundamentación en el hecho de que la poca inercia que adquirió el SEP de la Isla de la Juventud no pudo hacer suficiente resistencia al cambio de velocidad de las máquinas sincrónicas cuando se produjo la salida de GM5 y en consecuencia la frecuencia cayó precipitadamente a un valor de 55,33 Hz. Ante este evento los mecanismos de regulación de frecuencia actuaron pero su intervención pudo no más ajustar el balance de potencia activa para un valor de frecuencia de 46,05 Hz, el cual resulta inadmisibles para la operación del sistema.

En correspondencia con las consecuencias que puede traer para el sistema la salida de GM5, resulta necesario comprobar si la ACA es capaz de evitar que este caiga en tal situación.

La figura A6.20 muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema ahora considerando la presencia de ACA.

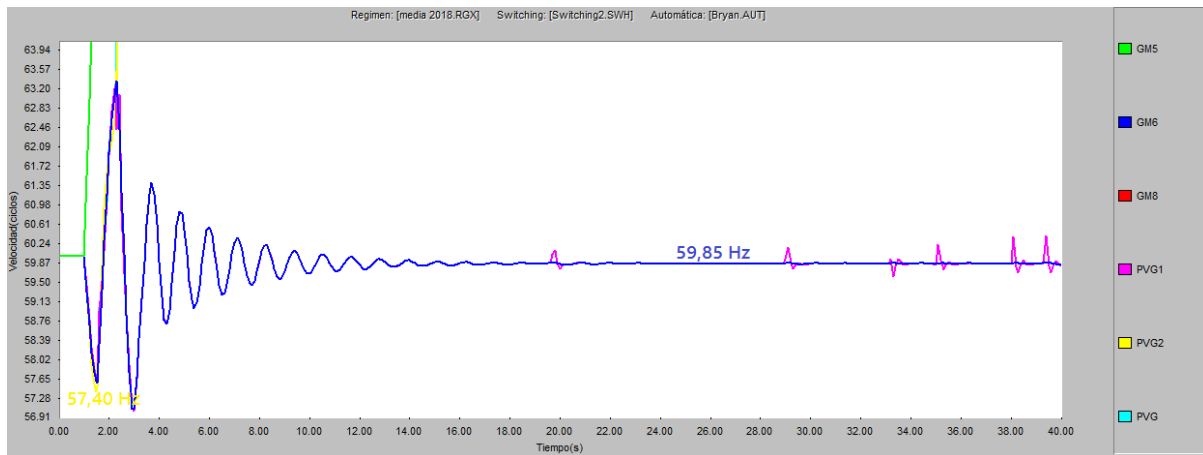


Figura A6.20 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5 considerando la operación de la ACA.

Como se puede apreciar las protecciones pertenecientes a la ACA mediante la desconexión de 4,5 MW de carga y el disparo de los parques fotovoltaicos PVG2 y PVG, pudieron revertir la situación anterior y en consecuencia los mecanismos de regulación lograron estabilizar el sistema a una frecuencia aceptable de 59,85 Hz. Lo único que se puede reprochar en estos nuevos resultados es el hecho de que la frecuencia alcanzara valores inadmisibles para la operación de los motores primarios, cuestión que nos lleva a concluir que se deben realizar algunas modificaciones en los ajustes de la ACA con el objetivo de evitar estos inconvenientes.

La tabla A6.11 muestra los valores de potencia activa y reactiva que suministran los generadores restantes tras la salida de GM5, considerando el apoyo de la ACA.

Tabla A6.11 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GM5.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	Desconexión	
GM6	2,7	1,5
GM8	2,7	1,5
PVG1	1	0
PVG2	Desconexión	
PVG	Desconexión	

De acuerdo a los eventos que produjo la desconexión de GM5 y la ACA en las capacidades de generación, resulta necesario comprobar si la reserva rodante que posee el sistema es suficiente para mantener su integridad en caso de que se produzca en este nuevo estado la desconexión de alguna de las unidades generadoras restantes. Las siguientes inecuaciones se encargan de realizar tal comprobación, considerando la salida de un generador a la vez.

$$RR(1,2 \text{ MW}) < GM6(2,7 \text{ MW})$$

$$RR(2,4\text{ MW}) > PVG1(1\text{MW})$$

Con respecto a las comparaciones realizadas, la desconexión de alguno de los generadores restantes del grupo GM no tendría como ser sobrellevada por el sistema ya que este no cuenta con la reserva suficiente para esta situación, sin embargo en cuanto a la salida de PVG1 pasaría todo lo contrario.

A6.3.2 Desconexión de PVG1

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 PVG1.

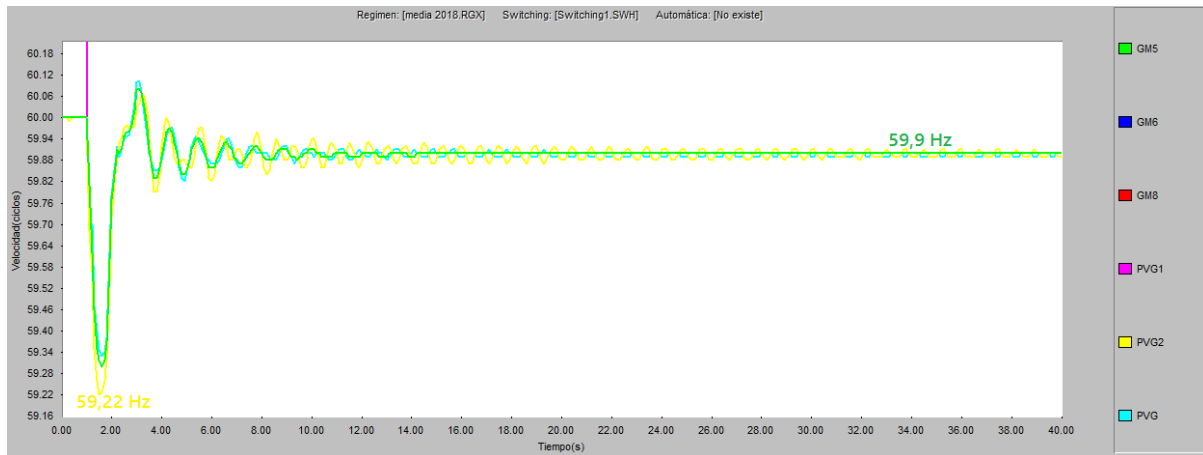


Figura A6.21 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de PVG1.

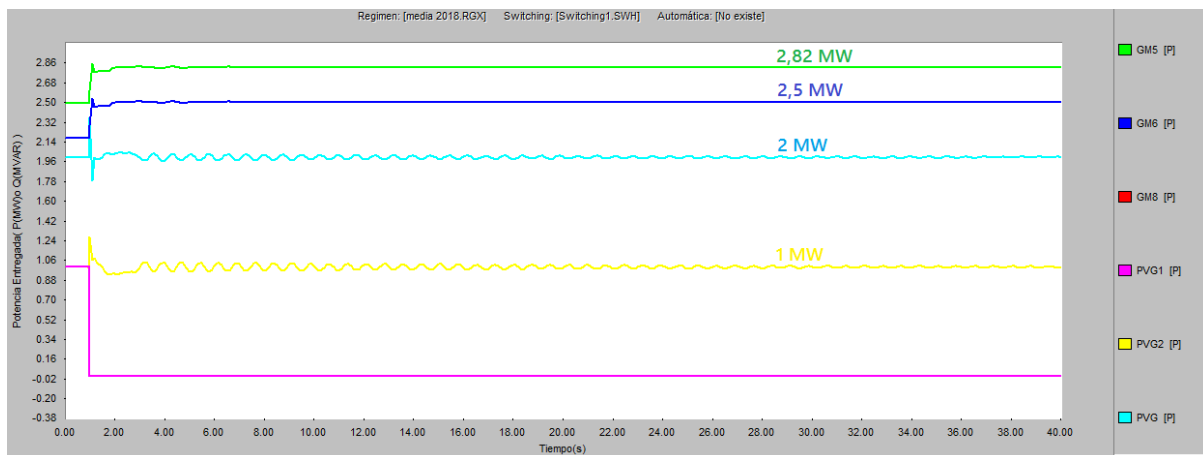


Figura A6.22 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de PVG1.

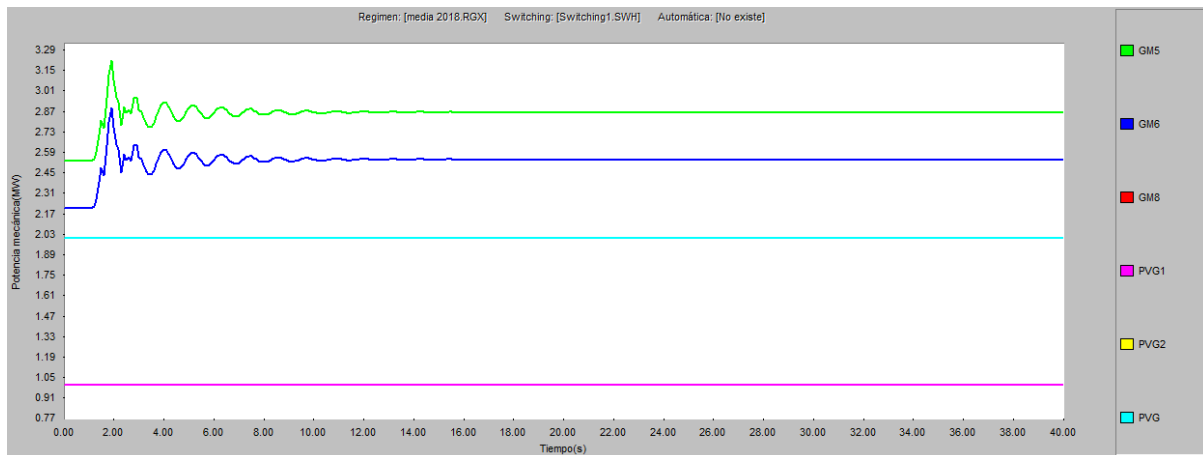


Figura A6.23 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de PVG1.

La salida de PVG1 trae consigo una caída de la frecuencia que pudo ser detenida por los gobernadores de los motores primarios a un valor de 59,22 Hz, estos continuando con las actividades de regulación lograron estabilizar el sistema a una frecuencia aceptable de 59,9 Hz.

La figura A6.22 muestra como el déficit de generación que provocó la salida de PVG1, fue sostenido únicamente por los generadores del grupo GM ya que los parques fotovoltaicos no poseen la habilidad de regular frecuencia.

La tabla A6.12 muestra cómo queda organizado el reparto de carga entre los generadores restantes después de haber terminado el proceso de regulación de frecuencia.

Tabla A6.12 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de PVG1.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	2,8	1,6
GM6	2,5	1,7
GM8	2,5	1,7
PVG1	0	0
PVG2	1	0
PVG	2	0

Según los cambios que introdujo la salida de PVG1 en las capacidades de generación y por transitividad en la reserva rodante, resulta necesario comprobar si este último parámetro es suficiente para que el sistema pueda preservar su integridad en caso de producirse la desconexión de alguno de los generadores restantes. Las siguientes inecuaciones se encargan de comprobar lo que se acaba de exponer:

$$RR(3,9 \text{ MW}) > PVG2 + PVG(3 \text{ MW})$$

$$RR(2,8\text{ MW}) = GM5(2,8\text{ MW})$$

$$RR(2,5\text{ MW}) = GM6(2,5\text{ MW})$$

De acuerdo a estas comparaciones se confirma que la reserva rodante que posee el sistema para este nuevo estado es suficiente para garantizar su seguridad, ya que las demandas que dejarían sin servir las desconexiones representadas podrían ser sostenidas por dichas capacidades. Resulta necesario aclarar que en vez de realizar todas las comprobaciones de reserva relacionadas con las diferentes combinaciones de desconexión de los parques fotovoltaicos, se ha decidido solo representar el caso más crítico correspondiente a la salida simultánea de los parques PVG2 y PVG, ya que si la reserva es suficiente en este caso también lo será en cuanto a las salidas individuales de estas unidades.

A6.3.3 Desconexión de PVG

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 PVG.

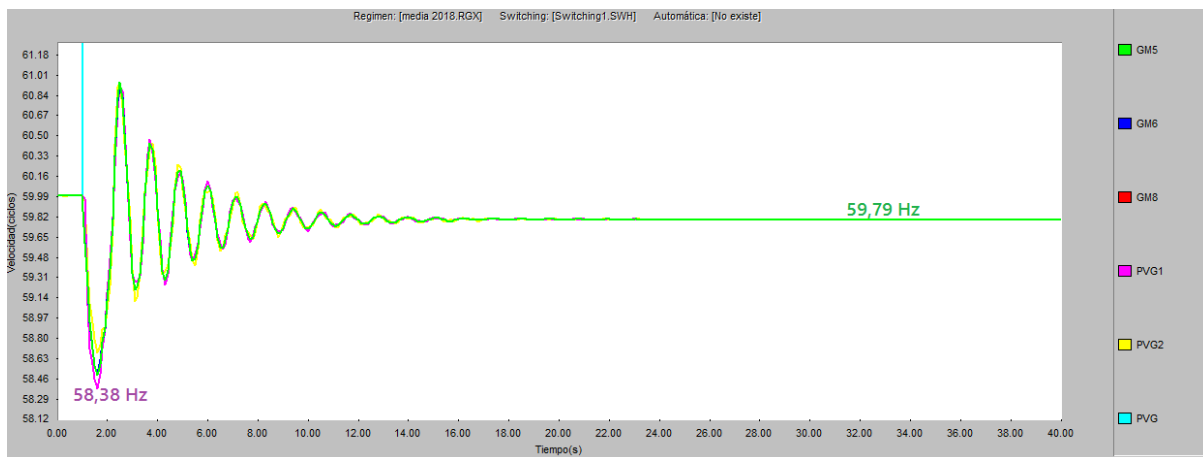


Figura A6.24 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de PVG.

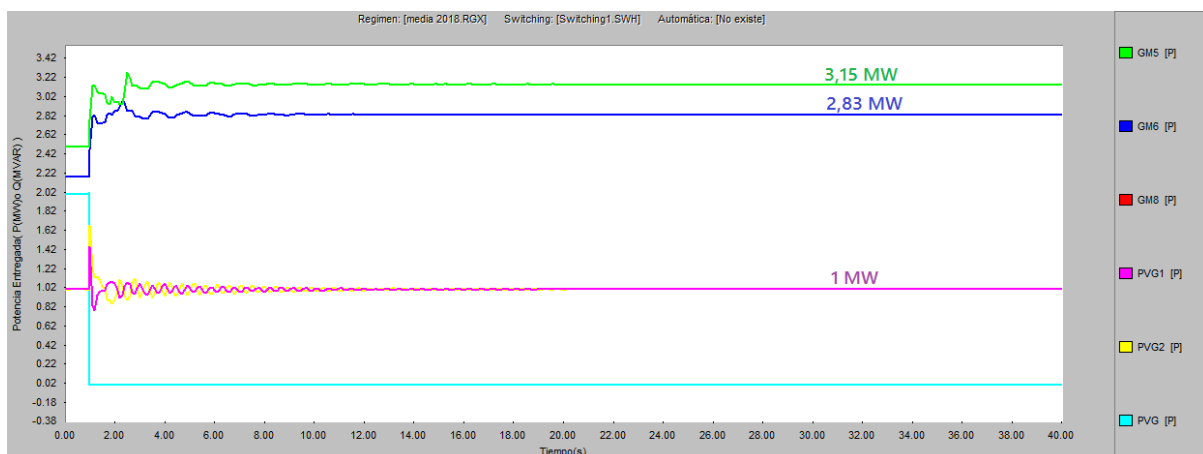


Figura A6.25 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de PVG.

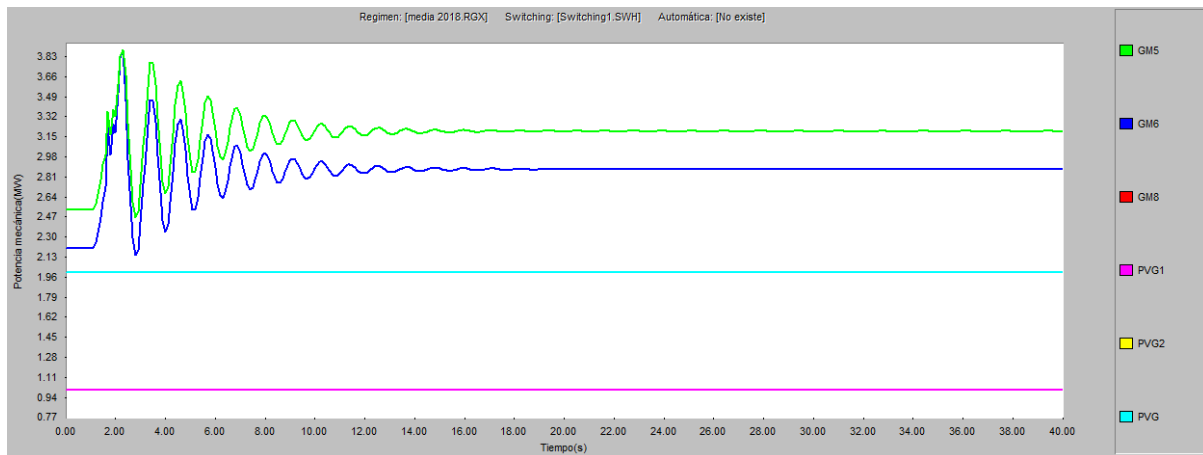


Figura A6.26 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de PVG.

La desconexión de PVG trajo consigo que la frecuencia cayera hasta alcanzar un valor mínimo de 58,38 Hz, el cual debería desencadenar la operación de la ACA, pero dada la rapidez con que actuaron los mecanismos de regulación dicho valor fue corregido antes de cumplirse el tiempo de disparo de estas protecciones y en consecuencia tales mecanismos se encargaron de restablecer la frecuencia a un valor aceptable de 59,79 Hz.

La tabla A6.13 muestra la potencia activa y reactiva que entregan los generadores restantes al finalizarse los procesos de regulación de frecuencia y haberse recuperado la estabilidad del sistema.

Tabla A6.13 Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de PVG.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	3,1	1,6
GM6	2,8	1,7
GM8	2,8	1,7
PVG1	1	0
PVG2	1	0
PVG	0	0

Según estas nuevas capacidades de generación, las siguientes inecuaciones establecen una comparación entre el valor de reserva rodante que posee el sistema en correspondencia con la desconexión de alguno de los generadores restantes, y el valor de la demanda que estos dejan sin servir. Esto se hace con el objetivo de confirmar si la seguridad del sistema está garantizada en caso de producirse otra perturbación que involucre la pérdida de generación. Se aclara que en relación a la comprobación de la reserva rodante para la salida de los parques fotovoltaicos, solo se considera dentro de todas las combinaciones de desconexión, el caso más crítico, correspondiente a la pérdida

simultánea de los parques PVG1 y PVG2 ya que si el sistema puede enfrentar esta perturbación también lo hará para las salidas individuales de estas unidades.

$$RR(3 \text{ MW}) > PVG1 + PVG2(2 \text{ MW})$$

$$RR(2,2 \text{ MW}) < GM5(3,1 \text{ MW})$$

$$RR(1,9 \text{ MW}) < GM6(2,8 \text{ MW})$$

Como se puede apreciar, el sistema podría sobrellevar cualquier combinación de la desconexión de los parques fotovoltaicos, no obstante con respecto a la salida de alguno de los generadores del grupo GM, el sistema no tendría nada que hacer y por tanto colapsaría. En función de estas comprobaciones los operadores del sistema deben realizar la conexión de alguna unidad generadora adicional que pueda reponer las reservas faltantes.

A6.4 Estudio de mínima demanda

La demanda de potencia activa y reactiva del SEP de la Isla de la Juventud para el régimen de mínima demanda es 5 MW y 2,4 MVar respectivamente. La tabla A6.14 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados para satisfacer la demanda en cuestión.

Tabla A6.14 Potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados al régimen de mínima demanda.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM7	1,5	0,8
GM5	2,2	0,8
GM6	1,5	0,8

Si se compara esta tabla con la tabla 16 correspondiente al año 2017 la única diferencia que se puede encontrar es que la potencia activa y reactiva que entrega el generador GM5 ha aumentado ligeramente debido al pequeño crecimiento que ha tenido la carga para el año 2018, lo que por cierto es muy poco notable en el régimen de mínima demanda.

El valor de H_{tot} equivale al calculado para el año 2017 ya que los generadores asignados para este régimen son los mismos.

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = 1,021 \text{ seg}$$

La tabla A6.15 muestra la reserva rodante que posee el sistema en caso de producirse la desconexión de alguno de los generadores asignados a este régimen.

Tabla A6.15 Reserva rodante con la que dispone el sistema según la salida de unidades generadoras.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GM5	4,8
GM6	4,1

Las siguientes inecuaciones representan que la reserva rodante total que posee el sistema para este régimen es suficiente para cubrir la salida de GM5 o la desconexión de alguno de los otros dos generadores (GM6 o GM7).

$$RR(4,8 \text{ MW}) > GM5(2,2 \text{ MW})$$

$$RR(4,1 \text{ MW}) > GM6(1,5 \text{ MW})$$

Para el régimen de mínima demanda el estudio de estabilidad solo se realizará teniendo en cuenta la salida de GM5 ya que este además de ser igual constructivamente a los generadores GM7 y GM6, abastece el mayor por ciento de carga. Cuestión de que si para la salida de GM5 no sucediera ningún evento anormal en relación a la estabilidad del sistema tampoco lo haría para la desconexión de los otros dos.

A6.4.1 Desconexión de GM5

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 GM5.

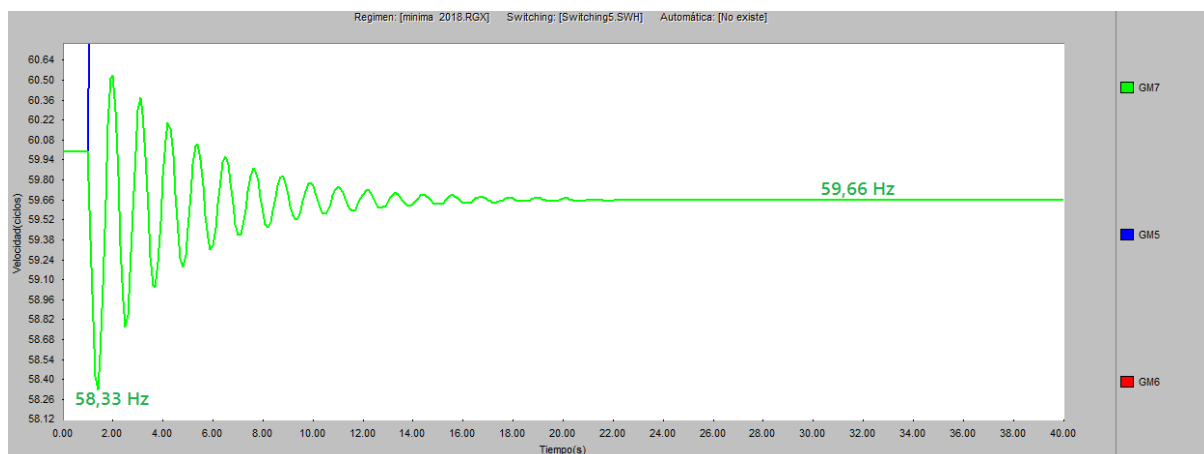


Figura A6.27 Comportamiento de la frecuencia tras la salida de GM5.

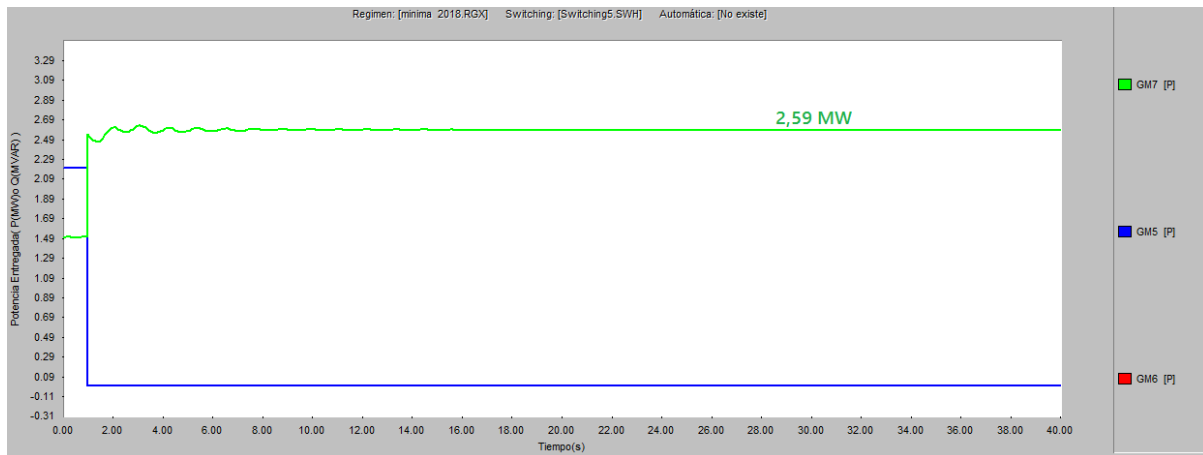


Figura A6.28 Comportamiento de la potencia de salida de los generadores tras la salida de GM5.

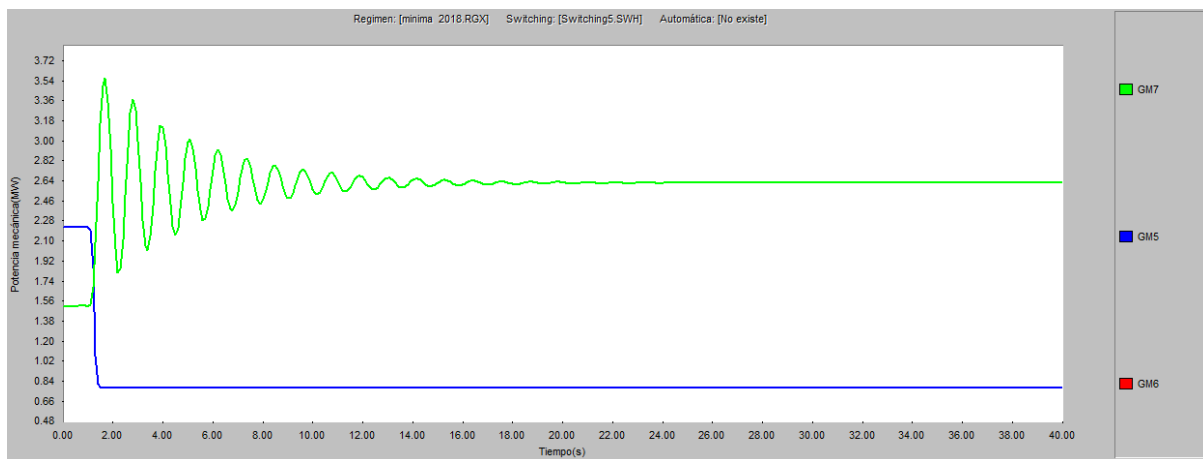


Figura A6.29 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM5.

La salida de GM5 provocó que la frecuencia del sistema disminuyera hasta alcanzar un valor mínimo de 58,33 Hz, el cual se encuentra por debajo del umbral de activación de la ACA. Sin embargo aunque no se implementó en esta primera simulación la presencia de esta protección se puede observar como los mecanismos de regulación se encargan de que el sistema vuelva a recuperar la estabilidad, alcanzando este propósito a un valor de frecuencia aceptable de 59,66 Hz.

La figura A6.30 muestra el comportamiento de la frecuencia ante la desconexión de GM5, ahora teniendo en cuenta la presencia de ACA.

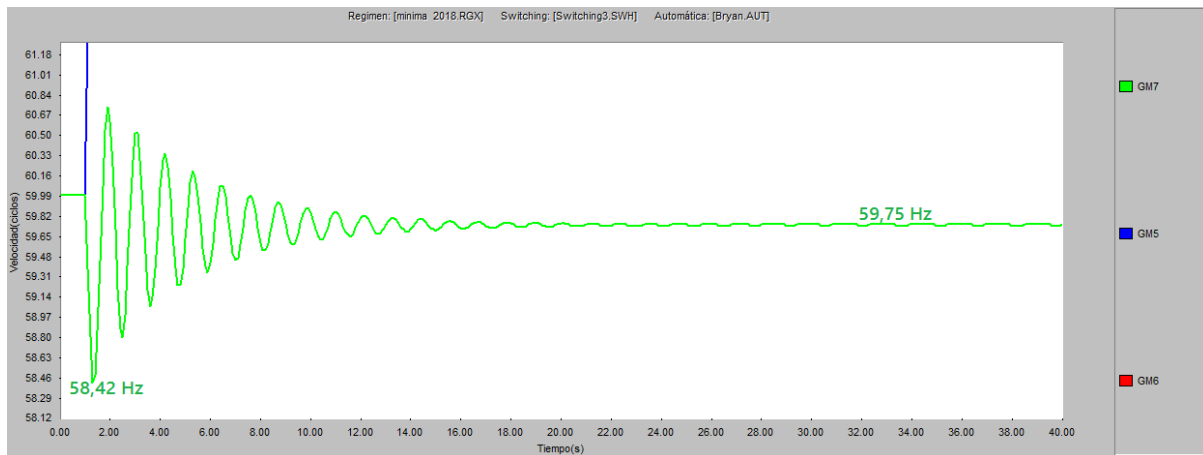


Figura A6.30 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5 considerando la operación de la ACA.

Como se puede apreciar, la ACA mediante la desconexión de aproximadamente 0,6 MW de carga permitió una caída más pequeña de la frecuencia por un margen de 0,09 Hz y además el sistema pudo estabilizarse a un valor de frecuencia superior al límite mínimo que se permite, el cual corresponde a los 59,7 Hz.

La tabla A6.16 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores involucrados con este régimen luego de haberse alcanzado el nuevo estado de operación, el cual fue provocado por la desconexión de GM5 y el apoyo de la ACA.

Tabla A6.16 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores tras la salida de GM5.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM7	2,3	1,1
GM5	0	0
GM6	2,3	1,1

Teniendo en cuenta estas nuevas capacidades de generación, resulta necesario volver a comprobar si la reserva rodante total es suficiente como para que el sistema sea capaz de afrontar alguna situación similar a la estudiada.

La reserva rodante total que posee el sistema para este nuevo estado es de 1,6 MW, la cual no es suficiente en caso de que se produjera la desconexión de alguna de las unidades restantes. Entonces, se recomienda en esta situación la conexión de alguna unidad de generación que pueda acumular la reserva de potencia faltante para garantizar la seguridad del SEP de la Isla de la Juventud.

Anexo 7. Análisis de la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el año 2020

Para el año 2020 se ha previsto con respecto al 2018 un crecimiento de la demanda de cada estado de carga correspondiente al SEP de la Isla de la Juventud, sin embargo dado que tal incremento es pequeño se establece que este puede ser abastecido con la misma asignación de generadores que se presentó para los años 2017 y 2018, con la excepción del estado de media demanda sin operación de los parques fotovoltaicos ya que en este entra en operación el generador GP4. Por tanto la tabla mostrada en el anexo 5 sigue representando como está organizado el funcionamiento de los generadores presentes en el SEP de la Isla de la Juventud para cada estado de carga, con la excepción mencionada en el régimen de media demanda sin operación de parques fotovoltaicos.

A continuación, se siguen realizando pruebas para determinar el desempeño de la estabilidad del SEP de la Isla de la Juventud ante la desconexión de unidades de generación, ahora teniendo en cuenta los regímenes de máxima, media y mínima demanda correspondientes al año 2020.

A7.1 Estudio de máxima demanda

La demanda de potencia activa y reactiva que sostiene este estado de carga es de 17,4 MW y 7,1 MVar respectivamente. La tabla A7.1 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados a este régimen para, en conjunto, satisfacer dicha demanda.

Tabla A7.1 Potencia activa y reactiva que suministran los generadores asignados al régimen de máxima demanda.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP2	1.5	0.7
GP1	1.5	0.7
GM7	3.6	1.6
GM5	3.6	1.6
GM6	3.6	1.6
GM8	3.6	1.6

La constante de inercia H_{tot} que aportan estos generadores al sistema con relación a este régimen es:

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = \frac{8.1 + 19.929}{28.52} = 0.9828 \text{ seg}$$

La tabla A7.2 muestra los valores de reserva rodante que sostiene el sistema en función de la desconexión individual de alguno de los generadores asignados para abastecer este estado de carga.

Tabla A7.2 Reserva de potencia disponible según desconexión de unidades de generación.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GP2	3,3
GM7	5,1

Las siguientes inecuaciones comparan si la reserva rodante que queda en el sistema luego de la salida de estas dos unidades es suficiente para suplir la demanda que estas estaban abasteciendo.

$$RR(3,3 \text{ MW}) > GP2(1.5 \text{ MW})$$

$$RR(5,1 \text{ MW}) > GM7(3.6 \text{ MW})$$

Como se puede apreciar la reserva rodante que posee el sistema es suficiente para garantizar su seguridad en caso de producirse la desconexión de cualquiera de los generadores asignados a este régimen.

El análisis de estabilidad para este estado de carga se realizara teniendo en cuenta los siguientes casos:

- Desconexión del generador GP2
- Desconexión del generador GM7

A7.1.1 Desconexión del generador GP2

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 GP2.

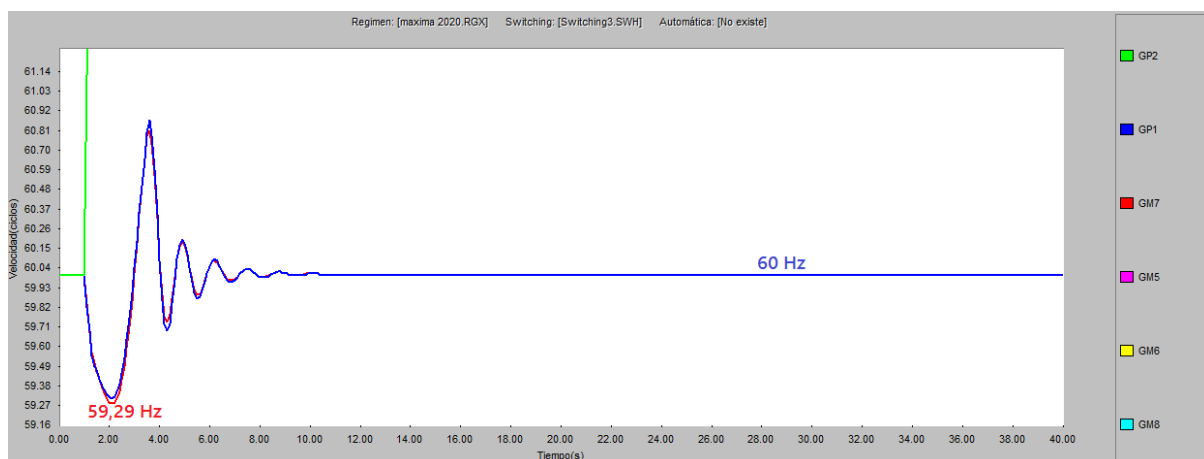


Figura A7.1 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GP2.

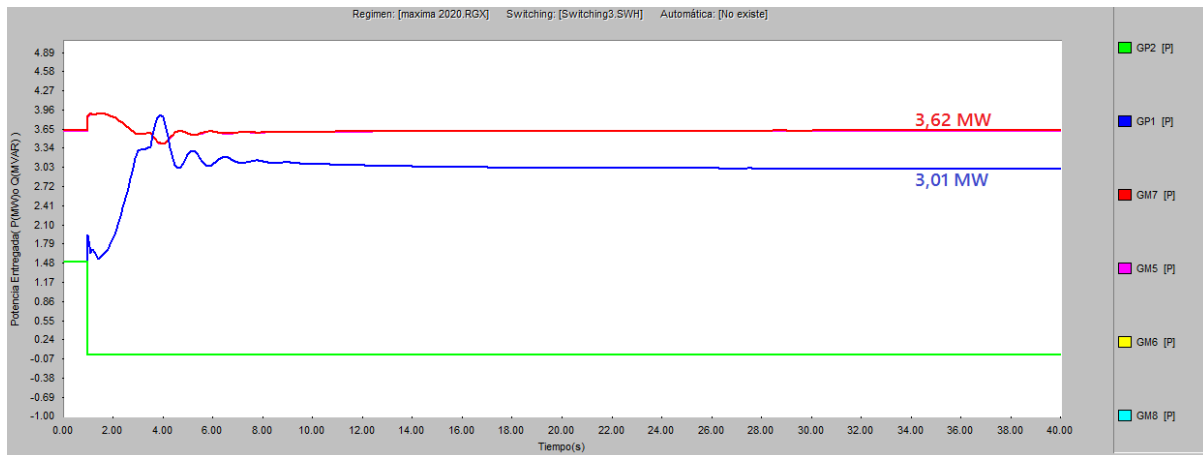


Figura A7.2 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GP2.

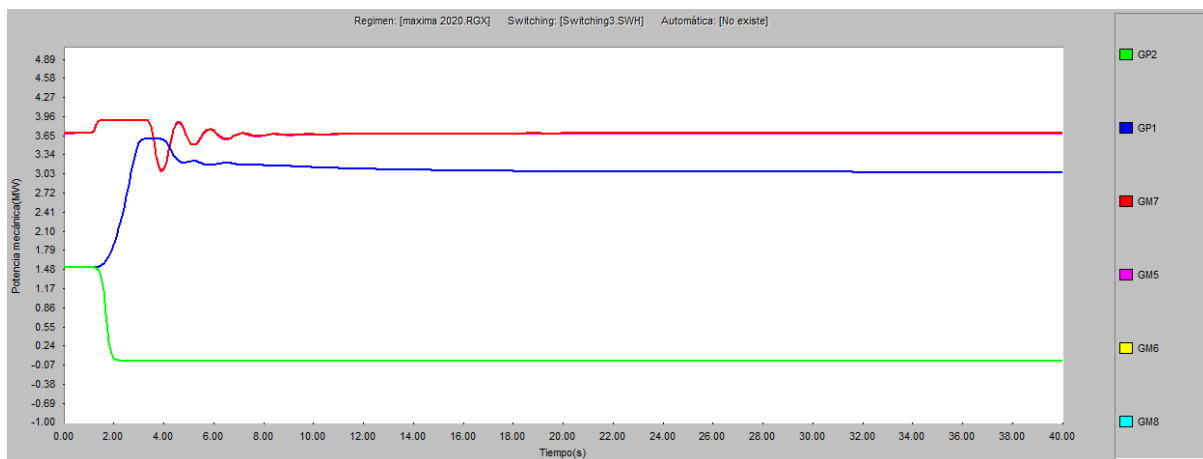


Figura A7.3 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GP2.

Cuando sale de funcionamiento GP2 la frecuencia del sistema cae hasta alcanzar un valor de 59,29 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 a su valor nominal de frecuencia (60 Hz). La tabla A7.3 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores involucrados luego de haber terminado el proceso de regulación de frecuencia.

Tabla A7.3 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GP2.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP2	0	0
GP1	3	1.4
GM7	3.6	1.6
GM5	3.6	1.6
GM6	3.6	1.6
GM8	3.6	1.6

Si se compara la tabla A7.1 con la tabla A7.3 se puede determinar que el generador GP1 fue el encargado de asumir el déficit de generación que dejó la salida de GP2 ya que la potencia de salida que suministran los generadores pertenecientes al grupo GM no cambia. Esto es resultado de cómo están organizadas las actividades de regulación primaria y secundaria entre los generadores del SEP de la Isla de la Juventud, donde la segunda solamente está establecida para ser realizada por los generadores del grupo GP, quienes se encargan de reponer las reservas de regulación primaria.

Las siguientes inecuaciones representan que la reserva rodante que posee el sistema en este nuevo estado no es suficiente para preservar su integridad en caso de que se produzca la desconexión de cualquiera de los generadores restantes. 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.

$$RR(1,5MW) < GM7(3,6 MW)$$

$$RR(1,2MW) < GP1(3 MW)$$

A7.1.2 Desconexión de GM7

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 GM7.

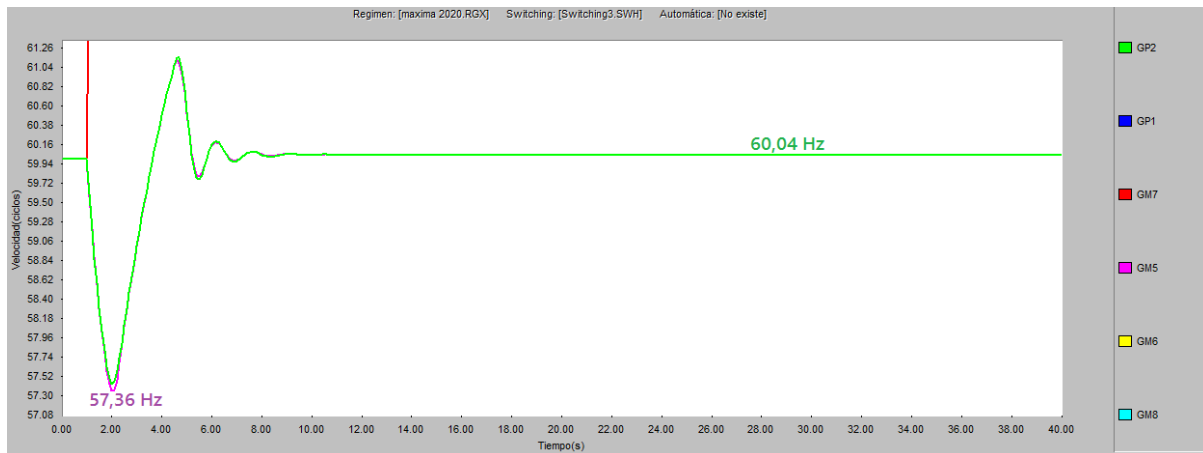


Figura A7.4 Comportamiento de la frecuencia del sistema ante la salida de GM7.



Figura A7.5 Evolución de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM7.

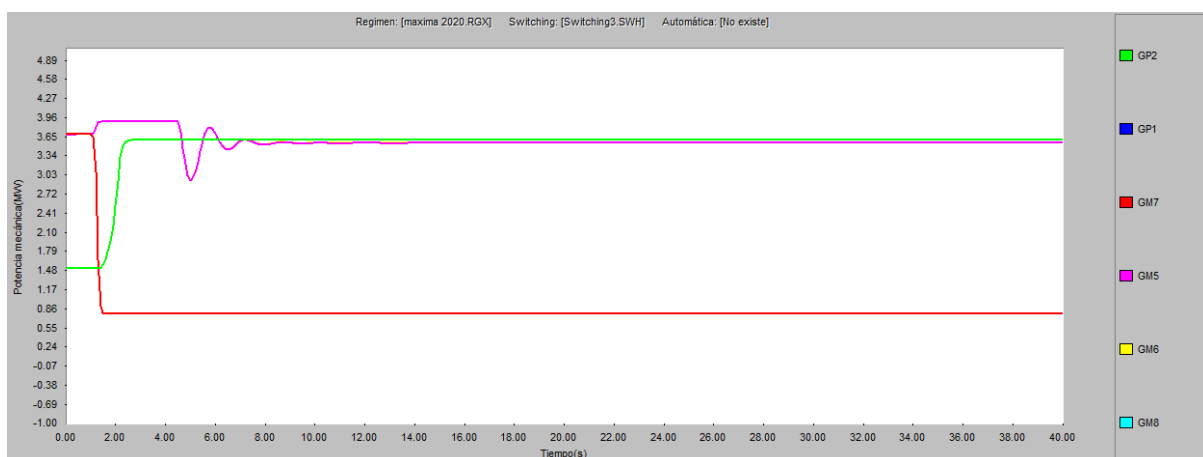


Figura A7.6 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM7.

Al producirse la desconexión de GM7 la frecuencia del sistema comienza a disminuir hasta que los mecanismos de regulación recuperan nuevamente el balance entre la potencia mecánica y la eléctrica a un valor de 57,36 Hz de frecuencia. Estos mecanismos dado que responden al error de frecuencia, continúan su actividad de corrección hasta que logran estabilizar el sistema a su frecuencia nominal. Dado que el valor de 57,36 Hz alcanzado por

la frecuencia se considera peligroso para la operación de los motores primarios, resulta necesario comprobar, si con la presencia de ACA se evita que dicho parámetro alcance estos valores tan pequeños.

La figura A7.7 muestra como sería el comportamiento real de la frecuencia, en este sistema, si se considera la presencia de ACA.

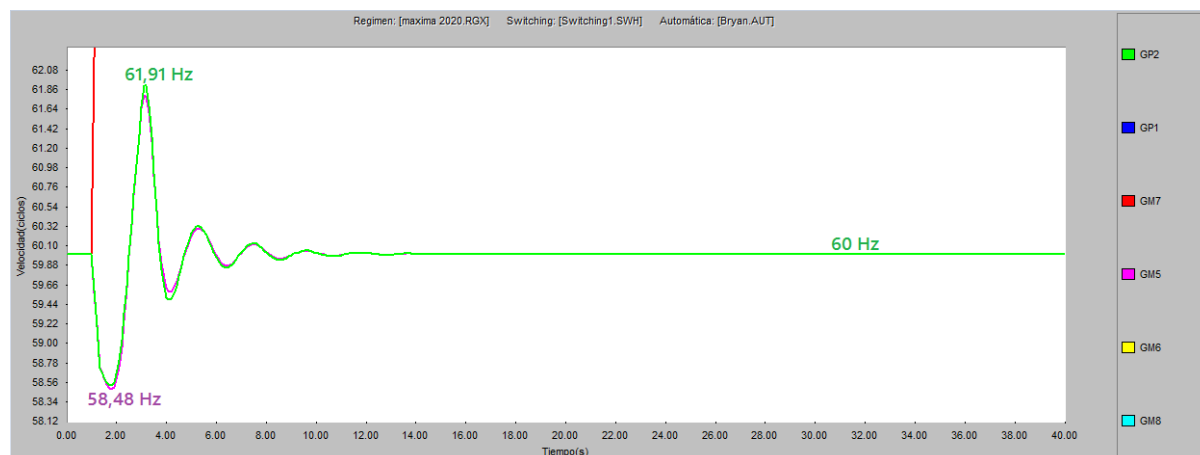


Figura A7.7 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM7 considerando la operación de la ACA.

Como se puede apreciar, la ACA mediante la desconexión de aproximadamente 1,9 MW de carga evitó que la frecuencia durante el proceso de regulación alcanzara valores por debajo de 57,5 Hz, los cuales se consideran peligrosos para la operación de los motores primarios. También como en la situación anterior la estabilidad de sistema se alcanzó a su frecuencia nominal. Por tanto según estos resultados la operación de la ACA se considera efectiva.

La tabla A7.4 muestra cómo se produjo la redistribución de la demanda entre los generadores restantes luego de haberse terminado el proceso de regulación de frecuencia apoyado por la ACA.

Tabla A7.4 Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de GM7.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP2	2,4	0,7
GP1	2,4	0,7
GM7	0	0
GM5	3.6	1,9
GM6	3.6	1,9
GM8	3.6	1,9

Como resultado del proceso de regulación de frecuencia y el apoyo de la ACA, los generadores restantes han tenido que modificar su potencia de salida. Esto conduce a que

nuevamente se deba evaluar la reserva rodante con la que cuenta el sistema para verificar si es suficiente en caso de ocurrir otra perturbación. Las siguientes inecuaciones demuestran que la reserva rodante del sistema no es suficiente para cubrir la salida de alguno de los generadores restantes, ya que no podría sostener la demanda que estos dejan sin servir. Por tanto se debe realizar la conexión de otro generador para que este pueda aportar la reserva faltante, con el objetivo de garantizar la seguridad del sistema.

$$RR(2,4 \text{ MW}) < GM5(3,6 \text{ MW})$$

$$RR(2,1 \text{ MW}) < GP1(2,4 \text{ MW})$$

A7.2 Estudio de media demanda sin conexión de los parques fotovoltaicos

La demanda de potencia activa y reactiva del SEP de la Isla de la Juventud para este régimen es de 11,5 MW y 5,1 MVar respectivamente. La tabla A7.5 muestra cómo se encuentra distribuida dicha demanda entre los generadores asignados para satisfacer este estado de carga.

Tabla A7.5 Potencia activa y reactiva que entregan los generadores para abastecer el régimen de media demanda.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP4	1,5	0,5
GP1	1,5	0,5
GM5	2,9	1,5
GM6	2,9	1,5
GM8	2,9	1,5

Si se compara esta tabla con la tabla 7 y la tabla A6.5 se puede observar como para el régimen de media demanda (sin parques fotovoltaicos) correspondiente al año en cuestión se ha implementado la operación de otro generador (GP4), a diferencia de los años 2017 y 2018.

El valor de la constante de inercia (H) total que sostiene el sistema según los generadores involucrados con este régimen es de:

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = 0,9749 \text{ seg}$$

En la tabla A7.6 se puede observar el valor de reserva rodante que posee el sistema teniendo en cuenta la desconexión de las unidades de generación presentes en este régimen.

Tabla A7.6 Reserva rodante que acumula el sistema según la desconexión de unidades de generación.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GP1	5,1
GM5	6,2

Las siguientes inecuaciones comparan si la reserva rodante que posee el sistema ante las desconexiones representadas en la tabla A7.6 es superior a la demanda que estas dejan sin servir.

$$RR(5,1 \text{ MW}) > GP1(1,5 \text{ MW})$$

$$RR(6,2 \text{ MW}) > GM5(2,9 \text{ MW})$$

Como se puede observar la reserva rodante en ambos casos cumple satisfactoriamente con la cantidad necesaria para amparar la integridad del sistema.

A continuación, con el objetivo de evaluar la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el régimen en cuestión, se analizan dos casos de desconexión: el primero para la salida de GP1 y el segundo para la salida de GM5.

A7.2.1 Desconexión de GP1

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 GP1.

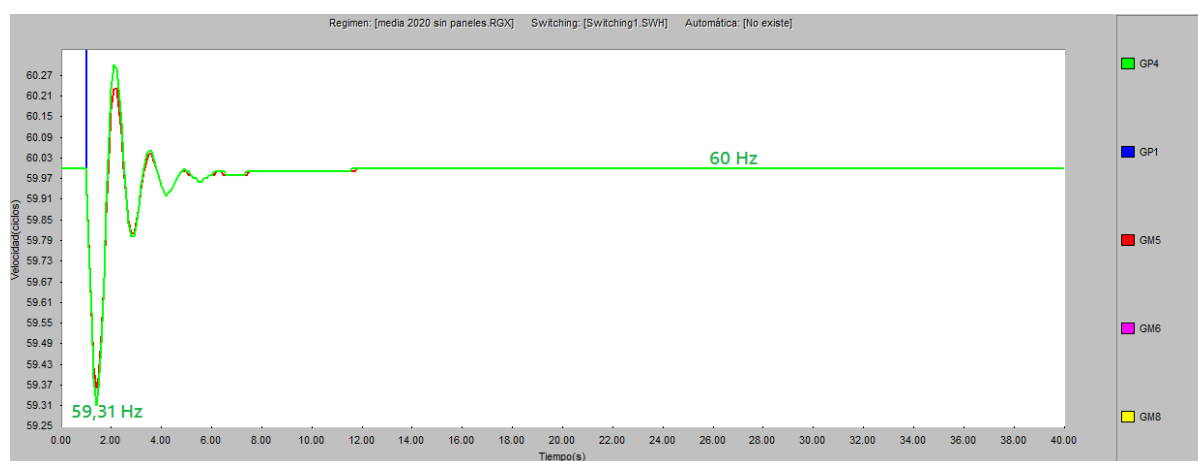


Figura A7.8 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GP1.

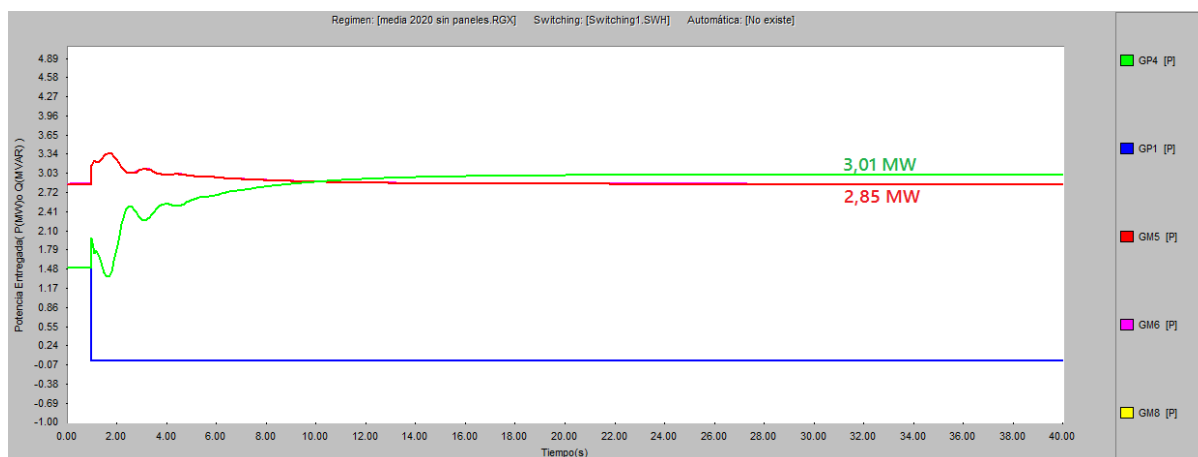


Figura A7.9 Comportamiento de la potencia de salida de los generadores tras la salida de GP1.

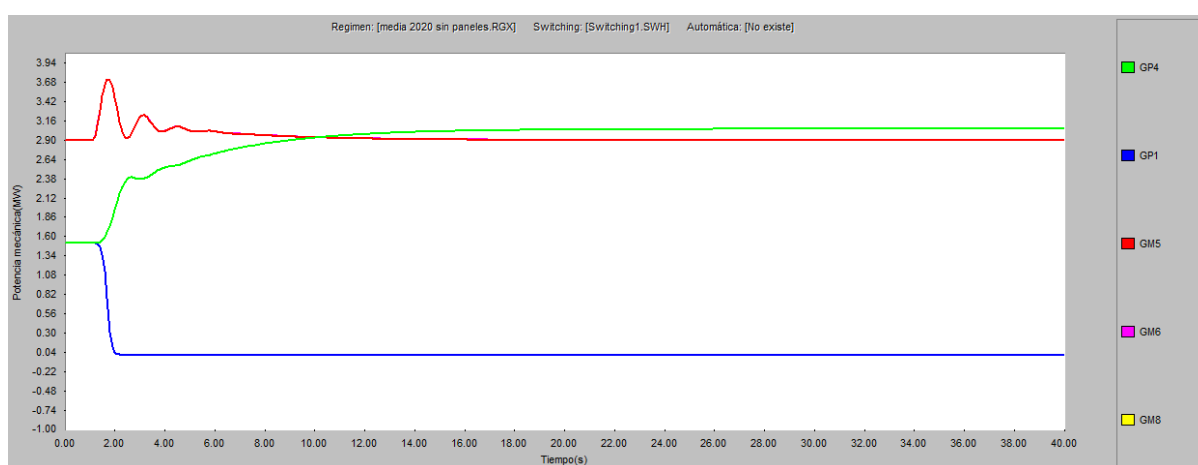


Figura A7.10 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por las turbinas tras la desconexión de GP1.

Al producirse la salida del generador GP1 la frecuencia del sistema cae precipitadamente hasta tomar un valor de mínimo de 59,31 Hz, posteriormente los mecanismos de regulación de frecuencia proceden a realizar una nueva distribución de la demanda y logran devolver el equilibrio del sistema a su frecuencia nominal.

La tabla A7.7 muestra cómo queda establecido el suministro de potencia activa y reactiva de los generadores restantes cuando ya se ha alcanzado nuevamente el equilibrio del sistema.

Tabla A7.7 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GP1.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP4	3	0,9
GP1	0	0
GM5	2,9	1,5
GM6	2,9	1,5
GM8	2,9	1,5

Según esta nueva distribución de la demanda se debe comprobar nuevamente si la reserva disponible por el sistema es suficiente para enfrentar la pérdida individual de alguna de las unidades restantes. Las siguientes inecuaciones que se muestran reflejan dicha comprobación.

$$RR(3\text{ MW}) = GP4(3\text{ MW})$$

$$RR(2,6\text{ MW}) < GM5(2,9\text{ MW})$$

Como se puede apreciar, el sistema posee reserva rodante suficiente para enfrentar la desconexión de GP4, mientras que para la salida cualquiera de las unidades del grupo GM no sucedería lo mismo. En función de los resultados de estas comprobaciones resulta necesario incorporar la operación de otro generador con el objetivo de que el sistema sostenga las reservas suficientes para respaldar su integridad.

A7.2.2 Desconexión de GM5

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 GM5.

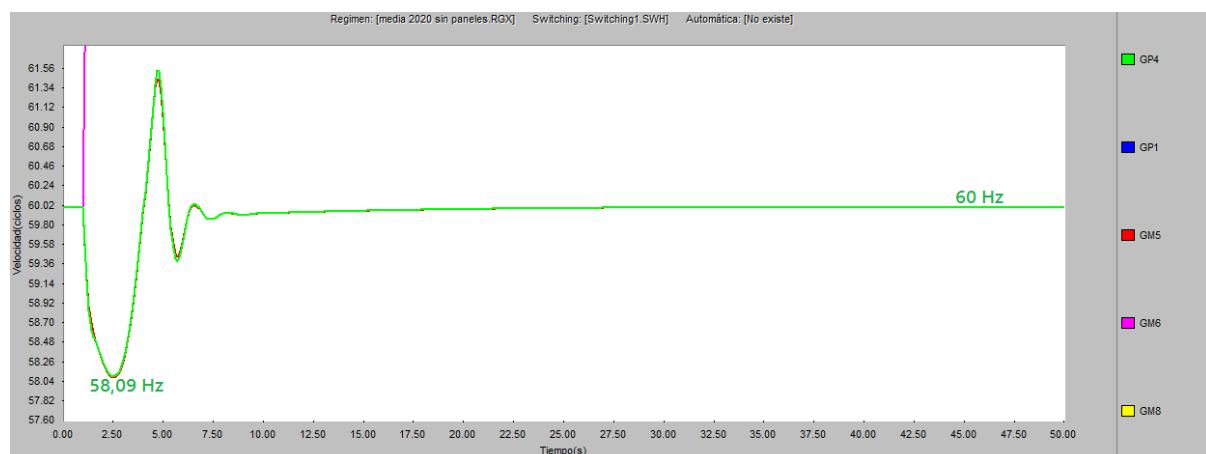


Figura A7.11 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5.

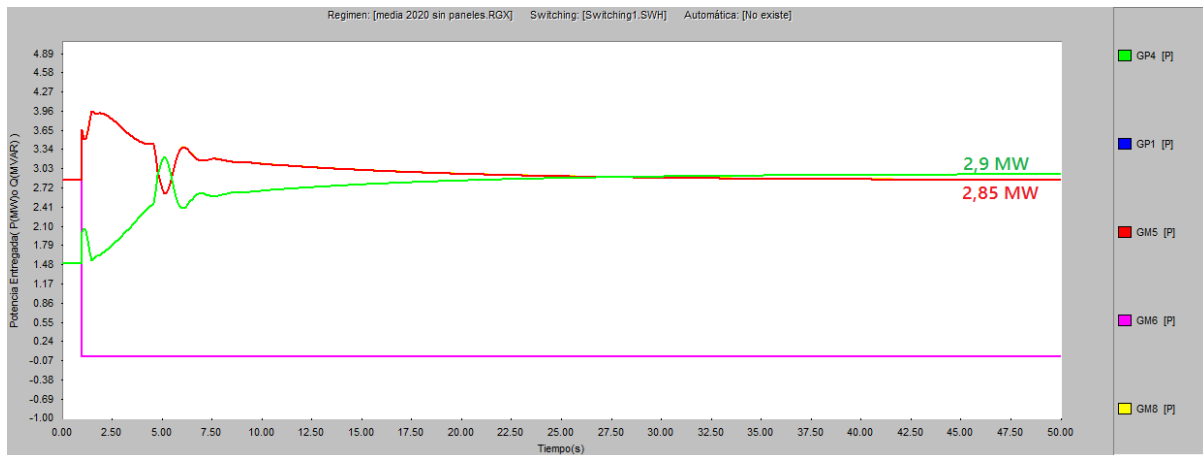


Figura A7.12 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM5.

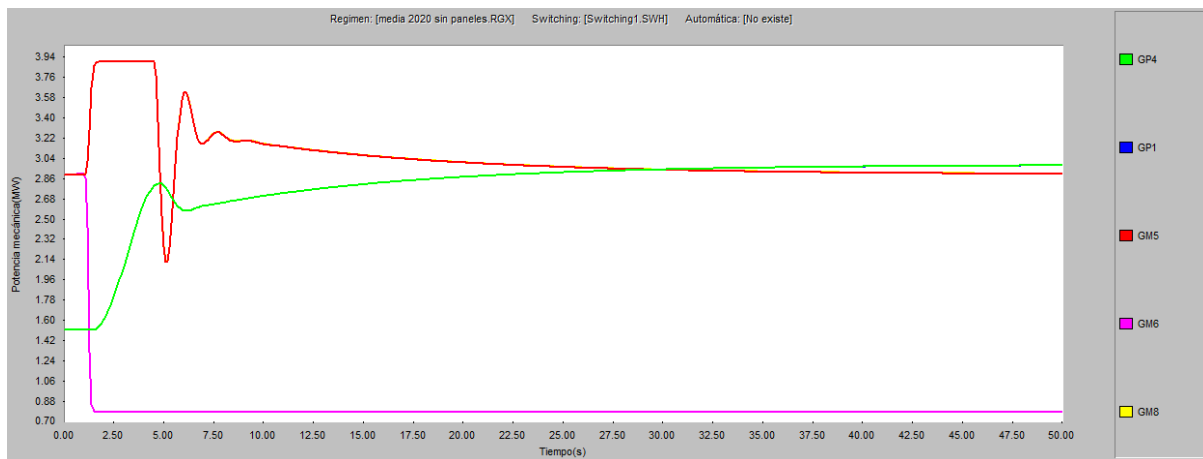


Figura A7.13 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por las turbinas tras la desconexión de GM5.

La desconexión de GM5 trajo consigo una disminución de la frecuencia, que terminó cuando esta alcanzó un valor mínimo de 58,09 Hz. Durante este proceso, ya desde que la frecuencia cae por debajo de 58,5 Hz se pudo haber activado la operación de la ACA de estar presente, no obstante aun con su ausencia se puede apreciar como los mecanismos de regulación logran estabilizar el sistema a la frecuencia nominal.

Con el objetivo de evaluar que sucede realmente en el sistema cuando se produce la salida de GM5, la figura A7.14 muestra como es la evolución de la frecuencia ante esta perturbación, considerando la presencia de la ACA.

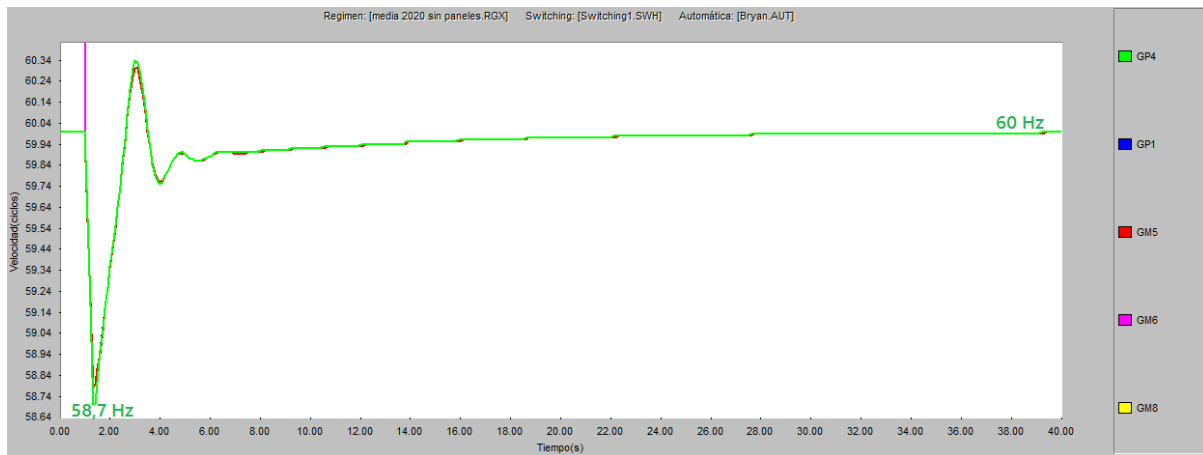


Figura A7.14 Comportamiento de la frecuencia considerando el apoyo de la ACA frente la pérdida de GM5.

Como se puede apreciar, mediante la desconexión de 1,3 MW de carga realizada por la ACA, los mecanismos de regulación pudieron detener la caída de la frecuencia a un valor más alto que el anterior por una diferencia de 0,61 Hz y posterior a esto continuaron con sus tareas hasta devolver la estabilidad del sistema a la frecuencia nominal.

La tabla A7.8 muestra cómo queda establecido el suministro de potencia activa y reactiva de los generadores restantes cuando ya se ha alcanzado nuevamente el equilibrio del sistema, teniendo en cuenta la aplicación de ACA.

Tabla A7.8 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GM5.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP4	2,3	0,5
GP1	2,3	0,5
GM5	0	0
GM6	2,9	2
GM8	2,9	2

Según esta nueva distribución de la demanda se debe comprobar nuevamente si la reserva disponible por el sistema es suficiente para enfrentar la pérdida de alguna de las unidades restantes. Las siguientes inecuaciones que se muestran reflejan dicha comprobación.

$$RR(3,3 \text{ MW}) > GP1(2,3 \text{ MW})$$

$$RR(3,6 \text{ MW}) > GM5(2,9 \text{ MW})$$

Como se puede apreciar, todavía en este nuevo estado provocado por la desconexión de GM5, el sistema podría sobrellevar la salida individual de cualquiera de las unidades generadoras restantes.

A7.3 Estudio de media demanda con operación de los parques fotovoltaicos

Ahora se analiza el régimen de media demanda cuando una parte de esta es apoyada por la operación de los parques fotovoltaicos presentes en el SEP de la Isla de la Juventud: PVG1, PVG2 y PVG. En la tabla A7.9 aparecen los valores de potencia de salida tanto activa como reactiva de los generadores involucrados con este régimen.

Tabla A7.9 Potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados para el régimen de media demanda con operación de los parques fotovoltaicos.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	2,5	1,7
GM6	2,5	1,7
GM8	2,5	1,7
PVG1	1	0
PVG2	1	0
PVG	2	0

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

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = 0,8019 \text{ seg}$$

La tabla A7.10 muestra los valores de reserva rodante que sostiene el sistema en función de la desconexión individual de alguno de los generadores asignados para abastecer este estado de carga.

Tabla A7.10 Reserva rodante que posee el sistema considerando la salida de unidades de generación.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GM5	2,8
PVG1	4,2
PVG	4,2
PVG1, PVG2 y PVG	4,2

Como se puede apreciar, cada vez que se produce la desconexión de los parques fotovoltaicos el valor de la reserva rodante se mantiene constante, esta magnitud corresponde a la potencia que tienen disponibles los generadores del grupo GM según su demanda, ya que la generación solar fotovoltaica no presenta la capacidad de suministrar reservas de potencia. Las siguientes inecuaciones comprueban si la reserva rodante es

superior a la demanda que dejan sin servir las desconexiones de los generadores GM5 y la correspondiente a la salida del conjunto de parques fotovoltaicos. Es necesario especificar que se escoge como parte de la comprobación, la desconexión de todos los parques fotovoltaicos, ya que esta situación corresponde el caso más crítico en cuanto a la demanda que dejan sin abastecer estas unidades.

$$RR(2,8 \text{ MW}) > GM5(2,5 \text{ MW})$$

$$RR(4,2 \text{ MW}) > PVG1, PVG2 \text{ y } PVG(4 \text{ MW})$$

Según estas comprobaciones, la reserva rodante con que dispone el sistema para enfrentar la desconexión de cualquiera de los generadores asignados a este régimen, es suficiente para garantizar su seguridad.

A continuación se realizan las pruebas de estabilidad relacionadas con las siguientes desconexiones de generación:

- 1) Desconexión de GM5
- 2) Desconexión de PVG1
- 3) Desconexión de PVG

A7.3.1 Desconexión de GM5

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 GM5.

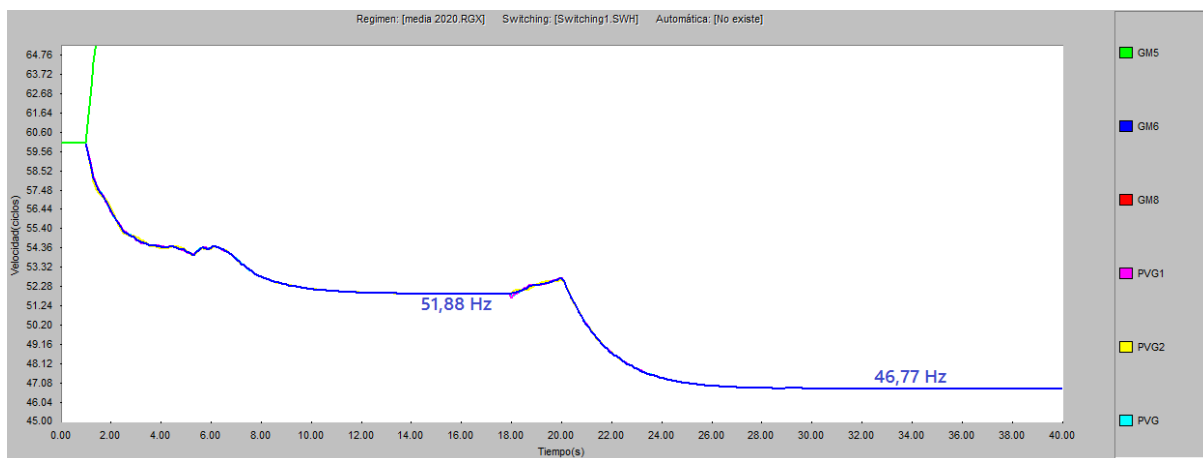


Figura A7.15 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5.

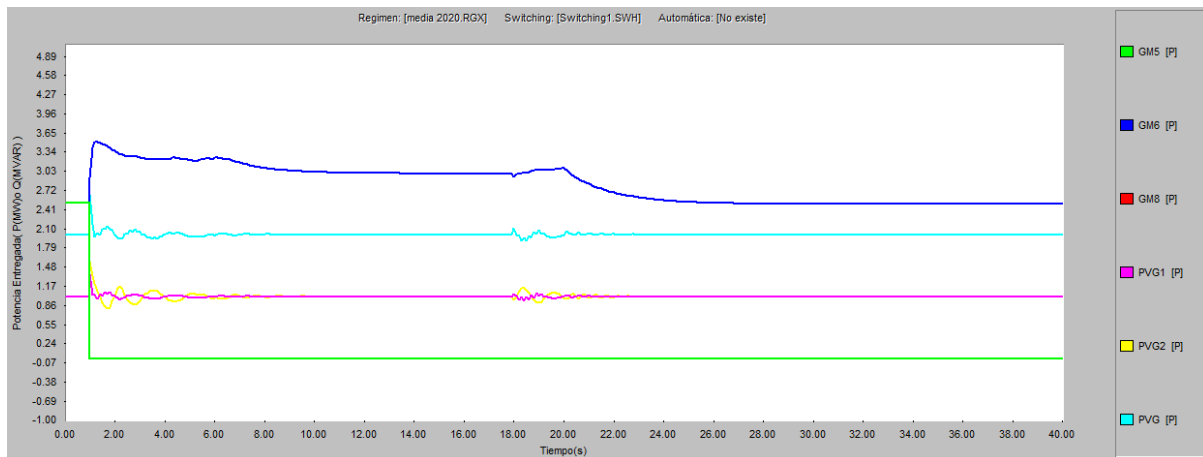


Figura A7.16 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM5.

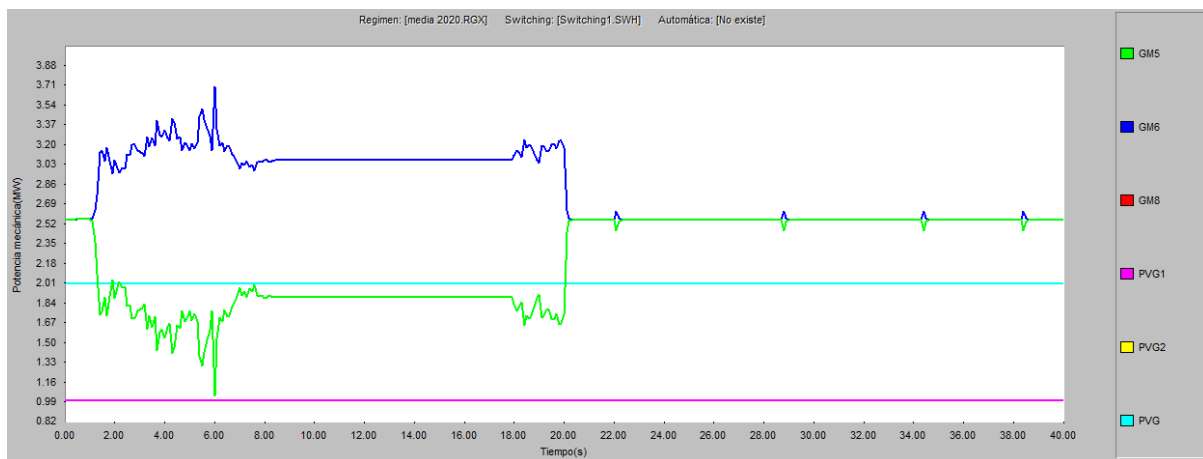


Figura A7.17 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por las turbinas tras la desconexión de GM5.

Como se puede apreciar la desconexión de GM5 no pudo ser asimilada con la rapidez necesaria por los mecanismos de regulación y en consecuencia se produjo el colapso total del sistema. Este suceso está influenciado por la poca inercia que posee el sistema al salir GM5 de funcionamiento, ya que esta unidad junto con GM6 y GM8 son las únicas que aportan dicho parámetro en este régimen de carga. Aunque anteriormente se había confirmado que existía reserva rodante suficiente para suplir la potencia del generador desconectado, el resultado fue en otro sentido, de aquí la importancia de las capacidades de inercia en la operación de los SEP.

Ya conociendo la respuesta de la frecuencia ante la desconexión de GM5, sin la presencia de ACA, resulta necesario comprobar si el uso de esta protección puede evitar que el sistema llegue a colapsar. La figura A7.18 muestra la evolución que presenta la frecuencia al producirse la salida de GM5, considerando la implementación de la ACA.

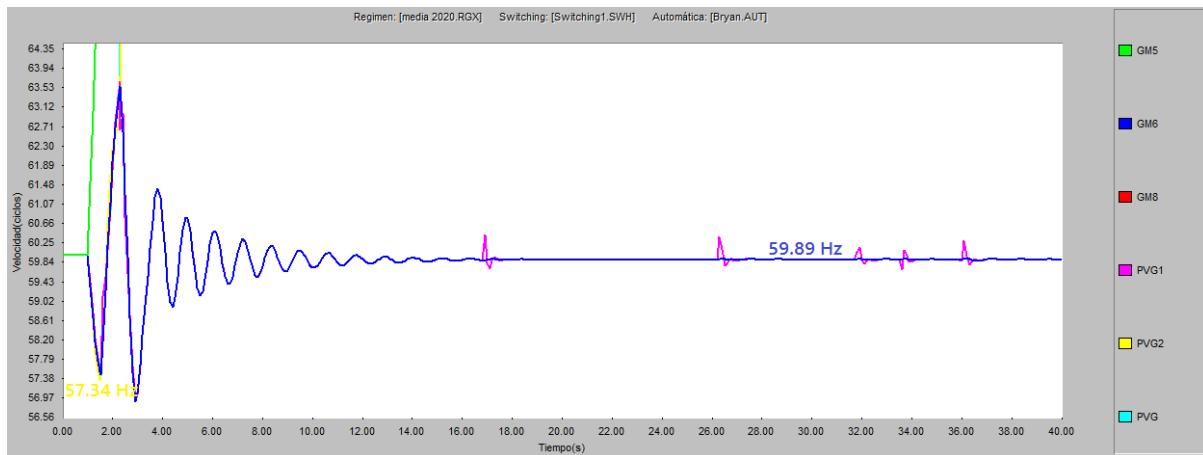


Figura A7.18 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5 considerando la operación de la ACA.

La ACA mediante la desconexión de un total de 4,8 MW de carga y de los parques fotovoltaicos PVG2 y PVG, contribuyó a que los reguladores de velocidad pudieran enfrentar la salida de GM5 y en consecuencia devolvieran la estabilidad de la frecuencia a un valor aceptable de 59,89 Hz. No obstante de comprobar que la presencia de ACA es fundamental en este caso, resulta necesario evaluar sus ajustes ya que la frecuencia en dos momentos cayó por debajo del límite (57,5 Hz) a partir del cual se considera peligrosa la operación de los motores primarios.

La tabla A7.11 muestra los valores de potencia activa y reactiva que suministran los generadores restantes tras la salida de GM5, considerando el apoyo de la ACA.

Tabla A7.11 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GM5.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	0	0
GM6	2,9	1,7
GM8	2,9	1,7
PVG1	1	0
PVG2	Desconexión	
PVG	Desconexión	

En este caso no se establecen los valores de reserva rodante que quedaron en el sistema, luego de los sucesos ocurridos, ya que es evidente dada la interrupción de una parte de la carga que esta tenga que ser reconectada nuevamente. Para ello se necesita incorporar una o varias unidades de generación que sostengan las capacidades necesarias para restablecer su suministro y garantizar las reservas suficientes para poder enfrentar otra situación similar.

A7.3.2 Desconexión de PVG1

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 PVG1.

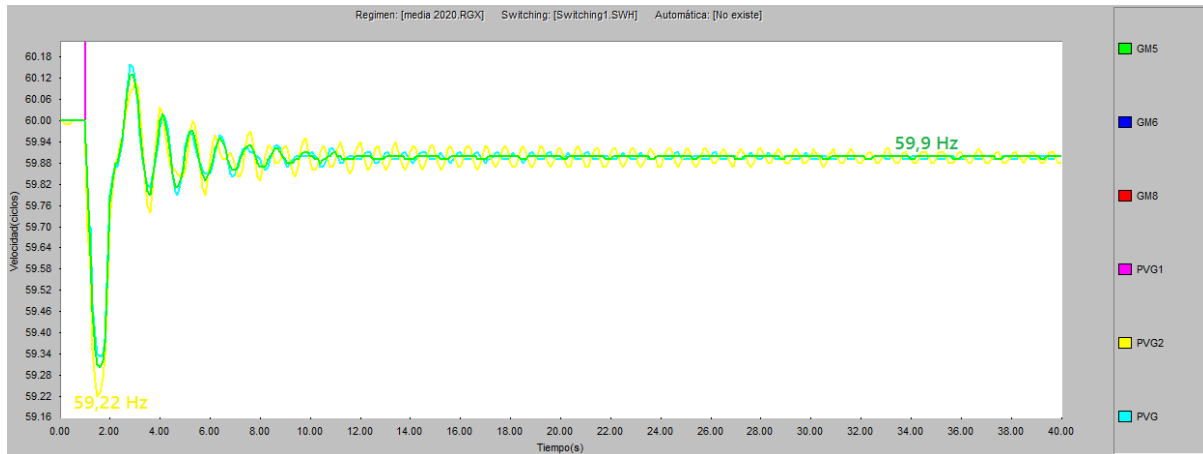


Figura A7.19 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de PVG1.

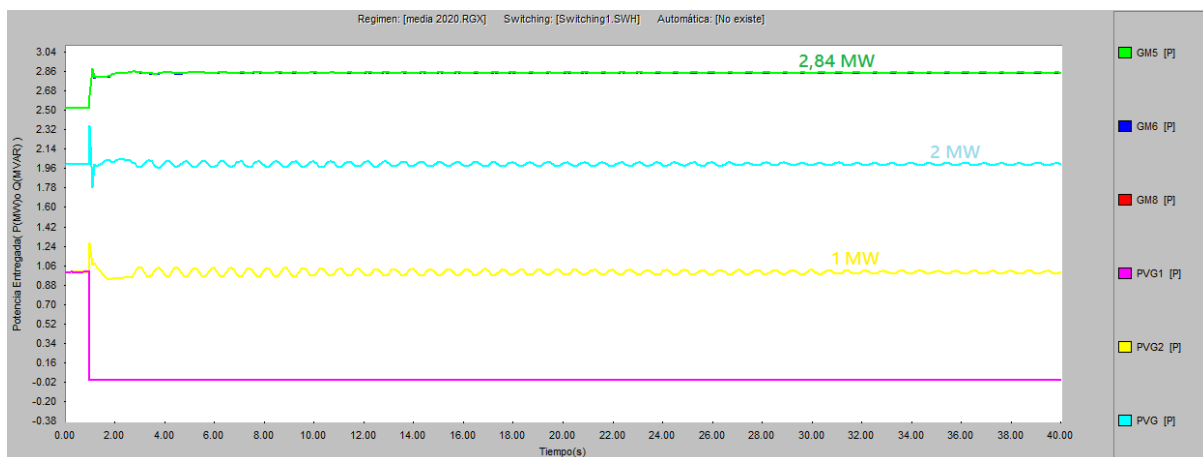


Figura A7.20 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de PVG1.

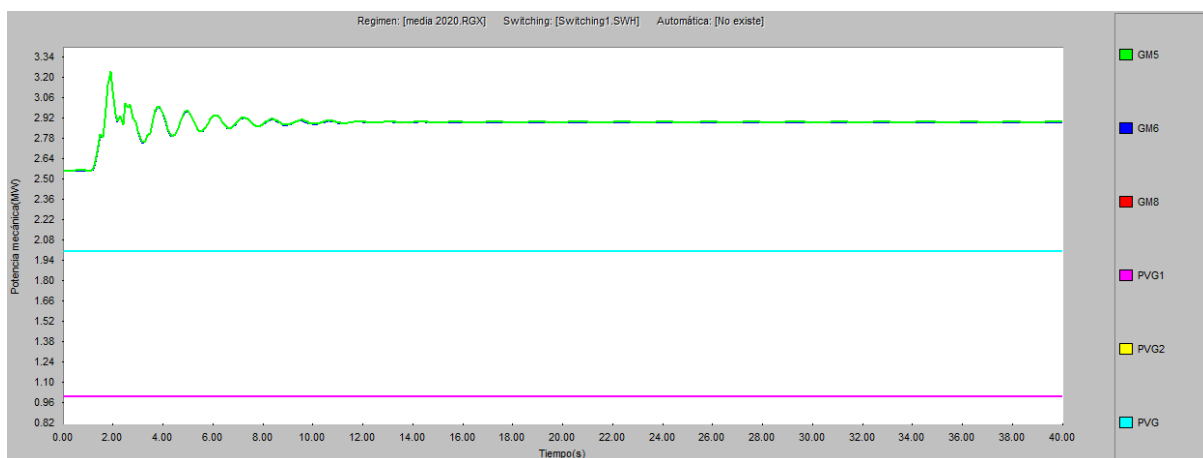


Figura A7.21 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de PVG1.

Como se puede apreciar la salida de PVG1, no constituyó un problema para los mecanismos de regulación, ya que estos pudieron detener la caída de la frecuencia a un valor inofensivo para la operación de los motores primarios y además lograron estabilizar la frecuencia a un valor aceptable de 59,9 Hz.

La tabla A7.12 muestra cómo queda organizado el reparto de carga entre los generadores restantes después de haber terminado el proceso de regulación de frecuencia.

Tabla A7.12 Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de PVG1.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	2,8	1,7
GM6	2,8	1,7
GM8	2,8	1,7
PVG1	0	0
PVG2	1	0
PVG	2	0

Mediante esta tabla se puede apreciar como los generadores del grupo GM son los únicos que toman la demanda que deja sin abastecer el parque fotovoltaico PVG1, ya que la generación solar no tiene la capacidad de regular frecuencia.

Según esta nueva distribución de la demanda se debe comprobar nuevamente si la reserva disponible por el sistema es suficiente para enfrentar la pérdida de alguna de las unidades restantes. Las siguientes inecuaciones que se muestran reflejan dicha comprobación.

$$RR(3,3 \text{ MW}) > PVG2 + PVG(3 \text{ MW})$$

$$RR(2,2 \text{ MW}) < GM5(2,8 \text{ MW})$$

Teniendo en cuenta estos resultados podemos concluir que se debe de realizar la conexión de otra unidad de generación, para garantizar la seguridad del sistema, ya que este podría hacer frente a cualquier combinación de problemas con la disponibilidad o desconexión de los parques fotovoltaicos restantes, sin embargo no podría sostener la salida de alguno de los generadores del grupo GM.

A7.3.3 Desconexión de PVG

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 PVG.

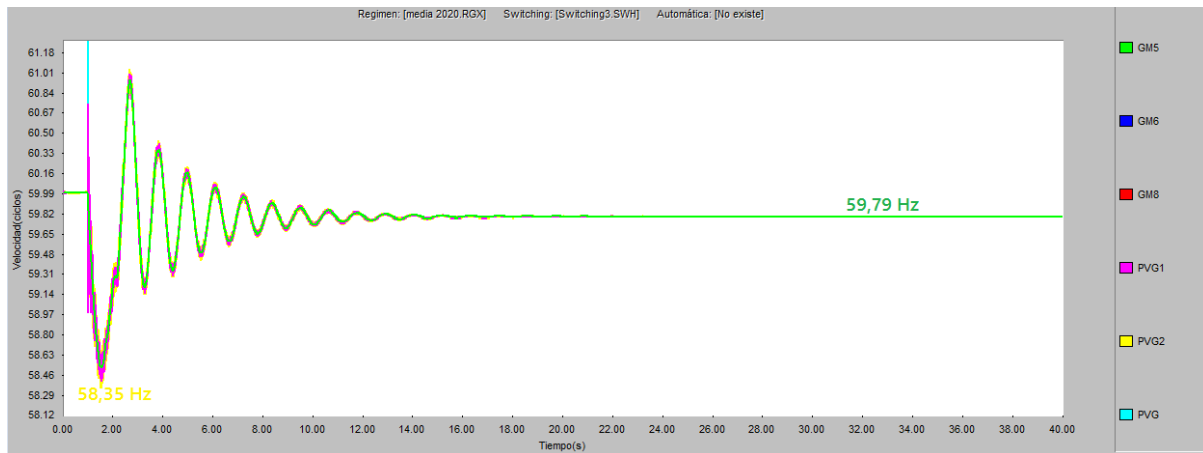


Figura A7.22 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de PVG.

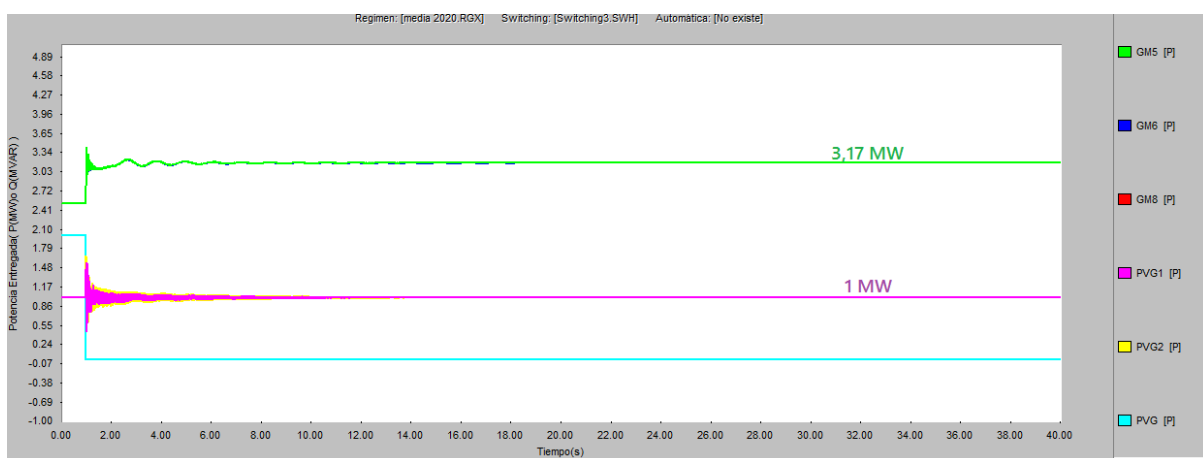


Figura A7.23 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de PVG.

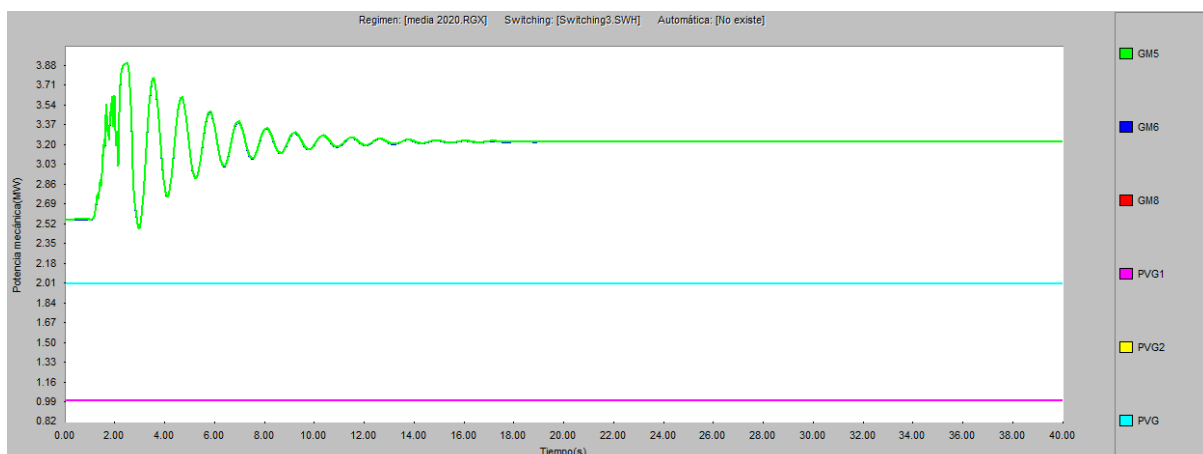


Figura A7.24 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de PVG.

La desconexión de PVG trajo consigo que la frecuencia cayera hasta alcanzar un valor mínimo de 58,35 Hz, el cual debería desencadenar la operación de la ACA, pero dada la rapidez con que actuaron los mecanismos de regulación dicho valor fue corregido antes de cumplirse el tiempo de disparo de estas protecciones y en consecuencia tales mecanismos se encargaron de restablecer la frecuencia a un valor aceptable de 59,79 Hz.

La tabla A7.13 muestra cómo queda organizado el reparto de carga entre los generadores restantes después de haber terminado el proceso de regulación de frecuencia.

Tabla A7.13 Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de PVG.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	3,2	1,7
GM6	3,2	1,7
GM8	3,2	1,7
PVG1	1	0
PVG2	1	0
PVG	0	0

Según estas nuevas capacidades de generación, las siguientes inecuaciones establecen una comparación entre el valor de reserva rodante que posee el sistema en correspondencia con la desconexión de alguno de los generadores restantes, y el valor de la demanda que estos dejan sin servir. Esto se hace con el objetivo de confirmar si la seguridad del sistema está garantizada en caso de producirse otra perturbación que involucre la pérdida de generación. Se aclara que en relación a la comprobación de la reserva rodante para la salida de los parques fotovoltaicos, solo se considera dentro de todas las combinaciones de desconexión, el caso más crítico, correspondiente a la pérdida simultánea de los parques PVG1 y PVG2 ya que si el sistema puede enfrentar esta perturbación también lo hará para las salidas individuales de estas unidades.

$$RR(2,1 \text{ MW}) > PVG1 + PVG2(2 \text{ MW})$$

$$RR(1,4 \text{ MW}) < GM5(3,2 \text{ MW})$$

De acuerdo a estos resultados, si se produjera algún problema con la generación de los parques fotovoltaicos restantes, el sistema sería capaz de enfrentar dicha situación y recuperaría su estabilidad, en cambio sí se manifestara la salida de alguno de los generadores del grupo GM el sistema no tendría nada que hacer y colapsaría. Por tanto se debe de conectar otra unidad de generación que aporte las capacidades suficientes para garantizar la integridad del sistema ante estas situaciones.

A7.4 Estudio de mínima demanda

La demanda de potencia activa y reactiva del SEP de la Isla de la Juventud para el régimen de mínima demanda es 5,5 MW y 2,5 MVar respectivamente. La tabla A7.14 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados para satisfacer la demanda en cuestión.

Tabla A7.14 Potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados al régimen de mínima demanda.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM7	1,5	0,9
GM5	2,5	0,8
GM6	1,5	0,9

El valor de H_{tot} equivale al calculado para el año 2017 y 2018, ya que los generadores asignados para este régimen son los mismos.

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = 1,021 \text{ seg}$$

La tabla A7.15 muestra la reserva rodante que posee el sistema en caso de producirse la desconexión de alguno de los generadores asignados a este régimen.

Tabla A7.15 Reserva rodante con la que dispone el sistema según la salida de unidades generadoras.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GM5	4,8
GM6	3,8

Las siguientes inequaciones representan que la reserva rodante total que posee el sistema para este régimen es suficiente para cubrir la salida de GM5 o la desconexión de alguno de los otros dos generadores (GM6 o GM7).

$$RR(4,8 \text{ MW}) > GM5(2,5 \text{ MW})$$

$$RR(3,8 \text{ MW}) > GM6(1,5 \text{ MW})$$

Para el régimen de mínima demanda el estudio de estabilidad solo se realizará teniendo en cuenta la salida de GM5 ya que este además de ser igual constructivamente a los generadores GM7 y GM6, abastece el mayor por ciento de carga. Cuestión de que si para la salida de GM5 no sucediera ningún evento anormal en relación a la estabilidad del sistema tampoco lo haría para la desconexión de los otros dos.

A7.4.1 Desconexión de GM5

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 GM5.

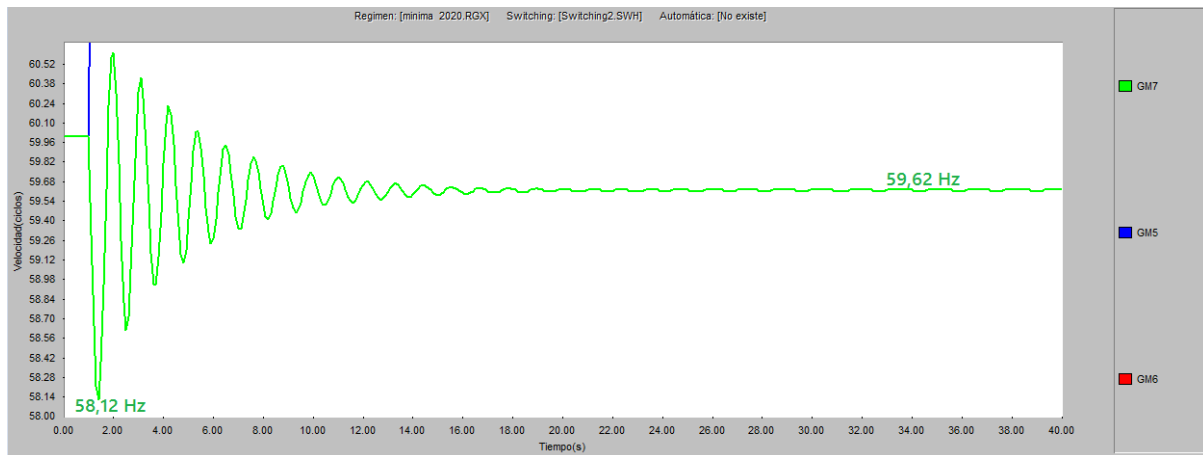


Figura A7.25 Comportamiento de la frecuencia tras la salida de GM5.

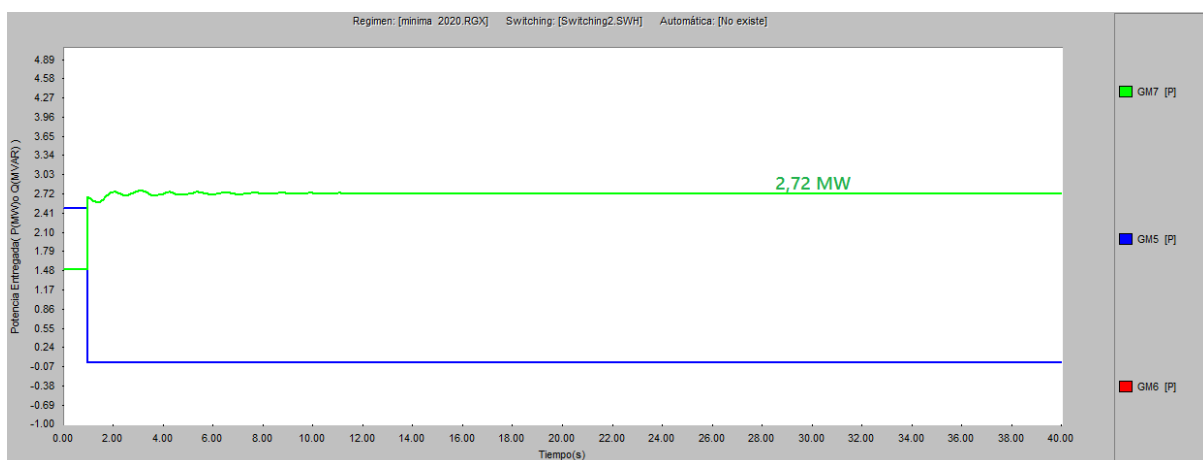


Figura A7.26 Comportamiento de la potencia de salida de los generadores tras la salida de GM5.

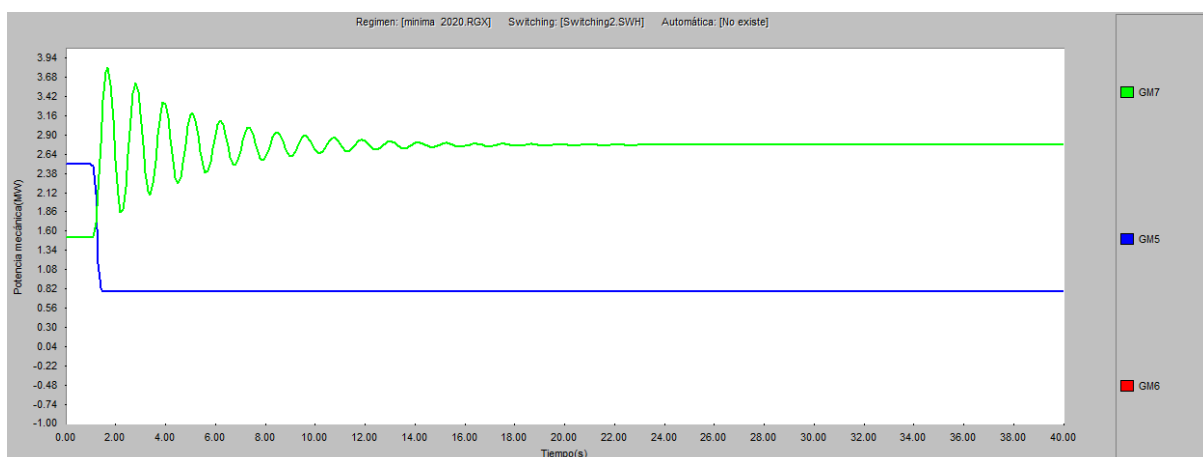


Figura A7.27 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM5.

La desconexión de GM5 trajo consigo una caída de la frecuencia que pudo ser detenida por los mecanismos de regulación a un valor de 58,12 Hz, el cual ya se encuentra por debajo de los ajustes de la ACA y pudo desencadenar su operación. Sin embargo aunque en esta simulación no se considera el uso de esta protección, se puede apreciar como los mecanismos de regulación continuando con sus actividades logran devolver la estabilidad

de la frecuencia a un valor de 59,62 Hz, el cual no entra dentro de los límites aceptables para la operación del sistema. Por tanto a continuación se realiza una nueva simulación de la salida de GM5, ahora considerando la presencia de la ACA, con el objetivo de averiguar si la utilización de estos dispositivos mejora la respuesta de la frecuencia.

La figura A7.28 muestra el comportamiento de la frecuencia ante la desconexión de GM5, ahora teniendo en cuenta la presencia de ACA.

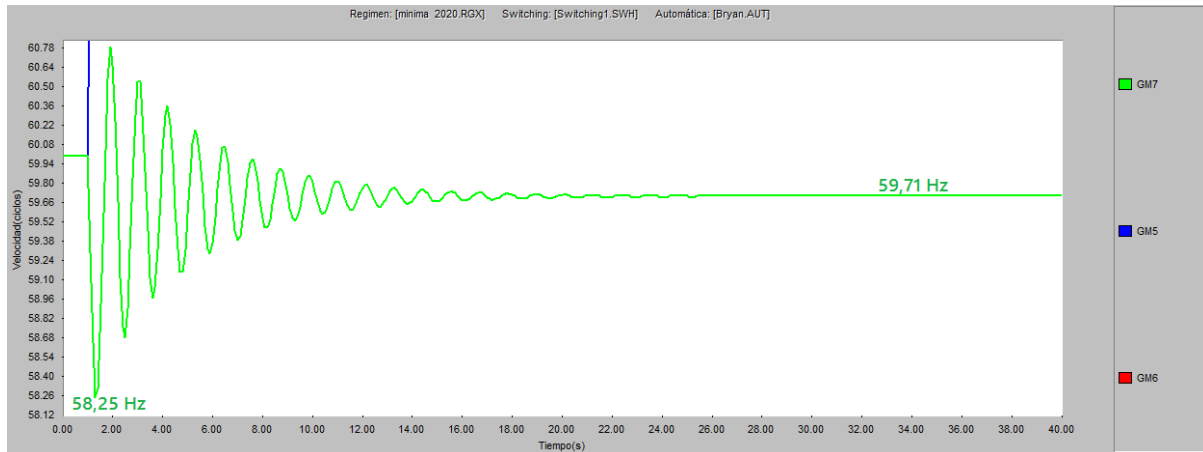


Figura A7.28 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5 considerando la operación de la ACA.

Mediante el disparo de 0,6 MW de carga por parte de la ACA, se puede apreciar como la frecuencia presenta una menor caída y los mecanismos de regulación logran devolver la estabilidad del sistema a un valor de frecuencia aceptable de 59,71 Hz.

La tabla A7.16 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores involucrados con este régimen luego de haberse alcanzado el nuevo estado de operación, el cual fue provocado por la desconexión de GM5 y el apoyo de la ACA.

Tabla A7.16 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores tras la salida de GM5.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM7	2,4	1,1
GM5	0	0
GM6	2,4	1,1

De acuerdo a esta nueva distribución de la demanda resulta necesario realizar una nueva comprobación de la reserva rodante que posee el sistema en caso de producirse la desconexión individual de alguno de los generadores restantes, con el objetivo de verificar si el sistema en este nuevo estado tiene garantizada su seguridad. La siguiente inecuación se encarga comparar el valor de reserva rodante que posee el sistema para la desconexión de GM7 con el valor de la demanda que este dejaría de servir.

$$RR(1,5 \text{ MW}) < GM7(2,4 \text{ MW})$$

Como se puede apreciar el sistema no asimilaría la desconexión de cualquiera de las unidades restantes, ya que no posee reservas suficientes para enfrentar esta perturbación. Por tanto es necesario, la conexión de otra unidad que de paso a reconectar la carga desconectada por la ACA y suministre las capacidades de potencia necesarias para garantizar la seguridad del sistema.

Anexo 8. Análisis de la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el año 2025

En el año 2025 con respecto al 2020 se ha producido un crecimiento de la carga que ha modificado solamente la asignación de los generadores presentes en el SEP de la Isla de la Juventud para el régimen de máxima demanda, ya que los restantes estados de carga la demanda se pueden sostener con la misma planificación de generadores. En el régimen de máxima demanda se podrá ver como son utilizados otros generadores del grupo GP, al igual que se pone en funcionamiento un generador diésel (FE1).

A continuación se realizarán los análisis de estabilidad correspondientes a los regímenes de máxima, media y mínima demanda del año 2025.

A8.1 Estudio de máxima demanda

La demanda de potencia activa y reactiva para este estado de carga es 20,1MW y 10,6 MVar respectivamente. La tabla A8.1 muestra como dicha demanda es distribuida entre los generadores asignados a operar en este régimen.

Tabla A8.1 Potencia activa y reactiva que suministran los generadores asignados al régimen de máxima demanda.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP3	1,5	0,3
GP4	1,5	0,3
GP2	1,5	0,3
GP1	1,5	1
GM7	3	2
GM5	3,7	2
GM6	3	2
GM8	3	2
FE1	1,4	0,6

La constante de inercia H_{tot} que aportan estos generadores al sistema con relación a este régimen es:

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = 0,937 \text{ seg}$$

La tabla A8.2 muestra los valores de reserva rodante que sostiene el sistema en función de la desconexión individual de alguno de los generadores asignados para abastecer este estado de carga.

Tabla A8.2 Reserva de potencia disponible según desconexión de unidades de generación.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GP2	9,2
GM7	10,4
GM5	11,1
FE1	11,3

Las siguientes inecuaciones comparan si la reserva rodante que posee el sistema ante las desconexiones representadas en la tabla A8.2 es superior a la demanda que estas dejan sin servir.

$$RR(9,2 \text{ MW}) > GP2(1,5 \text{ MW})$$

$$RR(10,4 \text{ MW}) > GM7(3 \text{ MW})$$

$$RR(11,1 \text{ MW}) > GM5(3,7 \text{ MW})$$

$$RR(11,3 \text{ MW}) > FE1(1,4 \text{ MW})$$

Como se puede observar la reserva rodante en todos los casos cumple satisfactoriamente con la cantidad necesaria para amparar la integridad del sistema.

A continuación, con el objetivo de evaluar la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el régimen en cuestión, se analizan las siguientes situaciones de desconexión de generación:

- Desconexión de GP2
- Desconexión de GM5

Se aclara que no se realiza el estudio de estabilidad correspondiente a la desconexión de los generadores GM7, GM6 y GM8 ya que si para la desconexión de GM5 no se manifiesta ningún problema, tampoco sucederá para los anteriores.

A8.1.1 Desconexión del generador GP2

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 GP2.

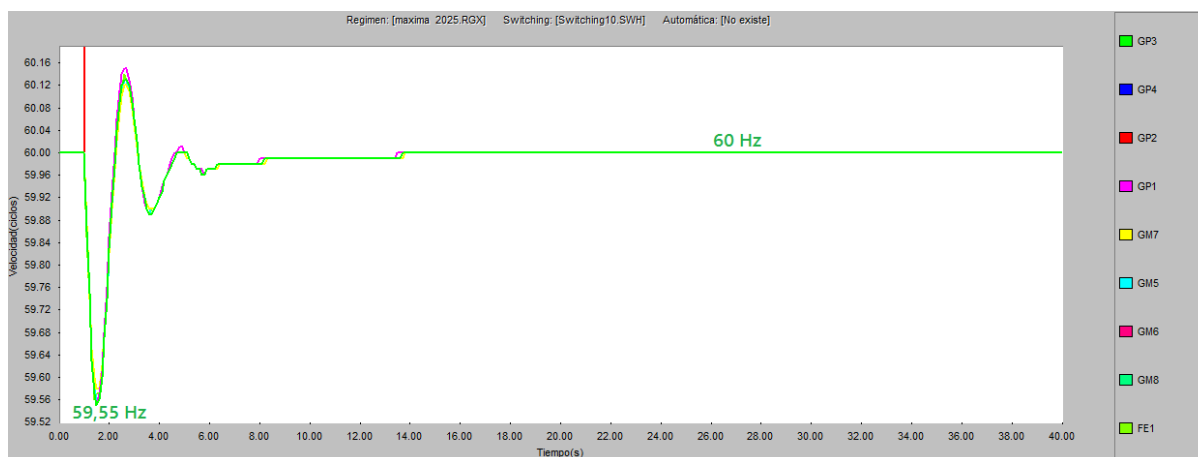


Figura A8.1 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GP2.

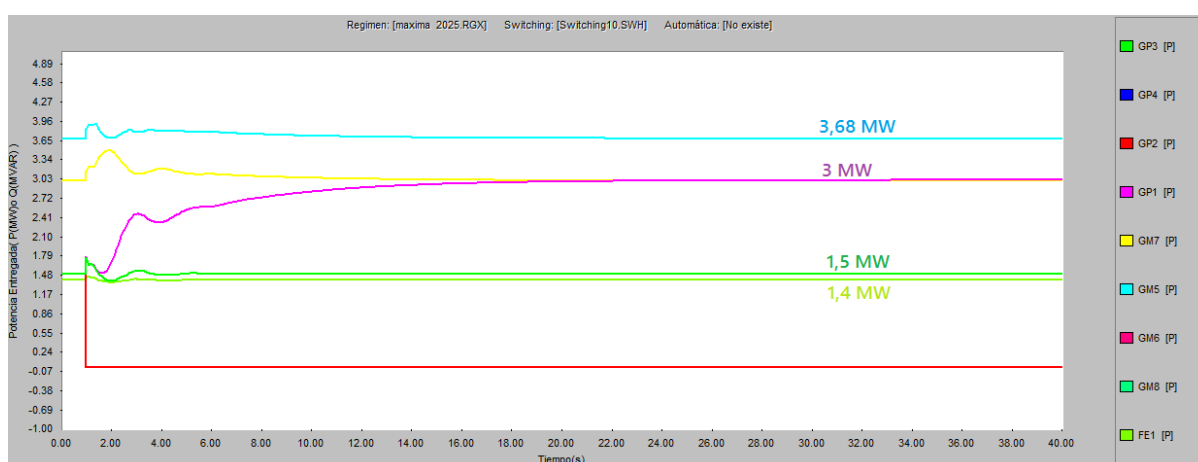


Figura A8.2 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GP2.

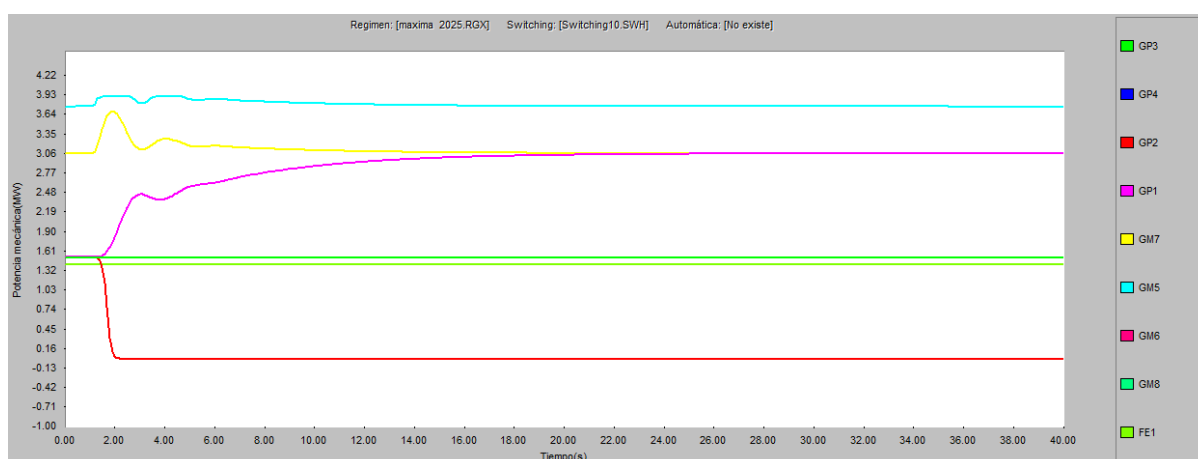


Figura A8.3 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GP2.

Cuando sale de funcionamiento GP2 la frecuencia del sistema cae hasta alcanzar un valor de 59,55 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 a su valor nominal de frecuencia (60 Hz). La tabla A8.3 muestra los valores de potencia activa y reactiva que

entregan los generadores involucrados luego de haber terminado el proceso de regulación de frecuencia.

Tabla A8.3 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GP2.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP3	1,5	0,3
GP4	1,5	0,3
GP2	0	0
GP1	3	1,2
GM7	3	2,1
GM5	3,7	2
GM6	3	2,1
GM8	3	2,1
FE1	1,4	0,6

Al comparar esta tabla con la tabla A8.1 se puede observar como toda la demanda que dejó sin servir el generador GP2 fue asumida por el generador GP1, mientras que el resto de los generadores mantuvo la misma potencia de salida que poseían antes de producirse la desconexión de GP2. La razón de este suceso se debe a como están distribuidas las actividades de regulación primaria y secundaria entre estos generadores, donde la segunda solo es llevada a cabo por las unidades GP1 y GP2.

Según esta nueva distribución de la demanda se debe comprobar nuevamente si la reserva disponible por el sistema es suficiente para enfrentar la pérdida de alguna de las unidades restantes. Las siguientes inecuaciones que se muestran reflejan dicha comprobación.

$$RR(5,6 \text{ MW}) > GP3(1,5 \text{ MW})$$

$$RR(7,1 \text{ MW}) > GP1(3 \text{ MW})$$

$$RR(6,8 \text{ MW}) > GM7(3 \text{ MW})$$

$$RR(7,5 \text{ MW}) > GM5(3,7 \text{ MW})$$

$$RR(7,7 \text{ MW}) > FE1(1,4 \text{ MW})$$

Como se puede apreciar el sistema posee la reserva rodante necesaria para afrontar la salida individual de cualquiera de las unidades restantes, por tanto su seguridad en este nuevo estado también está garantizada.

A8.1.2 Desconexión de GM5

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 GM5.

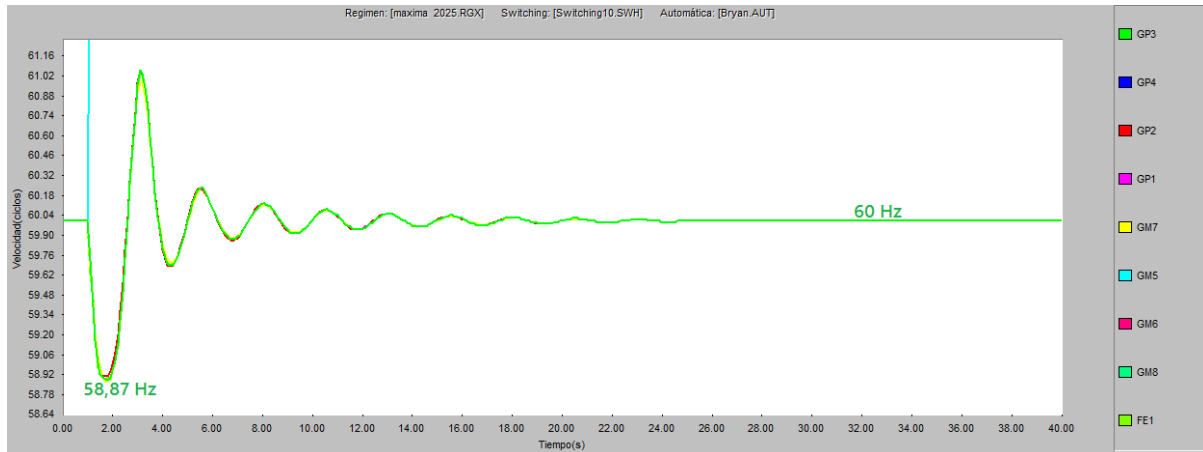


Figura A8.4 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5.

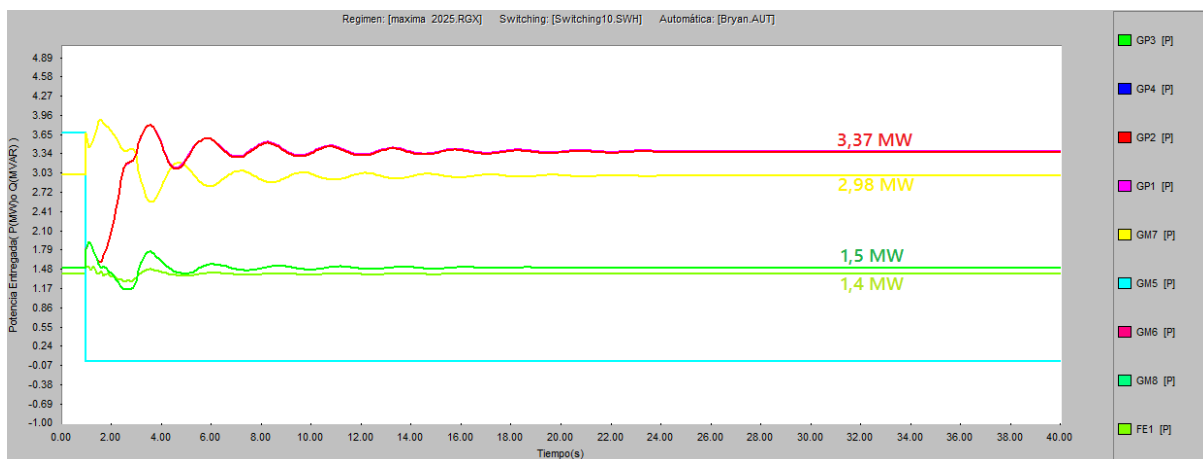


Figura A8.5 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM5.

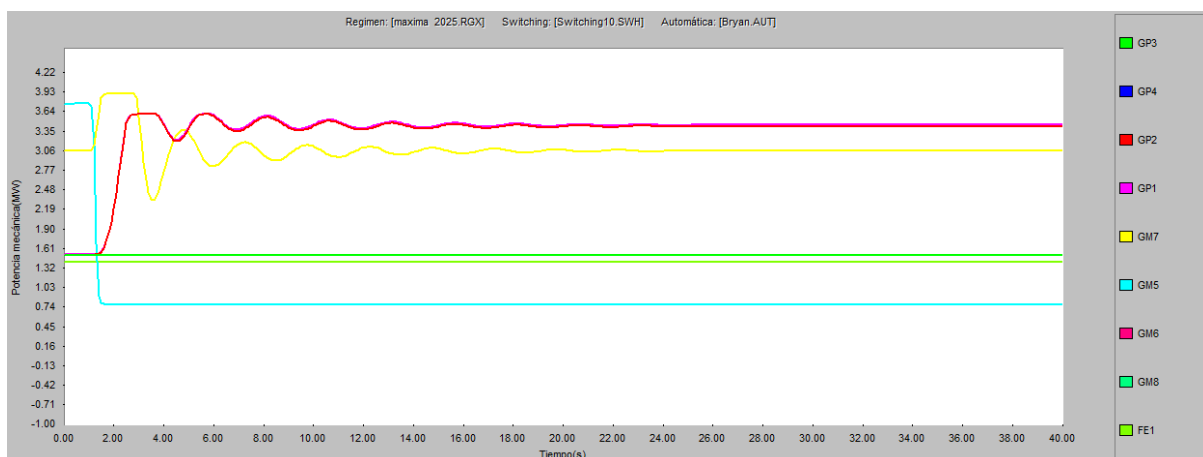


Figura A8.6 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM5.

La salida de GM5 provocó una caída de la frecuencia que pudo ser detenida por los mecanismos de regulación a un valor de 58,87 Hz, el cual dentro de este tipo de situaciones se considera admisible. Los mecanismos de regulación en función del error de frecuencia continuaron con sus actividades de corrección hasta que lograron que el sistema se estabilizara a su frecuencia nominal.

La tabla A8.4 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores involucrados luego de haber terminado el proceso de regulación de frecuencia.

Tabla A8.4 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GP2.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP3	1,5	0,3
GP4	1,5	0,3
GP2	3,4	0,3
GP1	3,4	1,1
GM7	3	2,8
GM5	0	0
GM6	3	2,8
GM8	3	2,8
FE1	1,4	0,6

Según esta nueva distribución de la demanda se debe comprobar nuevamente si la reserva disponible por el sistema es suficiente para enfrentar la pérdida de alguna de las unidades restantes. Las siguientes inecuaciones que se muestran reflejan dicha comprobación.

$$RR(5,6 \text{ MW}) > GP3(1,5 \text{ MW})$$

$$RR(7,1 \text{ MW}) > GP1(3 \text{ MW})$$

$$RR(6,8 \text{ MW}) > GM7(3 \text{ MW})$$

$$RR(7,5 \text{ MW}) > GM5(3,7 \text{ MW})$$

$$RR(7,7 \text{ MW}) > FE1(1,4 \text{ MW})$$

Como se puede observar aun con la ausencia de GM5, todavía el sistema posee reserva rodante suficiente para garantizar su integridad en caso de ocurrir la desconexión individual de alguno de los generadores restantes.

A8.2 Estudio de media demanda sin conexión de los parques fotovoltaicos

La demanda de potencia activa y reactiva del SEP de la Isla de la Juventud para este régimen es de 11,9 MW y 5,6 MVar respectivamente. La tabla A8.5 muestra cómo se encuentra distribuida dicha demanda entre los generadores asignados para satisfacer este estado de carga.

Tabla A8.5 Potencia activa y reactiva que entregan los generadores para abastecer el régimen de media demanda.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP4	1,5	0,5
GP1	1,5	0,5
GM5	3	1,5
GM6	3	1,5
GM8	3	1,5

El valor de la constante de inercia (H) total que sostiene el sistema según los generadores involucrados con este régimen es:

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = 0,9749 \text{ seg}$$

La tabla A8.6 muestra los valores de reserva rodante que sostiene el sistema en función de la desconexión individual de alguno de los generadores asignados para abastecer este estado de carga.

Tabla A8.6 Reserva rodante que acumula el sistema según la desconexión de unidades de generación.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GP1	4,8
GM5	6

Las siguientes inecuaciones comparan si la reserva rodante que posee el sistema ante las desconexiones representadas en la tabla A8.6 es superior a la demanda que estas dejan sin servir.

$$RR(4,8 \text{ MW}) > GP1(1,5 \text{ MW})$$

$$RR(6 \text{ MW}) > GM5(3 \text{ MW})$$

Como se puede observar la reserva en ambos casos cumple satisfactoriamente con la cantidad necesaria para amparar la integridad del sistema.

A continuación, con el objetivo de evaluar la estabilidad de frecuencia del SEP de la Isla de la Juventud para el régimen en cuestión, se analizan dos casos de desconexión: el primero para la salida de GP1 y el segundo para la salida de GM5.

A8.2.1 Desconexión de GP1

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 GP1.

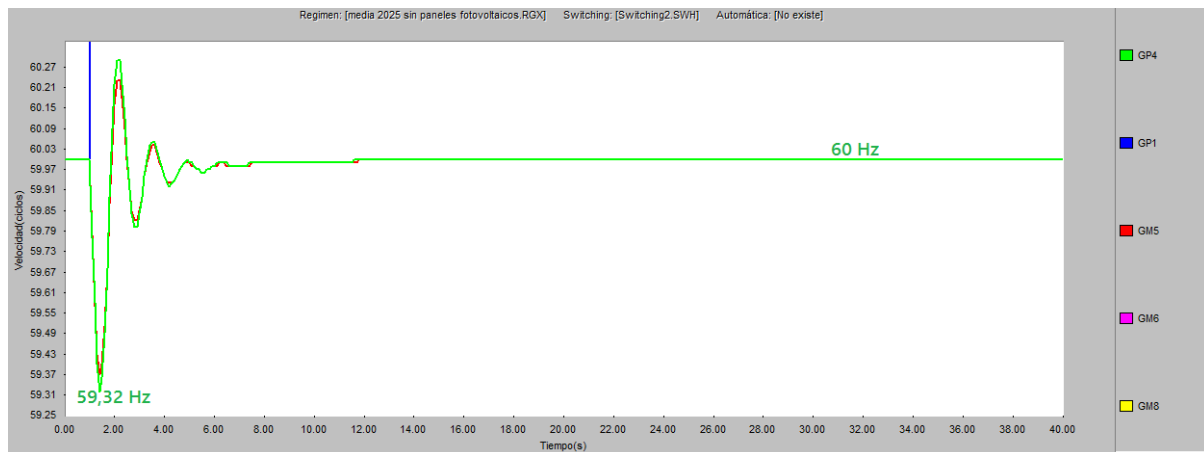


Figura A8.7 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GP1.

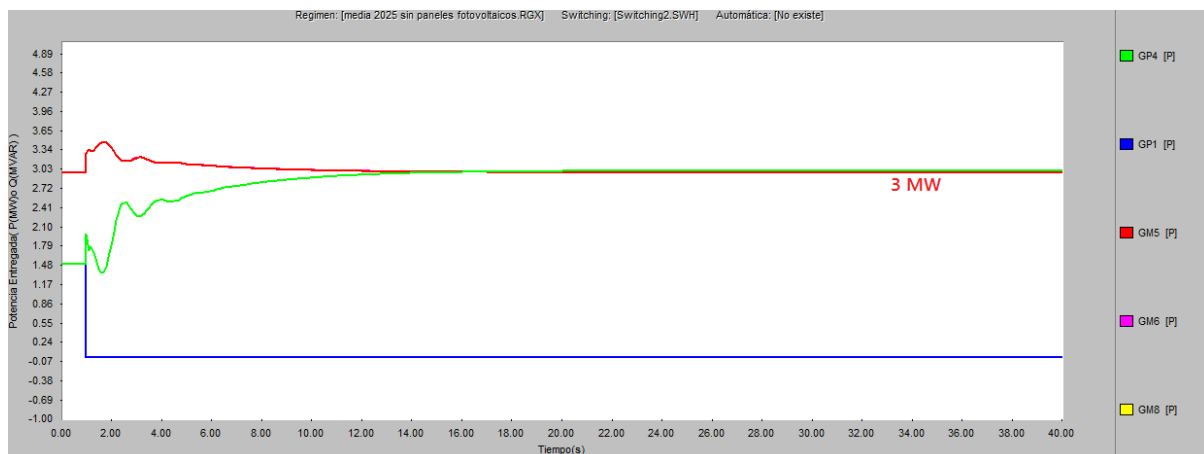


Figura A8.8 Comportamiento de la potencia de salida de los generadores tras la salida de GP1.

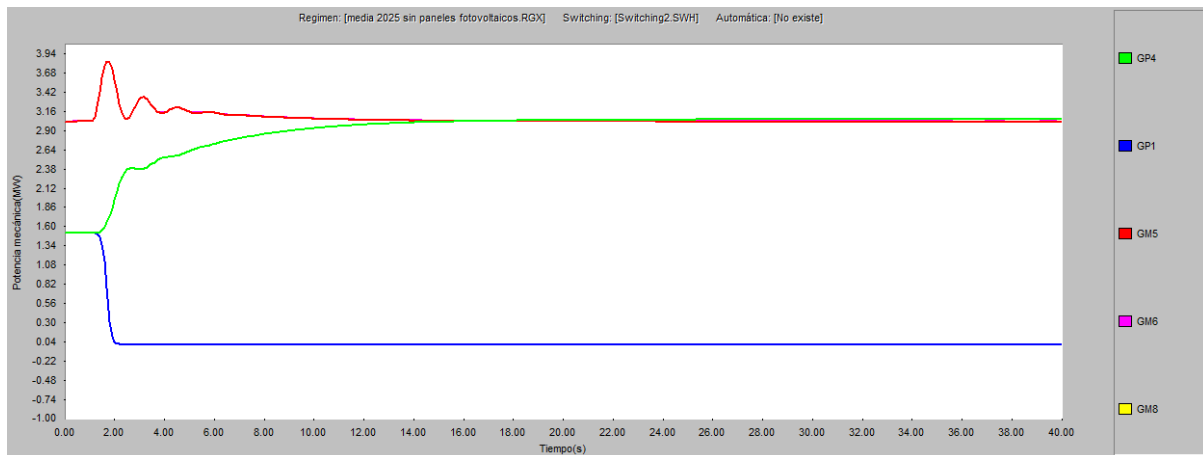


Figura A8.9 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GP1.

Al producirse la salida del generador GP1 la frecuencia del sistema cae precipitadamente hasta tomar un valor de mínimo de 59,32 Hz, posteriormente los mecanismos de regulación de frecuencia proceden a realizar una nueva distribución de la demanda y logran devolver el equilibrio del sistema a su frecuencia nominal.

La tabla A8.7 muestra cómo queda establecido el suministro de potencia activa y reactiva de los generadores restantes cuando ya se ha alcanzado nuevamente el equilibrio del sistema.

Tabla A8.7 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GP1.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP4	3	1
GP1	0	0
GM5	3	1,5
GM6	3	1,5
GM8	3	1,5

Según esta nueva distribución de la demanda se debe comprobar nuevamente si la reserva disponible por el sistema es suficiente para enfrentar la pérdida individual de alguna de las unidades restantes. Las siguientes inecuaciones que se muestran reflejan dicha comprobación.

$$RR(2,7 \text{ MW}) < GP4(3 \text{ MW})$$

$$RR(2,4 \text{ MW}) < GM5(3 \text{ MW})$$

Como se puede apreciar, la demanda que dejan sin abastecer la salida de estos generadores no puede ser compensada por la reserva rodante del sistema ya que esta no es suficiente para ambos casos.

A8.2.2 Desconexión de GM5

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 GM5.

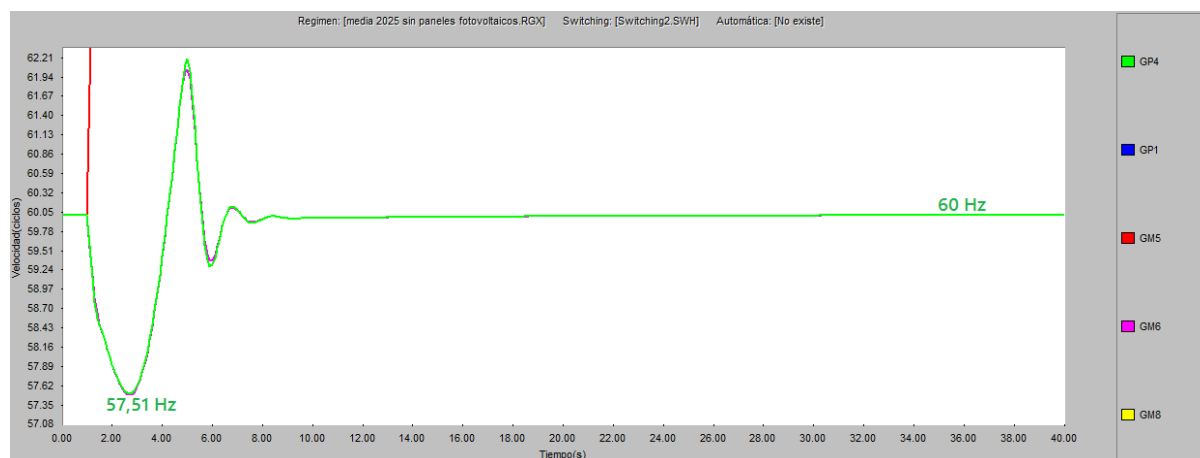


Figura A8.10 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5.

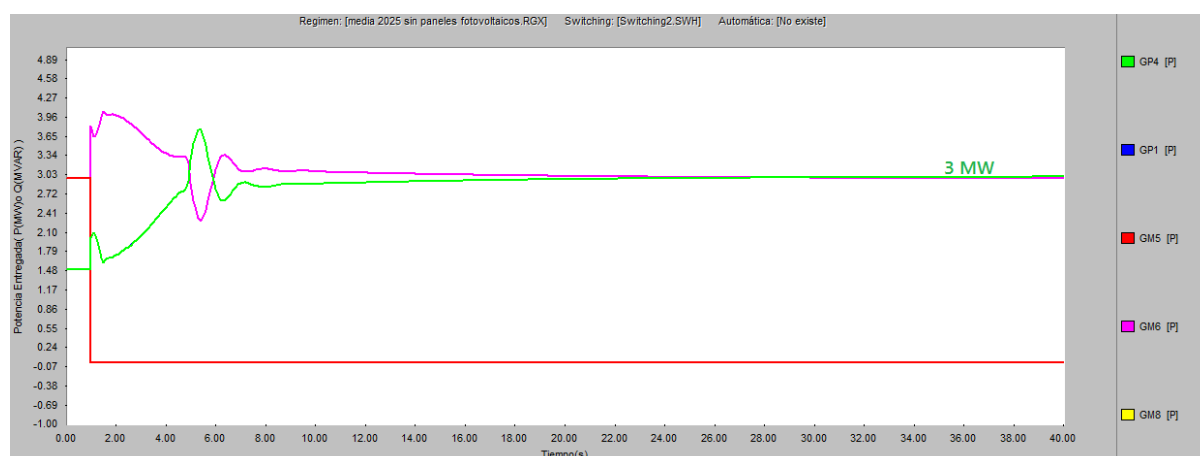


Figura A8.11 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM5.

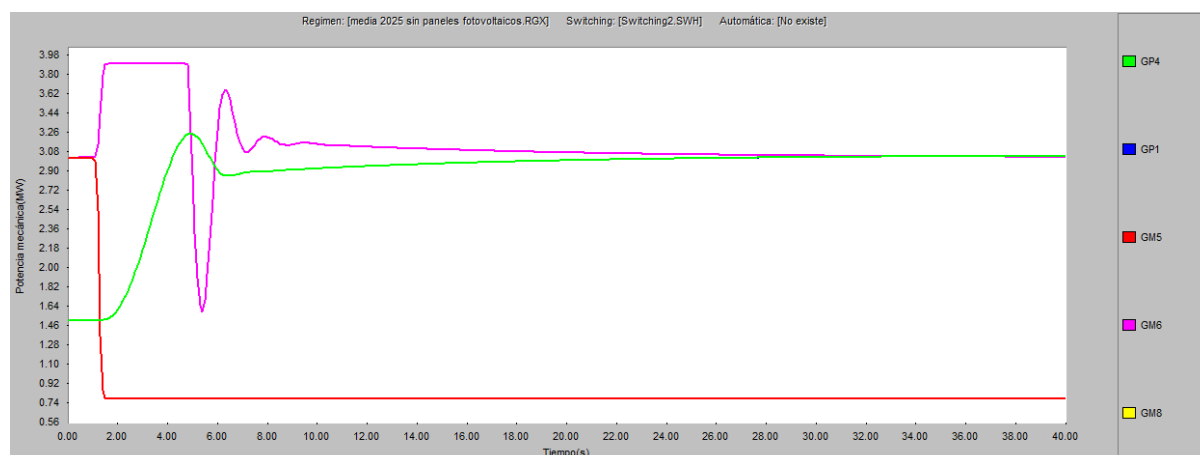


Figura A8.12 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM5.

Como se puede apreciar el comportamiento que tuvo la frecuencia en este caso es semejante al correspondiente del año 2020, salvo que aquí se produce una caída más grande de la frecuencia al producirse la salida de GM5 debido a que la demanda que este sostenía en este año es un poco mayor y los mecanismos de regulación demoraron más en compensarla con potencia mecánica. De la misma forma que se hizo en el año 2020, ahora pasaremos a comprobar si la ACA evita que la frecuencia alcance valores tan bajos, ya que en este caso dicho parámetro obtuvo valor mínimo de 57,71 Hz, el cual es muy cercano al límite establecido para la operación peligrosa de los motores primarios.

Con el objetivo de evaluar que sucede realmente en el sistema cuando se produce la salida de GM5, la figura A8.13 muestra como es la evolución de la frecuencia ante esta perturbación, considerando la presencia de la ACA.

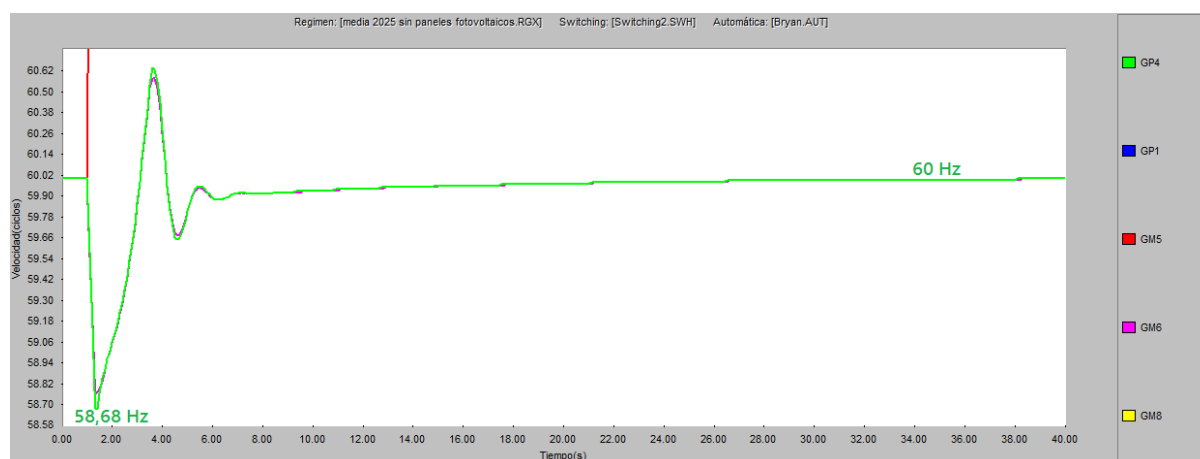


Figura A8.13 Comportamiento de la frecuencia considerando el apoyo de la ACA frente la pérdida de GM5.

Resaltando solamente las diferencias entre con y sin ACA, se puede ver como mediante la desconexión de 1,3 MW de carga por parte de esta protección, la frecuencia realiza una caída más pequeña por un margen de 1,17 Hz, y en conclusión se mejora el comportamiento de la frecuencia a partir de la ACA.

La tabla A8.8 muestra cómo queda establecido el suministro de potencia activa y reactiva de los generadores restantes cuando ya se ha alcanzado nuevamente el equilibrio del sistema, teniendo en cuenta la aplicación de ACA.

Tabla A8.8 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GM5.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GP4	2,3	0,5
GP1	2,3	0,5
GM5	0	0
GM6	3	2,1
GM8	3	2,1

Según esta nueva distribución de la demanda se debe comprobar nuevamente si la reserva disponible por el sistema es suficiente para enfrentar la pérdida de alguna de las unidades restantes. Las siguientes inecuaciones que se muestran reflejan dicha comprobación.

$$RR(3,1 \text{ MW}) > GP1(2,3 \text{ MW})$$

$$RR(3,5 \text{ MW}) > GM5(3 \text{ MW})$$

Como se puede apreciar, todavía en este nuevo estado provocado por la desconexión de GM5, el sistema podría sobrellevar la salida individual de cualquiera de las unidades generadoras restantes.

A8.3 Estudio de media demanda con operación de los parques fotovoltaicos

Ahora se procede a estudiar el régimen de media demanda considerando la operación de los parques fotovoltaicos: PVG1, PVG2 y PVG. La tabla A8.9 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados para satisfacer la demanda en cuestión.

Tabla A8.9 Potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados para el régimen de media demanda con operación de los parques fotovoltaicos.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	2,9	1,8
GM6	2,5	1,8
GM8	2,5	1,8
PVG1	1	0
PVG2	1	0
PVG	2	0

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

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = 0,8019 \text{ seg}$$

La tabla A8.10 muestra los valores de reserva rodante que sostiene el sistema en función de la desconexión individual de alguno de los generadores asignados para abastecer este estado de carga.

Tabla A8.10 Reserva rodante que posee el sistema considerando la salida de unidades de generación.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GM5	2,8
PVG1	3,8
PVG	3,8
PVG1, PVG2 y PVG	3,8

Como se puede apreciar, cada vez que se produce la desconexión de los parques fotovoltaicos el valor de la reserva rodante se mantiene constante, esta magnitud corresponde a la potencia que tienen disponibles los generadores del grupo GM según su demanda, ya que la generación solar fotovoltaica no presenta la capacidad de suministrar reservas de potencia. Las siguientes inecuaciones comprueban si la reserva rodante es superior a la demanda que dejan sin servir las desconexiones de los generadores GM5 y la correspondiente a la salida del conjunto de parques fotovoltaicos. Es necesario especificar que se escoge como parte de la comprobación, la desconexión de todos los parques fotovoltaicos, ya que esta situación corresponde el caso más crítico en cuanto a la demanda que dejan sin abastecer estas unidades.

$$RR(2,8 \text{ MW}) < GM5(2,9 \text{ MW})$$

$$RR(3,8 \text{ MW}) > PVG1, PVG2 \text{ y } PVG(4 \text{ MW})$$

De acuerdo a estas comparaciones, podemos concluir que el sistema solo es capaz de sobrellevar los problemas de generación vinculados a los parques fotovoltaicos, sin embargo la salida de GM5 está destinada a provocar el colapso del sistema ya que no se tienen las reservas suficientes para enfrentar esta situación. Teniendo en cuenta este aspecto se propone una distribución diferente de la demanda de este régimen en función de obtener los valores de reserva rodante suficientes que puedan garantizar la seguridad del sistema.

A continuación se realizan las pruebas de estabilidad relacionadas con las siguientes desconexiones de generación:

- 1) Desconexión de GM5
- 2) Desconexión de PVG1
- 3) Desconexión de PVG

A8.3.1 Desconexión de GM5

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 GM5.

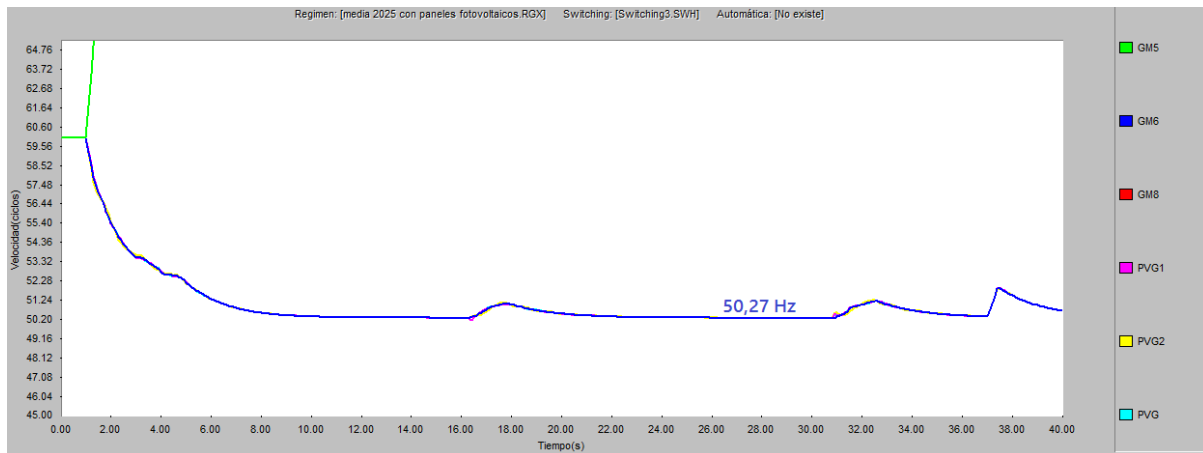


Figura A8.14 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5.

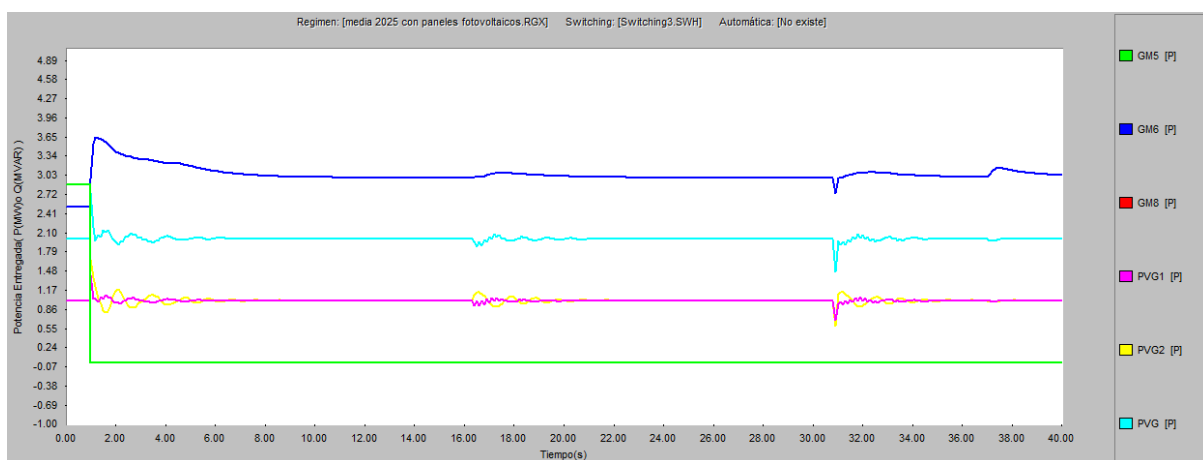


Figura A8.15 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de GM5.

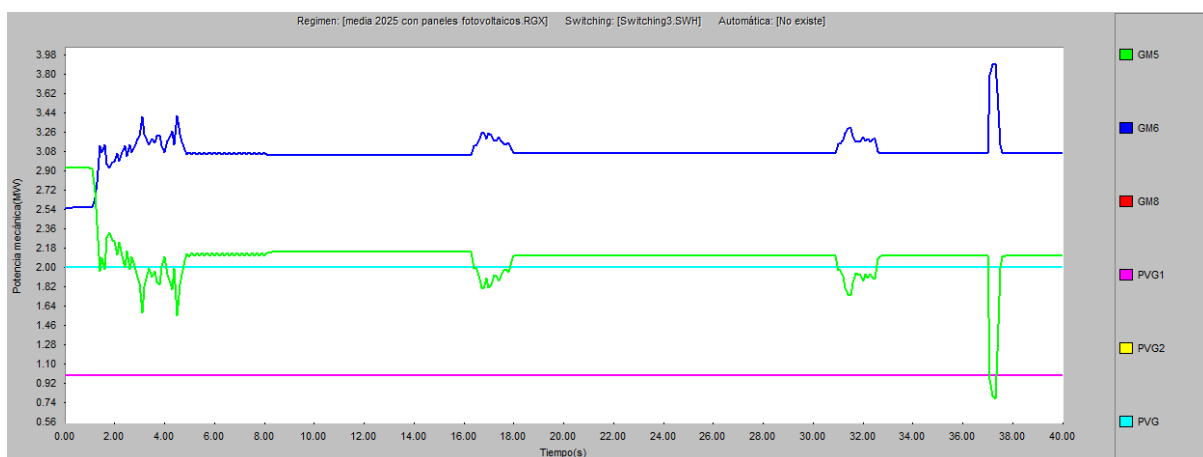


Figura A8.16 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM5.

Tal y como se predijo, la salida de GM5 conlleva al colapso del sistema. Ahora resulta necesario comprobar si en la práctica real con la presencia de ACA se puede evitar este fenómeno.

La figura A8.17 muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema ahora considerando la presencia de ACA.

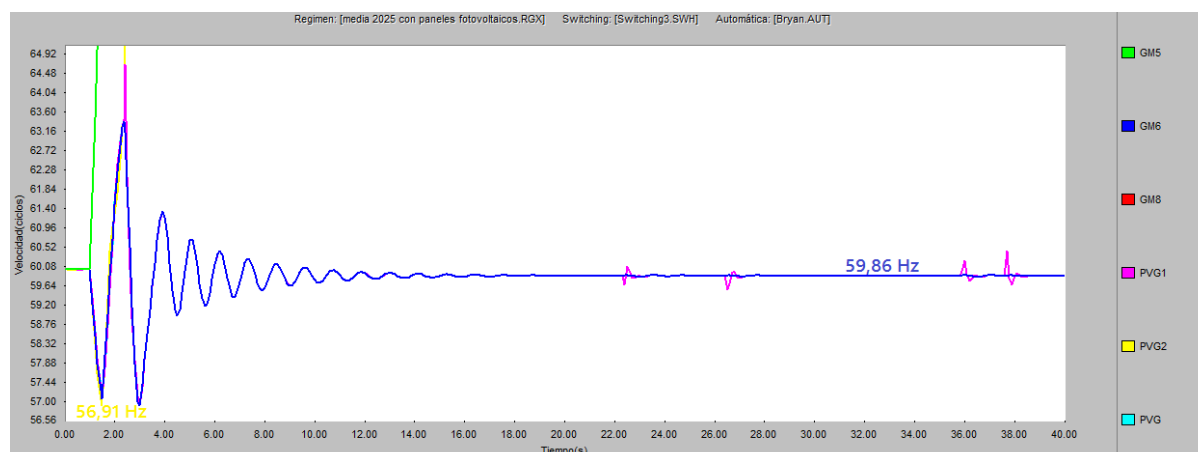


Figura A8.17 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5 considerando la operación de la ACA.

Como se puede apreciar la ACA mediante la desconexión de 4,9 MW de carga y la desconexión de los parques fotovoltaicos PVG2 y PVG, pudo apoyar a los mecanismos de regulación a lograr la estabilidad del sistema a una frecuencia aceptable de 59,86 Hz. No obstante se deben de realizar algunas modificaciones en los ajustes de estas protecciones ya que la frecuencia alcanzó valores inadmisibles para la operación de los motores primarios.

La tabla A8.11 muestra los valores de potencia activa y reactiva que suministran los generadores restantes tras la salida de GM5, considerando el apoyo de la ACA.

Tabla A8.11 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores restantes tras la salida de GM5.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	0	0
GM6	3	1,7
GM8	3	1,7
PVG1	1	0
PVG2	Desconexión	
PVG	Desconexión	

En este caso no se establecen los valores de reserva rodante que quedaron en el sistema, luego de los sucesos ocurridos, ya que es evidente dada la interrupción de una parte de la carga que esta tenga que ser reconectada nuevamente. Para ello se necesita incorporar una o varias unidades de generación que sostengan las capacidades necesarias para restablecer su suministro y garantizar las reservas suficientes para poder enfrentar otra situación similar.

A8.3.2 Desconexión de PVG1

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 PVG1.

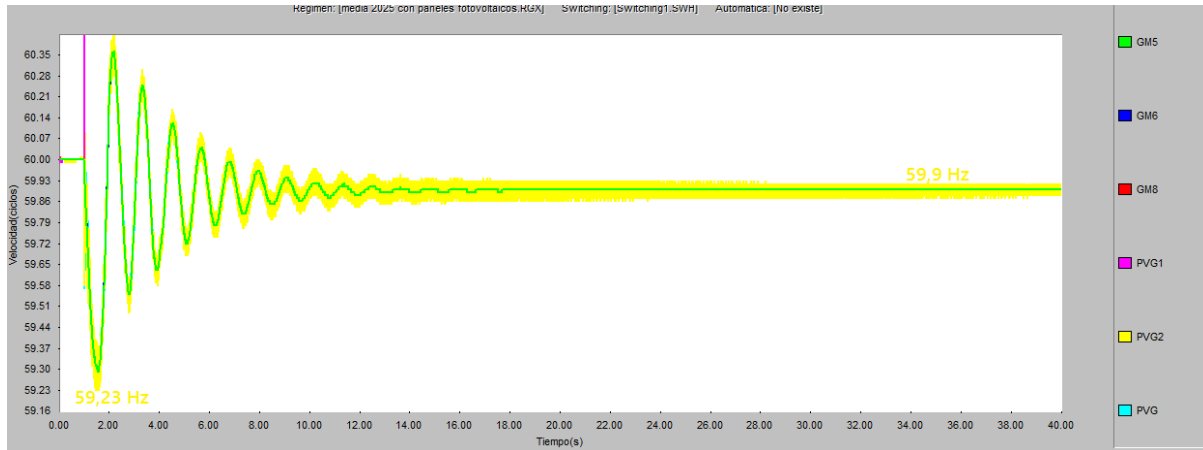


Figura A8.18 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de PVG1.

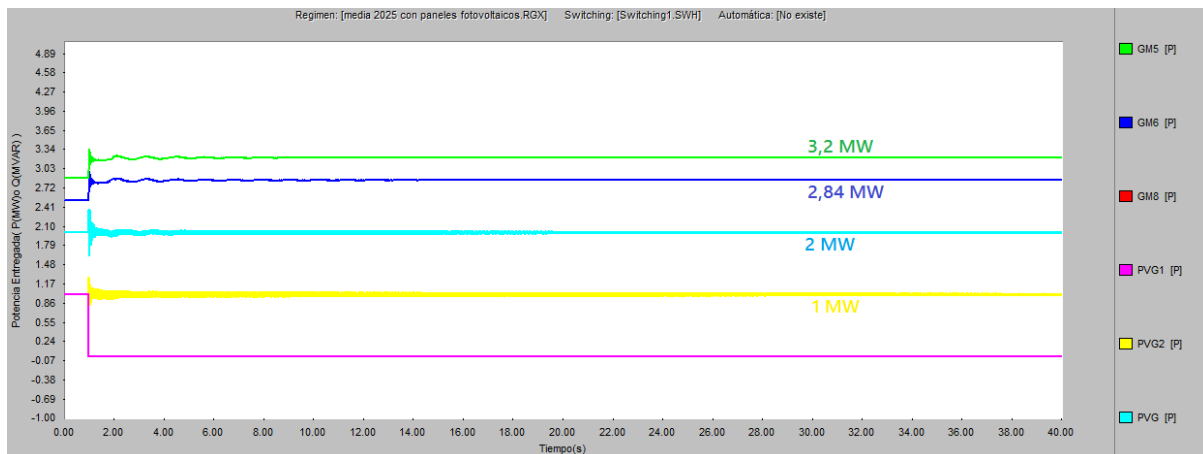


Figura A8.19 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de PVG1.

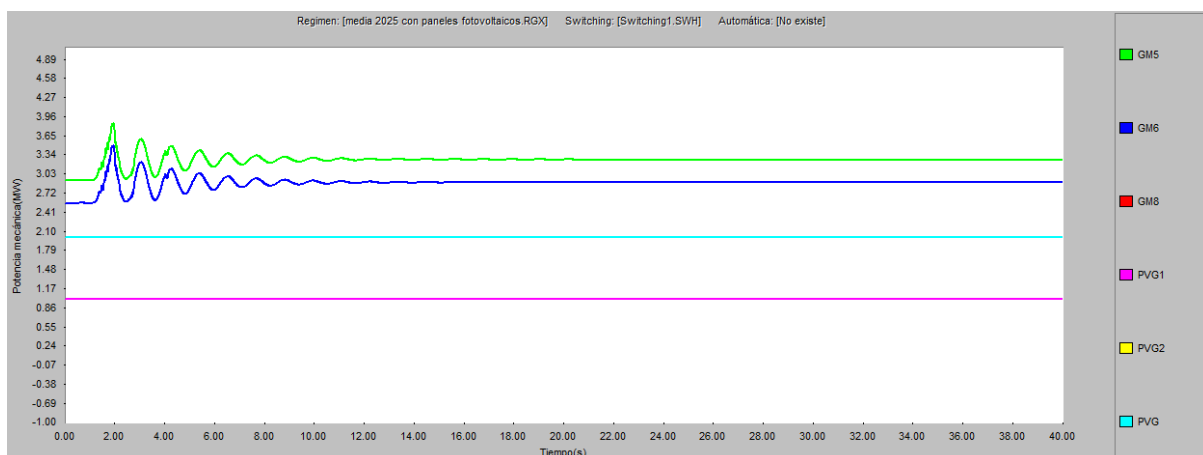


Figura A8.20 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de PVG1.

Como se puede apreciar la salida de PVG1, no constituyó un problema para los mecanismos de regulación, ya que estos pudieron detener la caída de la frecuencia a un valor inofensivo para la operación de los motores primarios y además lograron estabilizar la frecuencia a un valor aceptable de 59,9 Hz.

La tabla A8.12 muestra cómo queda organizado el reparto de carga entre los generadores restantes después de haber terminado el proceso de regulación de frecuencia.

Tabla A8.12 Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de PVG1.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	3,2	1,8
GM6	2,8	1,8
GM8	2,8	1,8
PVG1	0	0
PVG2	1	0
PVG	2	0

Mediante esta tabla se puede apreciar como los generadores del grupo GM son los únicos que toman la demanda que deja sin abastecer el parque fotovoltaico PVG1, ya que la generación solar no tiene la capacidad de regular frecuencia.

Según esta nueva distribución de la demanda se debe comprobar nuevamente si la reserva disponible por el sistema es suficiente para enfrentar la pérdida de alguna de las unidades restantes. Las siguientes inecuaciones que se muestran reflejan dicha comprobación.

$$RR(2,9 \text{ MW}) < PVG2 + PVG(3 \text{ MW})$$

$$RR(2,2 \text{ MW}) < GM5(3,2 \text{ MW})$$

Teniendo en cuenta estos resultados, podemos concluir que se debe de realizar la conexión de otra unidad de generación, con el objetivo de garantizar la seguridad del sistema, ya que este no podría hacer frente a la desconexión de cualquiera de los generadores restantes.

A8.3.3 Desconexión de PVG

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 PVG.

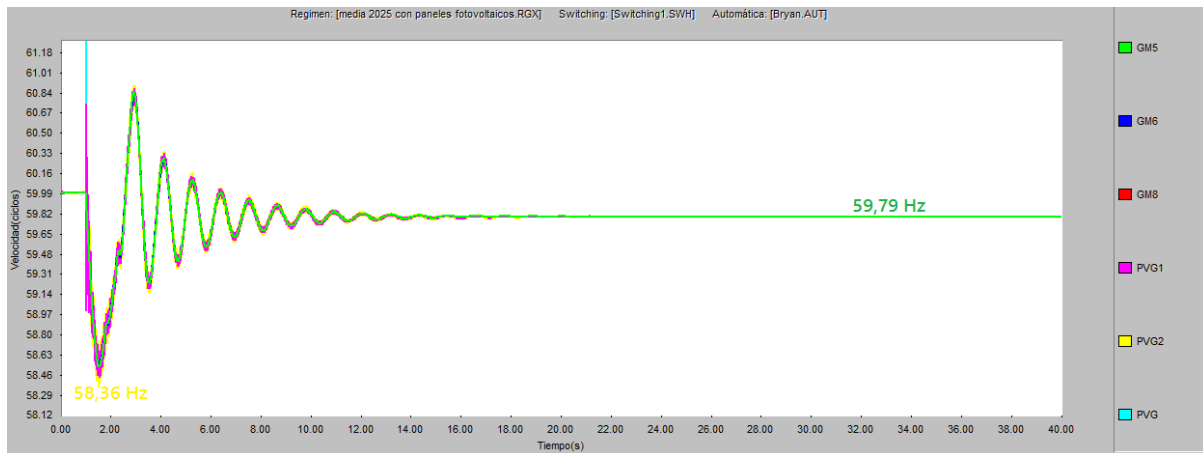


Figura A8.21 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de PVG.

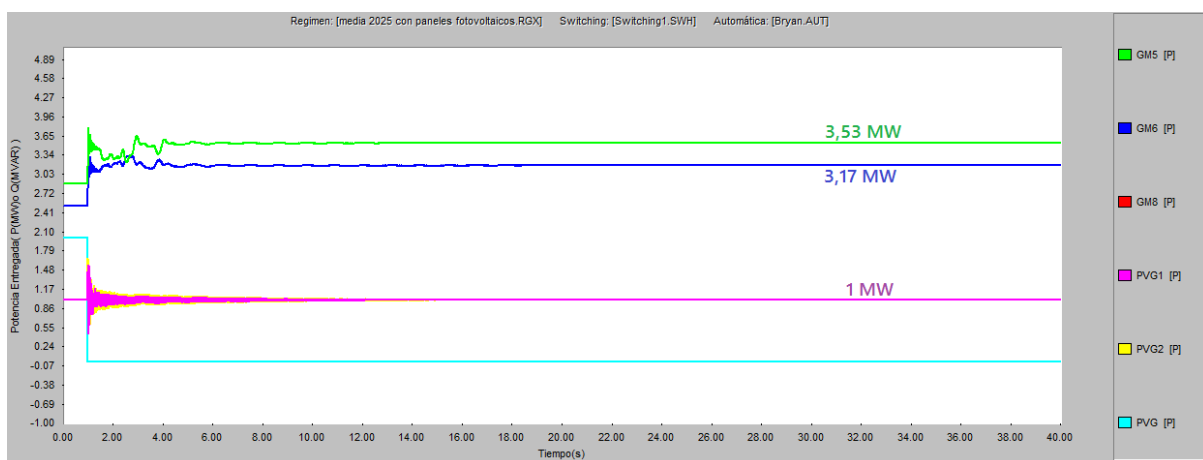


Figura A8.22 Comportamiento de la potencia entregada por los generadores ante la salida de PVG.

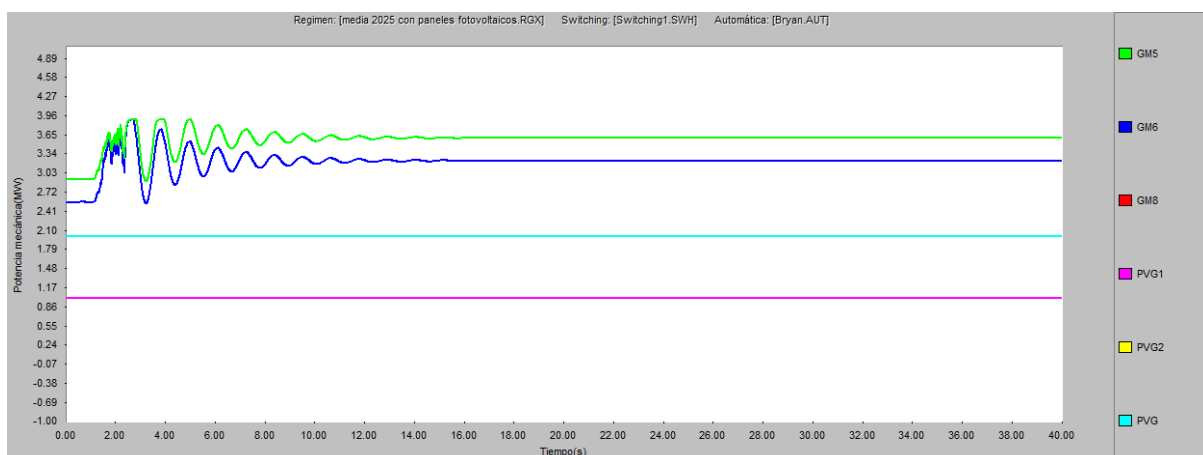


Figura A8.23 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de PVG.

La desconexión de PVG trajo consigo que la frecuencia cayera hasta alcanzar un valor mínimo de 58,36 Hz, el cual debería desencadenar la operación de la ACA, pero dada la rapidez con que actuaron los mecanismos de regulación dicho valor fue corregido antes de cumplirse el tiempo de disparo de estas protecciones y en consecuencia tales mecanismos se encargaron de restablecer la frecuencia a un valor aceptable de 59,79 Hz.

La tabla A8.13 muestra la potencia activa y reactiva que entregan los generadores restantes al finalizarse los procesos de regulación de frecuencia y haberse recuperado la estabilidad del sistema.

Tabla A8.13 Potencia activa y reactiva que suministran los generadores involucrados luego de la salida de PVG.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM5	3,5	1,8
GM6	3,2	1,8
GM8	3,2	1,8
PVG1	1	0
PVG2	1	0
PVG	0	0

Según estas nuevas capacidades de generación, las siguientes inecuaciones establecen una comparación entre el valor de reserva rodante que posee el sistema en correspondencia con la desconexión de alguno de los generadores restantes, y el valor de la demanda que estos dejan sin servir. Esto se hace con el objetivo de confirmar si la seguridad del sistema está garantizada en caso de producirse otra perturbación que involucre la pérdida de generación. Se aclara que en relación a la comprobación de la reserva rodante para la salida de los parques fotovoltaicos, solo se considera dentro de todas las combinaciones de desconexión, el caso más crítico, correspondiente a la pérdida simultánea de los parques PVG1 y PVG2 ya que si el sistema puede enfrentar esta perturbación también lo hará para las salidas individuales de estas unidades.

$$RR(1,8 \text{ MW}) < PVG1 + PVG2(2 \text{ MW})$$

$$RR(1,4 \text{ MW}) < GM5(3,5 \text{ MW})$$

$$RR(1,1 \text{ MW}) < GM6(3,2 \text{ MW})$$

De acuerdo a estos resultados se puede observar, que el sistema no podría sostener la salida de cualquiera de las unidades restantes ya que no cuenta con los valores de reserva suficientes para cumplir con este propósito. Por tanto se deben realizar las actividades de regulación terciaria con el objetivo de cambiar esta situación.

A8.4 Estudio de mínima demanda

La demanda de potencia activa y reactiva del SEP de la Isla de la Juventud para el régimen de mínima demanda es 5,6 MW y 2,6 MVar respectivamente. La tabla A8.14 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados para satisfacer la demanda en cuestión.

Tabla A8.14 Potencia activa y reactiva que entregan los generadores asignados al régimen de mínima demanda.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM7	1,8	0,9
GM5	2	0,9
GM6	1,8	0,9

El valor de H_{tot} equivale al calculado para el año 2017, 2018 y 2020, ya que los generadores asignados para este régimen son los mismos.

$$H_{tot} = \frac{\sum_i^n H_i \times S_i}{S_{tot}} = 1,021 \text{ seg}$$

La tabla A8.15 muestra la reserva rodante que posee el sistema en caso de producirse la desconexión de alguno de los generadores asignados a este régimen.

Tabla A8.15 Reserva rodante con la que dispone el sistema según la salida de unidades generadoras.

Unidad desconectada	Reserva rodante (MW)
GM5	4,2
GM6	4

Las siguientes inequaciones representan que la reserva rodante total que posee el sistema para este régimen es suficiente para cubrir la salida de GM5 o la desconexión de alguno de los otros dos generadores (GM6 o GM7).

$$RR(4,2 \text{ MW}) > GM5(2 \text{ MW})$$

$$RR(4 \text{ MW}) > GM6(1,8 \text{ MW})$$

Para el régimen de mínima demanda el estudio de estabilidad solo se realizará teniendo en cuenta la salida de GM5 ya que este además de ser igual constructivamente a los generadores GM7 y GM6, abastece el mayor por ciento de carga. Cuestión de que si para la salida de GM5 no sucediera ningún evento anormal en relación a la estabilidad del sistema tampoco lo haría para la desconexión de los otros dos.

A8.4.1 Desconexión de GM5

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 GM5.

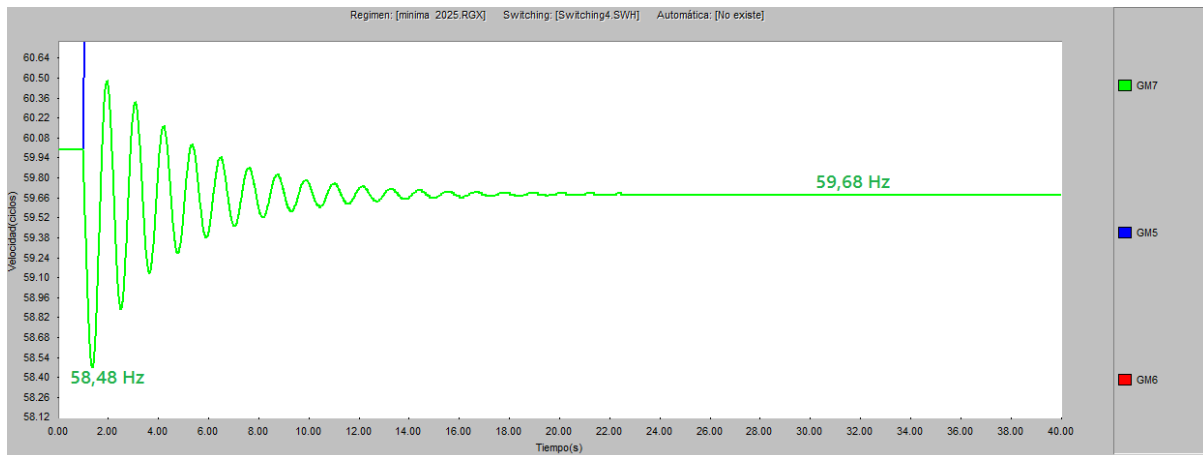


Figura A8.24 Comportamiento de la frecuencia tras la salida de GM5.

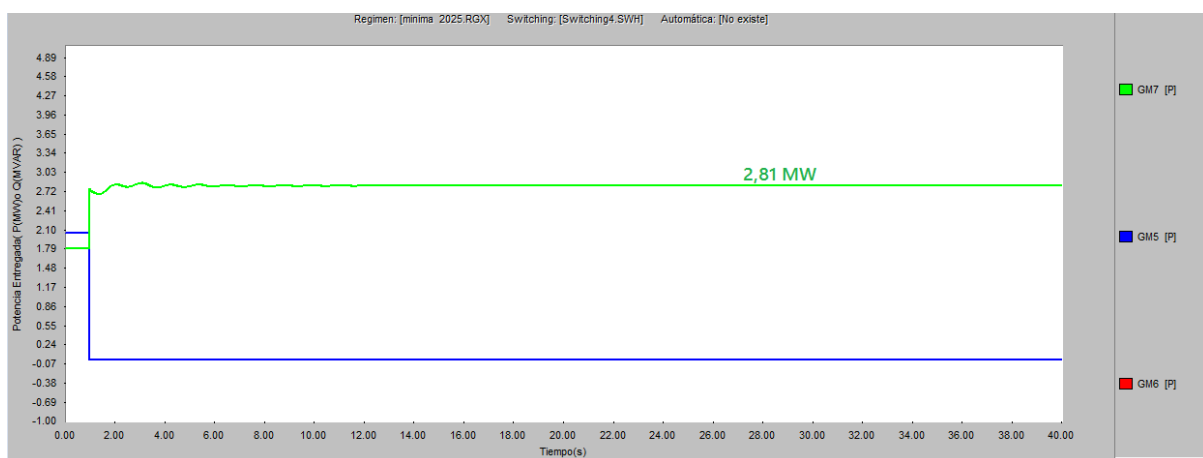


Figura A8.25 Comportamiento de la potencia de salida de los generadores tras la salida de GM5.

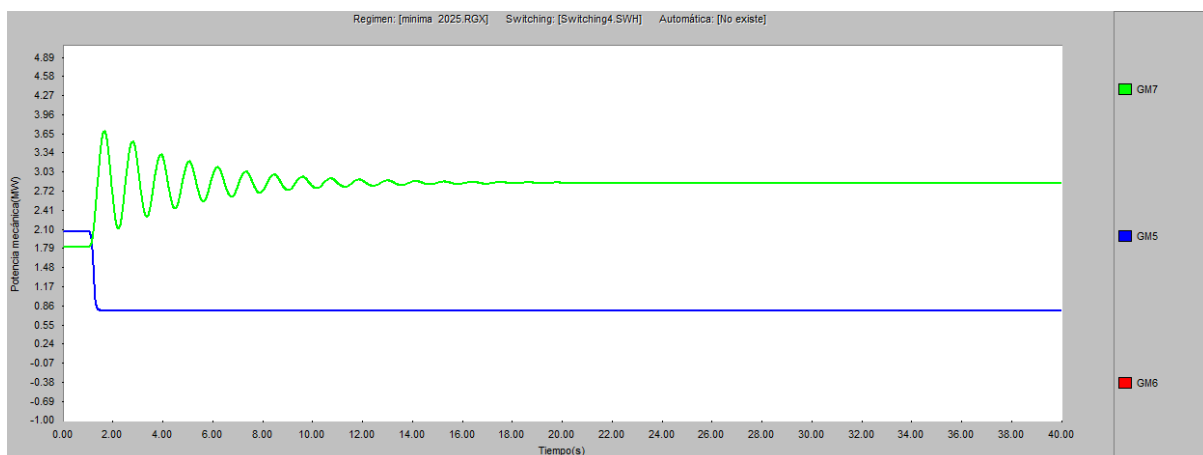


Figura A8.26 Comportamiento de la potencia mecánica aportada por la turbinas tras la desconexión de GM5.

Al producirse la salida de GM5, la frecuencia realiza una caída que es detenida por los mecanismos de regulación a un valor de 58,48 Hz, el cual posiblemente puede activar la ACA, sin embargo aunque no se ha considerado en esta simulación el uso de dicha protección se puede apreciar como tales mecanismos logran devolver la estabilidad del

sistema, pero a una frecuencia de 59,68 Hz que se encuentra fuera del rango aceptable para el suministro eléctrico.

Teniendo en cuenta estos resultados es necesario comprobar que sucede realmente con la evolución de la frecuencia para la perturbación en cuestión cuando se aplica la ACA. La figura A8.27 muestra como es el comportamiento de la frecuencia ahora con el apoyo de la ACA.

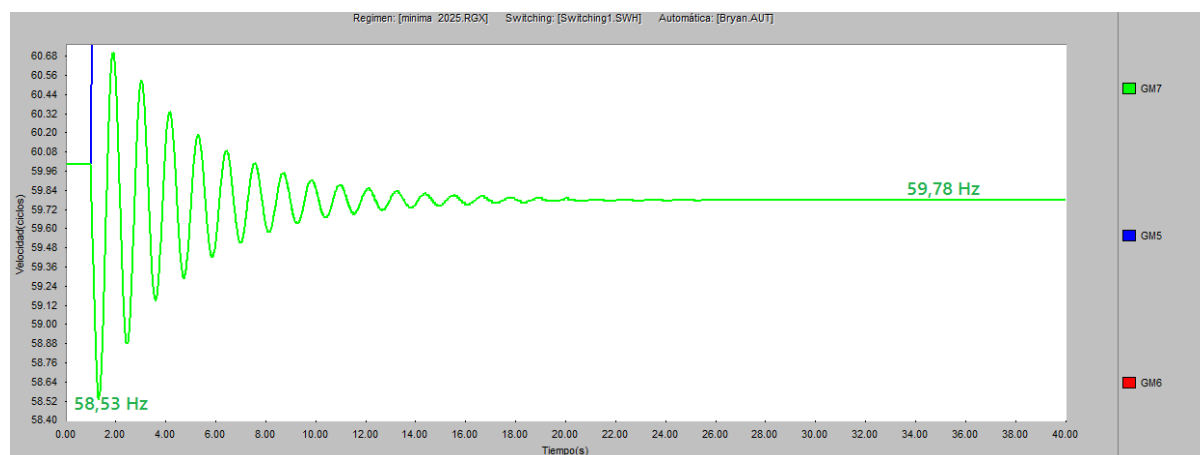


Figura A8.27 Comportamiento de la frecuencia ante la salida de GM5 considerando la operación de la ACA.

Como se puede observar la ACA mediante la desconexión de 0,6 MW de carga permitió que los mecanismos de regulación pudieran estabilizar la frecuencia a un valor aceptable de 59,78 Hz.

La tabla A8.16 muestra los valores de potencia activa y reactiva que entregan los generadores involucrados con este régimen luego de haberse alcanzado el nuevo estado de operación, el cual fue provocado por la desconexión de GM5 y el apoyo de la ACA.

Tabla A816 Potencia activa y reactiva que aportan los generadores tras la salida de GM5.

Nombre del generador	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
GM7	2,5	1,2
GM5	0	0
GM6	2,5	1,2

Teniendo en cuenta estas nuevas capacidades de generación, resulta necesario volver a comprobar si la reserva rodante total es suficiente como para que el sistema sea capaz de afrontar alguna situación similar a la estudiada.

La reserva rodante total que posee el sistema para este nuevo estado es de 1,4 MW, la cual no es suficiente en caso de que se produjera la desconexión de alguna de las unidades restantes. Entonces, se recomienda en esta situación la conexión de alguna unidad de generación que pueda acumular la reserva de potencia faltante para garantizar la seguridad del SEP de la Isla de la Juventud.