



Escuela Técnica Superior de Ingeniería.

Grado en Ingeniería Electromecánica.

Análisis y evaluación del uso del almacenamiento como soporte a la generación fotovoltaica en sistemas aislados.

Autor: Eduardo Rodríguez Montero

Directores: Pablo Frías Marín, Carlos Mateo Domingo.

Madrid.

Junio 2015

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO (RESTRINGIDO) DE DOCUMENTACIÓN

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Eduardo Rodríguez Montero , como alumno de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA**

que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación con la obra Análisis y evaluación del uso del almacenamiento como soporte a la generación fotovoltaica en sistemas aislados, Proyecto Fin de Grado¹, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* (*con las limitaciones que más adelante se detallan*) por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución, de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra (a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión.

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

¹ Especificar si es una tesis doctoral, proyecto fin de carrera, proyecto fin de Máster o cualquier otro trabajo que deba ser objeto de evaluación académica

(a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así como incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.

(b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato. .

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.²

(d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital.³

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.

b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.

c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación (curiarte@rec.upcomillas.es).

d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.

² En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría redactado en los siguientes términos:

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo institucional, accesible de modo restringido, en los términos previstos en el Reglamento del Repositorio Institucional

³ En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría eliminado.

d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.

b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.

c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

a) Deberes del repositorio Institucional:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.

- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.

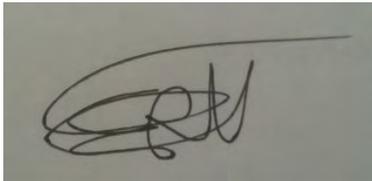
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.

b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:

- retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 16 de junio de 2015.

ACEPTA

A rectangular box containing a handwritten signature in black ink. The signature is stylized and appears to be a set of initials or a name written in a cursive script.

Fdo.....

Proyecto realizado por el alumno/a:

(Poner el nombre del alumno/a)

Eduardo Rodríguez Montero

Fdo.: 

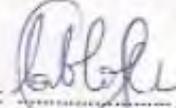
Fecha: 16/6/15

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter confidencial

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

(poner el nombre del Director del Proyecto)

Eduardo Frias

Fdo.: 

Fecha: 16/6/2015

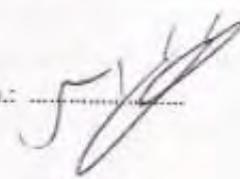
Carlos Mateo



16/6/2015

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

(poner el nombre del Coordinador de Proyectos)

Fdo.: 

Fecha: 16/6/15

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer el apoyo recibido por todas las personas cercanas que me han acompañado durante la realización del proyecto. Tanto los directores, desde la labor docente, como mis familiares y amigos, desde la labor del ánimo.

Querría también mostrar mi agradecimiento a la universidad, por haberme facilitado un proyecto que tan interesante me ha resultado, y que tras conocerlo en el futuro desearía retomar y avanzar.

Y por último, y por ello lo más importante, me gustaría dar las más sinceras gracias a Madhi, investigador en formación del iit. Ha sido un placer conocer a una persona tan atenta y amable, quien mucho y afectuosamente me ayudó con los modelos de inversores. Me satisface haber podido aprender de una persona con un grandísimo conocimiento en redes sostenibles, área sobre la que ha nacido mi interés.

Si hay algo amargo en este proyecto es no haber podido simpatizar más con él.

RESUMEN:

La mayor parte de las diminutas islas y de las pequeñas comunidades remotas del mundo, a día de hoy, dependen de combustibles fósiles que importan para satisfacer sus necesidades energéticas. En estos lugares, donde la extensión de la red más cercana es económicamente insostenible, estos combustibles presentan un desorbitado coste, debido principalmente al difícil o inhabitual acceso a estos pequeños núcleos de población en cuestión, y obligan a los gobiernos a facilitar subvenciones a la electricidad.

Es por ello que, en un mundo donde la concienciación sobre el medio ambiente comienza realmente a expandirse, la opción de suministro renovable en estas comunidades ha estallado durante los últimos años. Y más en las paradisíacas islas del Pacífico o Atlántico, donde su naturaleza es en muchas ocasiones el motor económico.

Este contexto ha sido capaz de conciliar los dos aspectos que acompañan a las energías renovables: economía y medioambiente. Si bien es cierto que en ciertas situaciones las energías renovables, aunque preservando el medio, son deficitarias, el entorno de microrredes remotas permite que las energías limpias, entre ellas la solar fotovoltaica, entren por la puerta grande del abastecimiento energético. Así, prometen considerables ahorros en la factura eléctrica tanto a gobiernos como habitantes, además de liderar el cambio energético que el medio reclama.

Sin embargo, el cambio no es sencillo. Los generadores diésel se caracterizan por su largo recorrido en el abastecimiento energético, lo que se traduce en unos buenos controles de tensión y frecuencia, así como una fiabilidad, estabilidad y calidad óptima en el suministro.

Cuando se introduce la intermitencia en la producción renovable, en especial la fotovoltaica, se pone en duda dicha fiabilidad y estabilidad de la red. A partir de un volumen de generación determinado, aproximadamente el 40% de la potencia nominal del sistema, el generador no puede responder adecuadamente ante perturbaciones en la producción solar, lo que repercuten de manera inaceptable en la red. Es por ello que, para una mayor penetración de estas energías, se necesita otro elemento

adicional que, aportando estabilidad a la red, pueda reaccionar ante toda situación de producción solar. Es el caso de las baterías.

En este proyecto se estudiarán los principales elementos de los sistemas standalone en los que puedan participar un DG, un grupo de baterías, y un grupo fotovoltaico, prestando especial atención a los dos últimos.

Las baterías se consolidan como el ingrediente fundamental del mix energético renovable de los sistemas aislados, y presentan diferentes funciones para cada escenario energético.

En presencia de un grupo diésel (DG) y de paneles fotovoltaicos (PV), existen varias estrategias de control, atendiendo a distintos factores, para el inversor de la batería y el panel. Estos factores son, principalmente, el aprovechamiento máximo de potencia, vida útil, estabilidad, disminución de combustible y optimización económica. En este proyecto, se analizarán desde un punto de vista teórico los controles más comunes en el escenario de generación diésel-fotovoltaica-baterías.

Sin embargo, recientemente se ha investigado acerca de la posibilidad de crear un sistema autónomo (standalone), en el que únicamente coexistan el almacenamiento y los paneles fotovoltaicos. Así, se reduciría a cero la dependencia de combustible.

Este novedoso escenario presenta varios retos, como son la estabilidad, la seguridad en el suministro, y el correcto funcionamiento de la batería. En este proyecto se estudiará lo anterior desde un punto de vista teórico.

Por otro lado, se analizará un caso práctico, la isla de Fernando de Noronha. Se modelarán mediante Matlab dos escenarios, uno de ellos diésel, sistema actual de la isla, que servirá como base, y otro PV-baterías, donde un único inversor central realizará la regulación V-f. El principal reto es obtener una respuesta del sistema PV-baterías apta en cuanto a estabilidad y calidad en el suministro, así como una evaluación del dimensionamiento de los mismos.

Para ello, se analizarán dos situaciones. La primera de ellas, el corto plazo (segundos), servirá para estudiar la respuesta de ambos sistemas en el régimen transitorio. La segunda, el medio plazo, se llevará a cabo únicamente en el escenario PV-baterías, y

servirá para analizar el funcionamiento de la batería y para analizar el régimen permanente del sistema.

ABSTRACT

The majority of the small islands and remote communities of the world depend, nowadays, on the fossil fuels they import in order to meet their energy needs. Remote areas, where grid extension is economically unsustainable, are exposed to exorbitant fuel prices, mainly due to their difficult or unusual access, and force the governments to provide their population with great electricity subsidies.

Therefore, in a world where environmental awareness starts to expand, the choice of renewable supply has got off the ground over the last few years. Particularly in the paradisiacal islands of the Atlantic or Pacific Ocean, where unspoilt nature is often the driver of the local economy.

This context has been able to reconcile the two aspects that come from renewable energy: economy and environment. While it is true that, in certain occasions, renewables are unprofitable, although preserving the environment, remote communities allow that clean energies appear successfully in the new scenario of load supply. This way, they assure important savings in both the Government and the citizens bill, as well as leading the essential energy change.

However, this change is not simple. Generators, normally diesel, are characterized by their long experience in the load supply, which means good frequency and voltage controllers, as well as by their reliability, stability and optimum quality of the energy supply.

When introducing the intermittent production of a renewable source, in particular, photovoltaic, those features are disputed. From a certain quantity of generation, approximately 40 % of the nominal power of the system, the generator cannot respond properly to big irradiance disturbances, which have a grid negative effect. That is why, for a higher renewable penetration, another element is needed. While contributing to grid stability, it must react to any situation of load and solar production. It is the case of the batteries.

In this paper, every standalone device, where a diesel generator, a battery bank and a photovoltaic source can take part, will be analyzed. In particular, batteries and panels.

Batteries have become the most important equipment of the energy mix of renewable isolated systems. They have different features and task for each energy scenario.

In the presence of a diesel generator and solar panels, there are some control strategies, according to different factors related to the pv and battery inverter. Those factors are mainly taking the most of the solar production, life cycles, stability, fuel reduction and economic optimization. In this paper, most common control techniques will be studied, in the scenerio of photovoltaic-diesel-battery production.

Nevertheless, there has recently been an increase in analyzing standalone systems, where only storage coexist with solar panels. This way, fossil dependency would be reduced to cero.

This novel scenario bring several challenges in, such as stability control, reliability and good battery use. In this paper, the aforementioned scenario will be also studied.

And finally, there will be a case study, Fernando de Nornoha island. Two scenerios will be modelled through Matlab. First one will be a diesel standalone system, current island system. It will be the basis for the next model, which will consist of a battery-photovoltaic system. The main challenge will be to obtain a competent response, regarding stability and supply quality, as well as an evaluation of battery and panel sizing.

To that end, two different situations will be analyzed. The first one will be the short-term, and will be used to study the response of both scenarios in the transitional regime. The second one, the medium-term, will be carried out in the battery-PV scenario, and will be used to analyze battery performance, and to studyt the steady-state of the scenario.

I'd put my money on the sun and solar energy. What a source of power! I hope we don't have to wait until oil and coal run out before we tackle that.

– Thomas Alva Edison, 1931.

ÍNDICE

Capítulo 1. Introducción.

1. Estado y problemática actual de las energías.....	1
2. Estado actual de la energía solar fotovoltaica.....	2
3. Energía solar en plantas y autoconsumos.....	4
4. Energía solar en microrredes – sistemas aislados.....	5
4.1. Métodos clásicos de suministrar energía a sistemas aislados. Generador diésel.....	6
4.1.1. Estabilidad del suministro vía generador diésel.....	7
4.1.2. Problemática del combustible en sistemas aislados.....	8
4.2. Energía solar y almacenamiento en sistemas aislados.....	9
4.2.1. Conexión a la red. Inversor.....	10
4.2.2. Extracción de potencia. MPPT.....	13
4.3. Abastecimiento híbrido diesel-solar con almacenamiento a sistemas aislados.....	14
5. Estructura.....	16
6. Objetivos.....	16
7. Conclusiones.....	17

Capítulo 2. Estado del arte.

1. Panel fotovoltaico.....	19
1.1. Efecto fotovoltaico.....	19
1.2. Principales tipos de paneles.....	20
1.2.1. Paneles monocristalinos de Silicio.....	21
1.2.2. Paneles policristalinos de Silicio.....	21
1.2.3. Paneles amorfos.....	22
1.3. Efecto del clima. Perturbaciones.....	23
1.4. Estándar de paneles fotovoltaicos.....	26
1.5. Dimensionamiento del panel.....	26
2. Almacenamiento para sistemas aislados.....	27

2.1.	Lead-acid, baterías de Plomo.....	28
2.1.1.	Baterías FLA.....	30
2.1.2.	Baterías VRLA.....	30
2.1.3.	Comparación técnica baterías Lead-acid (FLA-VRLA).....	31
2.2.	Baterías de ion Litio.....	32
2.2.1.	Comparación baterías de Litio.....	32
2.3.	Baterías en sistemas fotovoltaicos aislados.....	32
2.4.	Dimensionamiento de la batería.....	34
2.4.1.	Dimensionamiento en sistemas híbridos. PV-Batería-Diésel.....	34
2.4.2.	Dimensionamiento para sistemas solar-almacenamiento.....	35
3.	Generador síncrono, diésel.....	36
3.1.	Regulación de frecuencia.....	37
3.2.	Regulación de tensión.....	39
3.3.	El combustible en sistemas aislados.....	39
3.4.	Importancia del generador en sistemas aislados.....	41
4.	Inversor.....	42
4.1.	Contexto.....	43
4.2.	Topologías de inversores.....	44
4.2.1.	Inversor central.....	44
4.2.2.	Inversor cadena.....	45
4.2.3.	Inversor módulo.....	46
4.2.4.	Inversor Multicadena.....	47
4.3.	Tipos de inversores: conexión a red o aislado.....	48
4.3.1.	Inversor conectado a la red.....	48
4.3.2.	Control inversor conectado a la red.....	48
4.3.3.	Inversor en sistemas aislados diésel-fotovoltaicos-batería.....	53
4.3.4.	Inversor en sistemas aislados fotovoltaicos-batería.....	55
4.3.4.1.	Inversor en sistemas aislados. Conexión AC/AC.....	55
4.3.4.2.	Inversor en sistemas aislados. Conexión DC/DC.....	58
5.	Conclusiones.....	58

Capítulo 3. Modelado de sistemas.

1. Modelado del panel fotovoltaico.....	61
2. Modelado de la irradiancia.....	63
3. Modelado del convertidor DC/DC (Boost Converter).....	63
4. Modelado del inversor.....	65
5. Modelado del generador diésel síncrono.....	66
6. Modelado de la batería.....	67
7. Conclusiones.....	68

Capítulo 4. Caso práctico. Fernando de Noronha.

1. Fernando de Noronha.....	69
1.1. Características energéticas.....	70
1.2. Requisitos de calidad del sistema eléctrico.....	72
1.2.1. Voltaje de régimen permanente.....	72
1.2.2. Factor de potencia.....	73
1.2.3. Armónicos de voltaje.....	73
1.2.4. Desequilibrio de voltaje.....	73
1.2.5. Caídas e incrementos del voltaje.....	74
1.2.6. Variaciones de frecuencia.....	74
2. Objetivos.....	74
3. Escenarios de generación.....	76
3.1. Escenario de generación diésel.....	76
3.1.1. Estudio del corto plazo.....	77
3.2. Escenario de almacenamiento-fotovoltaica.....	83
3.2.1. Dimensionamiento del panel fotovoltaico.....	85
3.2.2. Dimensionamiento de la batería.....	86
3.2.3. Estudio del corto plazo.....	87
3.2.4. Estudio del medio plazo.....	113
4. Conclusiones.....	120

Capítulo 5. Análisis de resultados.

1. Análisis técnico.....	121
--------------------------	-----

1.1.	Análisis técnico del escenario diésel.....	121
1.2.	Análisis técnico del escenario pv-baterías.....	121
2.	Análisis económico.....	122
2.1.	Análisis del escenario fósil.....	123
2.2.	Análisis del escenario fotovoltaico-baterías.....	123
2.3.	Análisis comparativo.....	125
3.	Conclusiones.....	126

Capítulo 6. Anexos.

Capítulo 7. Bibliografía.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se llevará a cabo una presentación general del proyecto.

Se discutirá la situación actual y problemática de las energías en la actualidad, así como un breve repaso de la evolución de la energía fotovoltaica según su uso.

Se introducirá el concepto de sistema aislado, y se presentarán las principales vías de suministro a la misma, argumentando por qué la energía solar acompañada de almacenamiento es una opción beneficiosa en estos sistemas, mostrando también sus defectos.

Por último, se presentará la estructuración del proyecto, así como los objetivos del mismo.

1. Estado y problemática actual de las energías.

El uso de la electricidad se ha visto incrementado durante los últimos siglos, y no existe duda en que seguirá haciéndolo durante los próximos. La sociedad es ahora dependiente de la electricidad, es una necesidad. Por un lado, ha supuesto grandes avances sociales, económicos e incluso humanos, y comodidad, ligados al avance tecnológico, aunque a su vez, su no posesión es capaz de llevar a situaciones de la más trágica exclusión social.

La tendencia general en cuanto al consumo energético es claramente creciente, debido tanto al aumento de la población con acceso a la electricidad como a la creación de unas nuevas y mayores necesidades energéticas.

Así, la demanda global de energía aumentará un 53% desde 2008 hasta 2035, con China y la India ocupando la mitad de este porcentaje [The New York Times, 2011].

Por el momento, gran parte de esta electricidad se produce a partir de recursos no renovables como el carbón, el gas natural, el petróleo y el uranio. El ritmo de regeneración de los mismos es muy lento, lo cual da lugar a un riesgo de agotamiento

a corto plazo. Además, su impacto sobre el medio ambiente comienza con más fuerza a preocupar a los ciudadanos y gobiernos de todo el mundo.

El forzante radiativo, la lluvia ácida o las emisiones de dióxido de carbono son algunos de los efectos negativos de la generación de energía a través de energías no renovables. A la cabeza de las anteriores se encuentran las emisiones de CO₂, cuya reducción sí es cierto ha sido uno de los objetivos de la mayoría de las empresas de la industria.

O bien por presión de los ciudadanos y gobiernos, o bien por voluntad propia, éstas empresas han ido invirtiendo progresivamente en proyectos de disminución de emisiones de gases.

Aun así, se conoce que las emisiones anuales de CO₂ a partir de combustibles fósiles aumentaron de una media de 6,4 GtC anuales en el decenio de 1990 a 7,2 GtC anuales en 2000-2005, y que durante los dos próximos decenios, se proyecta un calentamiento de unos 0,2°C por decenio en muy diversas situaciones hipotéticas de emisiones [Naciones Unidas].

Por otro lado, se afirma que, desde el año 1880, la temperatura media superficial terrestre ha aumentado 0.8°C, ocasionado por las ya mencionadas emisiones de CO₂ y otros gases, además de declarar que el pasado año 2014 ha sido el más caluroso registrado [NOAA-NASA, 2015].

En este contexto de preocupación e interés por el cuidado del medio ambiente surgen con solidez las energías renovables, firme solución y alternativa para reducir el consumo de combustibles, ya que se consideran inagotables y limpias. Esto ha provocado que desde los últimos años se haya incrementado enormemente su capacidad instalada, con especial atención a la energía fotovoltaica, la cual ha visto cómo su capacidad se aumentaba enormemente en la última década.

2. Estado actual de la energía solar fotovoltaica.

La energía del sol llega a nuestro planeta en forma de radiación electromagnética: luz, calor y rayos ultravioleta. La utilización de esta energía puede realizarse de

dos maneras: mediante la conversión térmica de alta temperatura, sistema fototérmico, y mediante la conversión fotovoltaica, efecto fotovoltaico.

Desde los inicios de la energía solar fotovoltaica, Europa siempre había sido la mayor representante del crecimiento de ésta energía.

En especial, España poseía y posee la particularidad idónea para despuntar en energía solar: una gran cantidad de irradiación en todo su mapa.

Desde principios de la década de 2000, en concordancia con las medidas de apoyo a las energías renovables que se estaban llevando a cabo en el resto de Europa, se aprobaron leyes que supusieron el inicio de un lento despegue de la fotovoltaica en España. Sin embargo, las posteriores modificaciones en la legislación han ralentizado el crecimiento.

Por otro lado, en 2013 las políticas asiáticas centraron parte de su esfuerzo en la creación de instalaciones fotovoltaicas, desterrando a Europa del primer puesto. En particular, China y Japón aumentaron su capacidad en 11,3 GW y 6,9 GW, respectivamente, ocupando aproximadamente la mitad del crecimiento solar total en ese año.

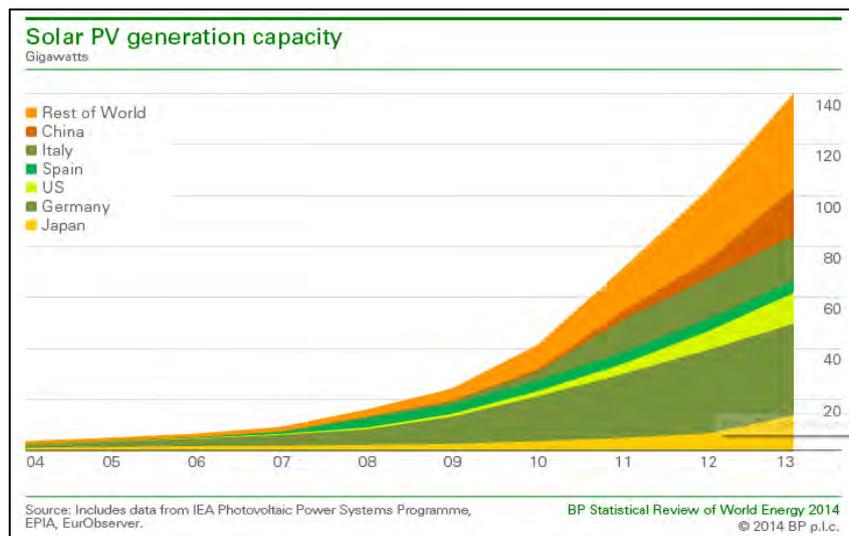


Fig 1 | Evolución de la capacidad instalada fotovoltaica, 2004-2013 (MW)

La energía solar parece ser una energía ejemplar. Cuatro características la hacen ser una energía modelo:

- Es gratuita. La materia prima, la irradiación proveniente del sol, no requiere ningún proceso de obtención.
- Es ilimitada. Sólo depende de la irradiación solar.
- Es limpia. No emite ningún tipo de gas.
- Es abundante. En todo momento, la mitad de la superficie terrestre está siendo iluminada por el sol.

Tal es su poderío, que desde la teoría se podría satisfacer la demanda de toda la población mundial únicamente a través de la utilización de esta energía.

$$E_{solar} = I_{med} * S_T = 175 \frac{W}{m^2} * 4 * \pi * R^2 = 8.7 * 10^{16} W \quad (1)$$

Donde,

E_{solar} es la potencia solar media que llega a la tierra a nivel teórico.

S_T es la superficie de la Tierra, expresada en m^2 .

R es el radio de la Tierra, expresada en m .

I_{med} es irradiación media sobre la superficie terrestre, expresada en $\frac{W}{m^2}$.

Tal y como muestra la ecuación anterior, a día de hoy y desde un punto de vista teórico, la potencia media que aterriza de manera gratuita sobre la superficie terrestre es 87000 TW.

Esto quiere decir que para satisfacer la demanda energética global ($4,3 * 10^{20}$ J, en el año 2001), a través de la energía solar, suponiendo una eficiencia del 20% en las células fotovoltaicas, bastaría con instalar paneles fotovoltaicos en el 0.09% de la superficie terrestre, equivalente a 450000 km^2 , aproximadamente la superficie de España.

3. Energía solar fotovoltaica en plantas y autoconsumos.

El conjunto de las plantas de generación a gran escala, sumadas a los autoconsumos, de potencia notablemente menor a las anteriores, suponen más del 97% sobre las aplicaciones fotovoltaicas totales.

Varios hechos han supuesto que éstas instalaciones se hayan consolidado en los últimos años como fuentes de energía competitivas:

- El aumento en la eficiencia de las células basadas en silicio, debido a décadas de investigación, ha sido el principal causante del progreso de la energía solar en éstas instalaciones. En números, desde un 5% inicial se ha logrado un aumento de, aproximadamente, un 15%, llegando a un 20% de eficiencia a día de hoy.
- Por otro lado, la optimización en los procesos de fabricación ha reducido el precio de las células, desde unos 200 dólares por watio hasta 2,7 dólares por watio, en el año 2004.
- Por último, y sin lugar a dudas, las subvenciones de los gobiernos. Sin ellas, la energía solar en condiciones normales continuaría lejos de ser competitiva.

4. Energía en microrredes – sistemas aislados.

La energía solar, entre otras, ha entrado por la puerta grande del abastecimiento a sistemas aislados. Si bien es verdad que las energías renovables surgen en mayor medida por la preocupación ciudadana por el medio ambiente, a este factor hay que añadirle un plus en sistemas aislados, que es su gran rentabilidad económica, lo cual se razonará en los apartados siguientes, dada la problemática del combustible en sistemas aislados.

El acceso a la energía en estos sistemas aislados está aún restringido. Según el Banco Mundial, 1.5 billones de personas no tienen hoy acceso a la electricidad, ni se podrá interconectarlas a la red más cercana en los próximos 10 años. Éste déficit de energía en comunidades aisladas es uno de los mayores retos, tanto desde un punto de vista de desarrollo económico como de mejora de acceso a agua y servicios sanitarios [WB-EIA].

Se tiende a asociar únicamente sistemas aislados con islas, como pueden ser las diminutas islas del pacífico, aunque el concepto de sistema aislado no es exclusivo de ellas. En ocasiones, los sistemas aislados puede ser núcleos remotos, de población pequeña, lejanos a grandes redes de transporte, donde la extensión de ellas a los pequeños núcleos puede o no existir. Un ejemplo son las 280 comunidades que en Canadá se encuentran desconectadas de la red, basando su energía en generadores diésel, y con un coste de la electricidad muy elevado.

Ello introduce el concepto de microrred.

Se define microrred como un sistema eléctrico compuesto por sistemas generadores y almacenamiento que alimentan cargas, pudiendo trabajar tanto desconectados de la red (modo isla) como conectados a la red, trabajando normalmente a una tensión baja. Su principal desafío es la estabilidad tensión-frecuencia del sistema de las nuevas fuentes renovables, fósiles y almacenamiento, así como la coordinación de todos los equipos que la conforman, ya que a diferencia de en redes grandes, el peso de cada dispositivo adquiere un valor importante para el normal funcionamiento del sistema.

Como se ha comentado, en el ámbito de la energía solar, estos sistemas eléctricos, entre los que se encuentran las islas remotas, presentan un peculiar interés económico. Y aunque suponen un porcentaje muy pequeño en el conjunto de las aplicaciones fotovoltaicas totales, está habiendo una excepcional demanda de estos sistemas para ser suministrados vía energía fotovoltaica.

4.1. Métodos clásicos de suministrar energía a sistemas aislados. Generador diésel.

Tradicionalmente, existen dos métodos para proveer electricidad a microrredes: a través de extensiones de redes, o a través del uso de combustibles fósiles. La primera de las opciones es inviable para núcleos remotos, ya que el transporte de la energía eléctrica presentaría grandes pérdidas eléctricas. Es por ello que la mayoría de los pequeños sistemas aislados de todo el mundo, típicamente islas remotas, alejados de

núcleos grandes, son altamente dependientes de combustibles fósiles que importan para satisfacer sus necesidades energéticas.

Por tanto, el abastecimiento energético clásico más adecuado de sistemas remotos se realiza a través de generadores diésel. Éstos se diseñan para alcanzar la demanda máxima, pero también deben proveer energía cuando las cargas son mínimas, es decir, en las horas de menor demanda. Muchos de los núcleos remotos presentan una gran diferencia entre los puntos de máxima y mínima demanda. La consecuencia de ello es una disminución de la eficiencia en éstos periodos de baja carga, debido a que el punto de trabajo ($>70\%$ carga nominal), se desplaza a cargas más bajas, donde la eficiencia es menor.

En otras ocasiones, la solución adoptada es disponer de varios generadores. Así, unos se utilizan para cubrir la demanda base, mientras que otros de menor potencia cubren la demanda de los meses con mayor carga. Esta opción resulta incluso menos económica, ya que el arranque de los equipos diésel resulta muy costoso.

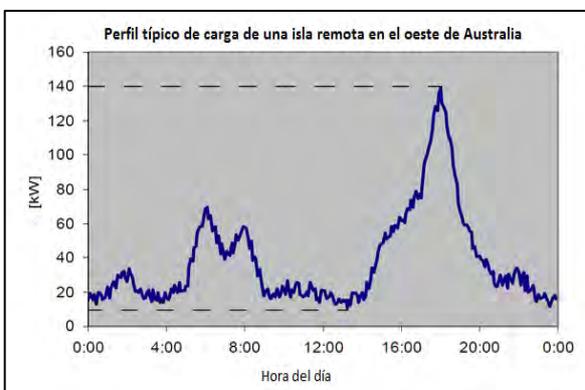


Fig 2 | Perfil de carga de una isla remota (menor a 5000 habitantes)

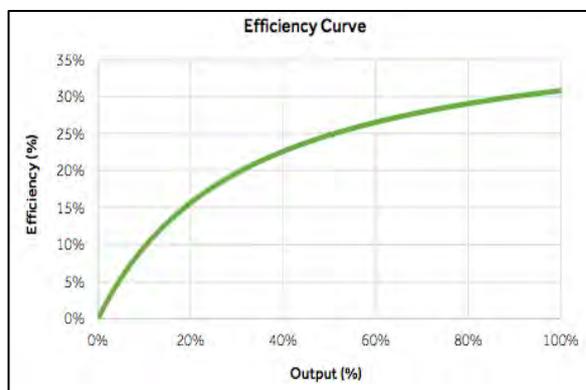


Fig 3 | Curva típica de eficiencia de un generador diésel

La desigualdad entre un máximo y un mínimo de demanda de aproximadamente un 1500% implicaría que, como se observa en las imágenes anteriores, la eficiencia de un generador diésel estándar disminuya desde un 30% a menos del 10%.

4.1.1. Estabilidad del suministro vía generador diésel.

Para garantizar la estabilidad y calidad del suministro, el generador síncrono en sistemas aislados posee dos reguladores:

- Un regulador de frecuencia-potencia activa, basado en la regulación primaria, que mide la velocidad de giro del rotor de la máquina y reajusta la posición de las válvulas para una mayor o menor inyección de combustible en la turbina, con el objetivo de mantener la frecuencia constante. Se rige por la ecuación siguiente:

$$M_{mot} - M_{res} = J * \frac{dw_r}{dw}, \quad (2)$$

donde J es el momento de inercia, M_{mot} es el par entregado por la máquina, M_{res} el par resistente, y w_r la velocidad del rotor.

- Un regulador de tensión-potencia reactiva, a través de la excitación de la máquina. Midiendo la velocidad del generador, inyecta la intensidad de excitación adecuada para que la tensión sea constante e igual a la establecida por la ley.

Con ambos reguladores queda garantizada la estabilidad ante perturbaciones y la calidad del servicio.

4.1.2. Problemática del combustible en sistemas aislados.

El tradicional uso de generadores diésel supone que éstas microrredes remotas estén expuestas a precios desmesurados y variables de combustible, debido a los altos costes de transporte del mismo, lo cual se traduce en desproporcionados precios de la electricidad. En ocasiones, el coste es más de diez veces que en los grandes núcleos. Por otro lado, también conlleva que estén expuestas a la necesidad de grandes tanques de almacenamiento de combustible, con los frecuentes derramamientos de los mismos, y al intermitente abastecimiento a través de barcos o aviones debido a la probable inestabilidad atmosférica propia de algunas localidades remotas.

Se estima que en el caso concreto de Canadá, en una comunidad con acceso por carretera, el coste de la electricidad es aproximadamente 35 cent\$/kWh, mientras que en localidades accesibles por barco o avión asciende a 65 cent\$/kWh.

Para localidades en el Ártico, el coste varía de 120 a 160 cent\$/kWh. Como contraposición, el coste en Canadá varía entre 6 y 14 cent\$/kWh, dependiendo de la provincia [Mariano Arriaga, Claudio A. Cañizares, Mehrdad Kazerani, 2014].

En el caso de las islas, también se observa una gran diferencia entre precios, lo que se muestra en la tabla siguiente:

Lugar	Precio medio (cent\$/kWh), residencial	Población media (habitantes)	Contribución diésel(%)
U.S.A	12	315000000	1
American Samoa island	40	55000	98
Cook island	45	11000	100
Niue island	44	1600	100
Tongatapu island	38	72000	98

Fig 4 | Tabla comparativa de costes de electricidad, 2013 (EIA)

Todo ello abre una puerta a las energías renovables en microrredes aisladas, entre ellas a la energía solar.

4.2. Almacenamiento y energía solar en sistemas aislados.

La energía solar se manifiesta como una energía limpia y moderna, con un contexto idóneo en sistemas remotos. De hecho, en los últimos años la cuestión ha evolucionado desde si la energía solar en sistema aislados puede llegar a ser rentable a buscar económicamente cuánto lo es.

La energía generada por los paneles fotovoltaicos se crea en corriente continua, presentando una principal desventaja: la intermitencia. La directa dependencia con la irradiación solar, implica que existan desigualdades en la generación de energía programadas, es decir, se conoce la no lineal distribución de la energía generada, que sigue un perfil como el de la figura, donde el pico de generación se corresponde con el periodo de mayor luminiscencia:

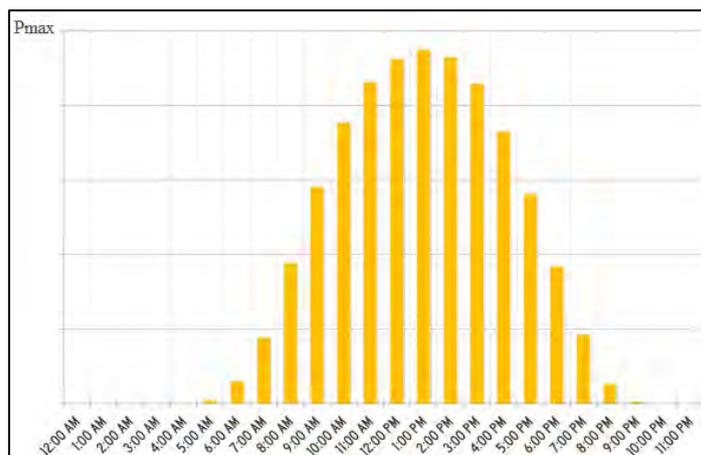


Fig 5 | Perfil de generación de energía fotovoltaica

Por otro lado, existen intermitencias en la generación no previsible, que aparecen de manera inesperada y crean lo que se define como hueco de tensión. En el caso de los paneles fotovoltaicos, un hueco de tensión viene dado por cualquier suceso que de manera instantánea produzca un cambio en la irradiación que llega a los paneles.

Ejemplo de ello puede ser el común paso de una nube, con la consiguiente disminución de tensión, tras la cual se reestablece.

Otro ejemplo puede ser un eclipse, los cuales sin embargo no ocurren frecuentemente.

Estas interrupciones en la generación fotovoltaica producen desequilibrios de potencia, que se traducen en variaciones indeseadas de tensión y frecuencia.

En presencia de generadores síncronos, la regulación de dichas variables se realiza adecuadamente hasta un límite de porcentaje de generación solar.

Es por ello que el almacenamiento se consolida como el elemento crítico para la total penetración fotovoltaica en sistemas aislados.

Sin embargo, en ausencia de generadores con inercia (en este caso, diésel), la regulación tensión-frecuencia debe ser realizada por los elementos del nuevo sistema, ya sea el inversor fotovoltaico, el inversor de la batería, o ambos.

4.2.1. Conexión a la red. Inversor.

Para la interconexión de un generador fotovoltaico o batería a la red, se requiere un dispositivo que transforme la corriente continua en alterna. De ello se ocupa el inversor.

Estos inversores son diferentes de los inversores utilizados en la electrónica convencional, y se caracterizan por operar conectados directamente al generador fotovoltaico o la batería, aunque en ocasiones entre inversor y generador se encuentra un dispositivo de conversión de tensión DC.

El inversor se instala entre el generador fotovoltaico o la batería y el punto de conexión a la red, para que una vez la energía solar ha sido transformada por el inversor en energía eléctrica, se inyecte a la red según las necesidades de cada momento.

Según los requerimientos específicos de conexión a la red, el inversor ha de operar dentro de unos márgenes de tensión y frecuencia de salida, así como no afectar la distorsión armónica de la onda de tensión de la red. Además, debe proporcionar aislamiento galvánico entre el nudo de conexión a la red y el generador, así como incorporar en algunos casos protecciones de tensión, frecuencia, y relés de desconexión y reenganche.

- Inversor fotovoltaico conectado a la red.

El funcionamiento normal de un inversor es inyectar potencia activa a la red, la propia generada por los paneles fotovoltaicos. Tradicionalmente eran diseñados para generar el máximo de potencia activa posible con un factor de potencia unidad, realizándose la corrección del factor de potencia mediante la conmutación de baterías de condensadores en distintos puntos de la red. Esto sucedía en redes grandes donde el peso de la energía solar no permitía variaciones importantes en la frecuencia o tensión.

La principal desventaja de éstos bancos de condensadores es el tiempo de actuación, a lo cual se le suma la introducción de armónicos y la no gradual variación de tensión.

Más recientemente se han creado dispositivos dinámicos, compuestos por condensadores e inductancias que se autoconmutan mediante electrónica de potencia. El dispositivo más conocido es el STATCOM.

Con respecto a las baterías de condensadores, el STATCOM posee un control de potencia reactiva de mayor calidad, ya que responde más rápida y continuamente.

Sin embargo, recientemente se ha mostrado interés en la posibilidad y necesidad de que los inversores fotovoltaicos puedan generar y absorber potencia reactiva. La necesidad viene dada ya que en ocasiones el peso de las centrales solares ya no se puede considerar despreciable con respecto a la energía total generada, lo cual ocurre cuando la producción solar ocupa en torno al 40% de la total. La posibilidad resulta de que, estadísticamente, los inversores trabajan aproximadamente el 95% del tiempo a una carga menor que la nominal. Por ello, la potencia no utilizada puede ser empleada para producir o consumir potencia reactiva, lo cual supone que el inversor pueda realizar nuevos controles, pudiendo ser una opción más económica. Incluso, durante la noche, se ha investigado acerca de la posibilidad de aportar reactiva al sistema, ya que el inversor se encuentra fuera de funcionamiento.

La ventaja más notable de los inversores con capacidad de generar potencia reactiva frente a los que únicamente generan activa es el bajo coste, gracias a la aportación de reactiva al sistema. Como contraposición, la principal desventaja de éstos últimos es la dependencia entre las potencias activa y reactiva. Para una potencia nominal aparente dada, el inversor debe establecer las potencias que desea entregar, satisfaciendo en todo momento la fórmula $S^2 = P^2 + Q^2$. Por ello, existe el riesgo de que en una determinada situación se esté generando una cantidad de potencia reactiva, y que por el límite de potencia aparente suponga no poder generar toda la activa posible.

Una solución al problema anterior sería sobredimensionar el inversor, de manera que la potencia aparente no suponga un límite.

Esta alternativa es de gran utilidad en sistemas aislados, en el caso de generación solar y diésel, ya que el inversor fotovoltaico puede ayudar al generador a regular la potencia reactiva.

- Inversor fotovoltaico e inversor de la batería en sistemas aislados.

En el escenario de energía fotovoltaica y baterías, las innovaciones anteriores con respecto a la potencia reactiva son útiles, aunque no son suficientes como para asegurar el correcto funcionamiento de un sistema aislado.

Para la total penetración de las energías renovables en los sistemas aislados, así como para su estabilidad y seguridad en el suministro, es necesario un nuevo concepto de inversor, con controles adicionales. Los inversores de las baterías y/o del conjunto fotovoltaico deben ser ahora los encargados de realizar la regulación de tensión y frecuencia, antes llevada a cabo por generadores o por la red, y deben cumplir con los requisitos del sistema eléctrico correspondiente.

En ciertas ocasiones, el inversor fotovoltaico y de la batería es único, por lo que la regulación V-f se realiza obligatoriamente por el mismo. A él se le conectan tanto la batería como el panel, en el lado DC, a través de convertidores de continua.

Otra estrategia es realizar la conexión de los equipos en el lado AC, y utilizar un inversor diferente para cada fuente. Así, se pueden implementar controles distintos y mejorar el rendimiento de cada equipo, en especial la batería.

Para tales fines, se comienzan a aplicar nuevas estrategias de control, que se describirán en el capítulo siguiente.

4.2.2. Extracción de potencia. MPPT.

El MPPT, o Maximum Power Point Tracking, es una novedosa técnica que incorporan los inversores para extraer la máxima potencia para cada situación, dependiendo de la irradiación solar y la temperatura atmosférica.

Los métodos más conocidos son [Peña, JCU, 2011]:

- Perturb & Observe.

Esta técnica opera continuamente incrementando o decrementando la tensión de la placa fotovoltaica, comparando la potencia obtenida en el ciclo actual con la potencia del ciclo anterior. Si el voltaje varía y la potencia aumenta, el control cambia el punto

de operación en esa dirección. En el caso contrario el control iría opuestamente al cambio.

Es una técnica sencilla y fácil de implementar, aunque sus resultados no son muy precisos.

- Incremental Conductance.

Esta técnica se basa en que la pendiente de la curva potencia activa-tensión es cero en el punto de máxima potencia, positiva a la izquierda y negativa a la derecha. Opera iterativamente de la misma manera que el método anterior, con la salvedad de no necesitar calcular la potencia.

4.3. Abastecimiento híbrido diésel-solar con almacenamiento a sistemas aislados.

Este tipo de sistemas nace a raíz del interés por sustituir la energía no renovable producida por los generadores diésel, por otra renovable y económica en los sistemas aislados, la energía solar fotovoltaica.

En este modelo de generación, la transformación no es total, es decir, mientras que unos generadores diésel continúan funcionando como hacían anteriormente, se unen a ellos grupos de generación fotovoltaica y baterías, sustituyendo a ciertos grupos diésel.

En situaciones de sistemas remotos diésel acompañados de fotovoltaica, existe un gran riesgo de llevar al generador diésel a potencias bajas (eficiencia baja) cuando la producción solar es alta.

No obstante, acompañándolos con un grupo de baterías, puede ser una opción económicamente rentable.

En periodos de gran producción solar, se forzaría al generador diésel a trabajar a potencias lejos de su mínimo técnico, cargando la batería. De esta manera la energía sobrante de la generación solar-diésel se almacena por las baterías, y se descarga en periodos de baja producción solar, cuando el generador diésel trabaja al máximo de

potencia. Así, se adapta la curva de generación al nuevo perfil del consumo-generación fotovoltaica, y se obliga al generador a trabajar lejos de potencias bajas donde su eficiencia cae y existe riesgo de mal funcionamiento.

Para ello se necesitará un control en el inversor de la batería que reciba las potencias del sistema y actúe de acuerdo a un control determinado.

De nuevo surge el problema de la regulación V-f. Si en algún momento el generador tiene poco peso en el sistema, es necesario incorporar otros elementos que contribuyan al control tensión-frecuencia. Por tanto, además del equipo diésel, en el inversor fotovoltaico o de la batería se deben implementar nuevos controles. En ellos se debe tener en cuenta además el estado de carga de la batería, para que no se desaproveche energía y para no sobrepasar el mínimo de estado de carga de la batería.

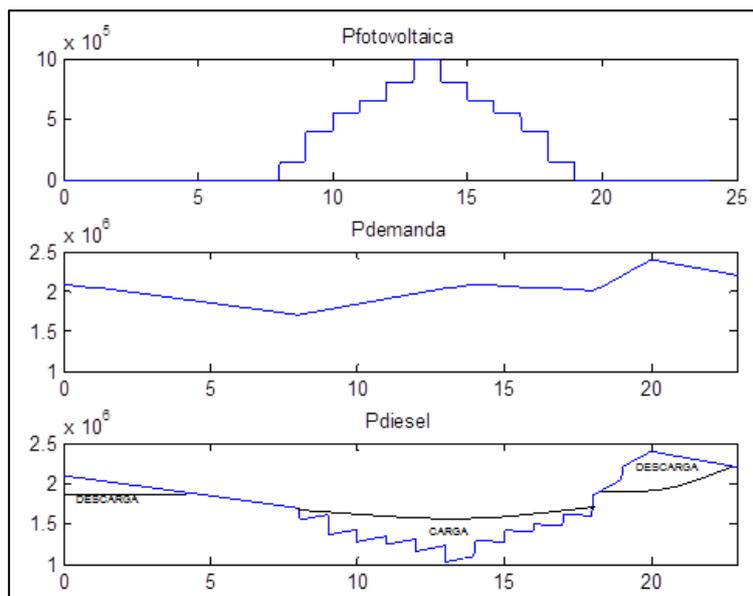


Fig 6 | Potencias de un sistema diésel-fotovoltaico.

En la gráfica anterior se muestra, de arriba a abajo, la potencia media por horas de un generador fotovoltaico, la demanda de una localidad, y la potencia diésel resultante (resta de las anteriores).

Como se observa, en el caso de generación única diésel, la potencia del generador sería la de la demanda. Sin embargo, con generación solar, la potencia aportada por el conjunto diésel tiene una mayor diferencia entre pico superior e inferior, lo que se

traduce en una pérdida de eficiencia en el generador y un riesgo de sobrepaso del mínimo técnico.

Para solucionar este problema, se añade el grupo de baterías, que trabajan a descarga en periodos de alta demanda y baja producción solar, y se cargan cuando la demanda es baja o la producción solar alta, controlando también el estado de carga de la batería, para obtener así un mejor rendimiento de la misma.

5. Estructura.

Este proyecto presenta una estructura que va desde lo teórico hasta lo práctico.

En el siguiente Capítulo, se estudiarán detenidamente, desde un punto de vista general, los siguientes elementos: panel fotovoltaico, batería, generador diésel e inversor, para posteriormente analizarlos desde el contexto de sistemas aislados.

En el Capítulo 3, se presentarán y explicarán los modelos Matlab de los componentes a utilizar en el Caso Práctico.

En el Capítulo 4, se estudiará el caso concreto de la isla de Noronha, a la cual se simulará un suministro eléctrico desde dos escenarios distintos: uno diésel y otro fotovoltaico-baterías.

En el Capítulo 5, se analizarán los resultados obtenidos de los dos escenarios del Capítulo 4, desde un punto de vista técnico como económico.

Por último los Capítulos 6 y 7 serán destinados, respectivamente, a Anexos y Bibliografía.

6. Objetivos.

Los objetivos de este proyecto son analizar los escenarios clásicos de generación posibles en sistemas aislados, e incorporar el concepto de almacenamiento. Se estudiarán desde un punto de vista teórico los abastecimientos diésel, diésel-fotovoltaico-baterías, y el abastecimiento fotovoltaico-baterías, analizando el funcionamiento, ventajas y limitaciones de cada uno los elementos de cada sistema.

En el caso práctico propuesto, el abastecimiento a la isla Fernando de Noronha, se modelarán dos escenarios mediante Matlab. Uno de abastecimiento diésel, y otro de abastecimiento fotovoltaico-baterías, y deberán cumplir con la ley del sistema eléctrico brasileño.

El principal reto del caso práctico es hacer del suministro fotovoltaico-baterías un sistema fiable y seguro mediante el análisis del régimen transitorio (corto plazo), y mediante el análisis del medio plazo, así como evaluar el impacto económico del sistema.

7. Conclusiones.

Una vez finalizado este Capítulo, queda introducido el concepto de sistema aislado o microrred, y sus posibles vías de suministro. Así, dada la problemática del combustible en sistemas remotos, cabe concluir que el contexto de estos sistemas es idóneo para una penetración de energías renovables, entre ellas la fotovoltaica, quien reclama un sistema de almacenamiento para un funcionamiento correcto de la red.

Sin embargo, en estos nuevos sistemas surgen desafíos, a los que se puede enfrentar de distintas maneras y que se argumentarán en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

En este Capítulo se llevará a cabo un estudio teórico de los principales elementos que conforman un suministro eléctrico, en el que pueden participar un grupo diésel, fotovoltaico, y/o baterías, a sistemas aislados. Estos elementos son el panel fotovoltaico, las baterías, el generador diésel y el inversor. Se analizarán desde un punto de vista general, para más tarde enfocarlos hacia su uso en sistemas aislados, donde se evaluará, principalmente, cómo afectan a la red eléctrica y a la producción dependiendo de sus controles.

1. Panel fotovoltaico.

1.1. Efecto fotovoltaico.

Nuestro Sol se comporta como un cuerpo negro a temperaturas de aproximadamente 6000 °K. Sin embargo, menos de un 0,25% de su potencia emitida llega a nuestro planeta para consumirse en la creación de vientos y olas, y otro 0,05% para el proceso de fotosíntesis, origen de las reservas de combustibles fósiles, y otras materias. El efecto fotovoltaico es una de las maneras de aprovechar esa energía solar, simplemente consistiendo en su transformación directa en energía eléctrica mediante la liberación de electrones de un panel fotovoltaico, formado por un material semiconductor, normalmente silicio, por efecto de los fotones de la radiación solar incidente sobre el mismo.

Este proceso se produce en un elemento denominado célula fotovoltaica, la cual consiste generalmente en un diodo especialmente fabricado para dicha aplicación, a la que se le adosan mallas colectoras metálicas. De la unión de las células fotovoltaicas y su encapsulado y enmarcado se obtiene como resultado los paneles o módulos fotovoltaicos.

Cada una de estas células fotovoltaicas está compuesta de, normalmente, dos láminas delgadas de silicio. Una de ellas está compuesta por elementos con menos electrones de valencia que el silicio, denominada P, mientras que la otra lo está con elementos con más electrones que los átomos de silicio, denominada N.

Aquellos fotones procedentes de la irradiación solar, que transportan la energía adecuada, inciden sobre la superficie de la capa P, y al interactuar con el material liberan electrones de los átomos de silicio los cuales atraviesan la capa de semiconductor, sin poder volver a ella. Así, la capa N se somete una diferencia de potencial respecto a la P. Para la generación final de corriente eléctrica basta con conectar unos conductores eléctricos a ambas capas.

Este tipo de generación se realiza en corriente continua y, a pesar de que su efectividad depende tanto de su orientación hacia el sol como de su inclinación con respecto a la horizontal, la orientación de los paneles suele ser fija, por ahorros en mantenimiento. La inclinación, así como la orientación, al sur, se fija dependiendo de la latitud y tratando de optimizarla al máximo teniendo en cuenta las recomendaciones de la norma ISO correspondiente.

1.2. Principales tipos de paneles.

Alrededor del 90% de la tecnología fotovoltaica se basa en el uso de alguna variación del silicio, y más grande es aún este porcentaje en el uso doméstico.

El silicio usado en paneles fotovoltaicos puede tener varias formas. La principal diferencia entre ellos es la pureza del silicio usado. A mayor pureza del silicio, mejor alineadas están sus moléculas, lo cual se traduce en mejor conversión de la energía solar en electricidad.

Por ello, la eficiencia de los paneles solares está estrechamente relacionada con la pureza del silicio. Sin embargo, los procesos para aumentar la pureza son muy caros.

El silicio cristalino es la base de las celdas monocristalinas y policristalinas.

1.2.1. Paneles monocristalinos de silicio.



Fig 7 | Ilustración de panel monocristalino.

Las celdas solares de silicio monocristalino son fácilmente reconocibles por su coloración y aspecto homogéneo, que indica una alta pureza en silicio, lo cual se puede observar en la figura anterior.

Estas células tienen una estructura cristalina ordenada. Cada átomo está idealmente situado en una posición pre-ordenada, y muestra un comportamiento predecible y uniforme.

El silicio pasa a través de varios ciclos de filtración intensiva lenta con la energía y los procesos de separación y por lo tanto es el tipo más costoso de silicio. Sin embargo, presentan ciertas ventajas:

- Los paneles solares monocristalinos presentan la mayor eficiencia, puesto que se fabrican con silicio de alta pureza. La eficiencia en estos paneles está por encima del 15%, llegando en ocasiones al 24%.
- La vida útil de los paneles monocristalinos es mayor. De hecho, muchos fabricantes ofrecen garantías de hasta 25 años.

1.2.2. Paneles policristalinos de silicio.

Este tipo de celda contiene varias regiones de silicio cristalino, las cuales se mantienen unidas a través de un enlace covalente, y separadas por límites de grano.

El silicio pasa a través de un menor número de ciclos de filtración intensiva de energía que los procesos de separación de las células monocristalinas y por lo tanto son un material menos costoso para los fabricantes.



Fig 8 | Ilustración de panel policristalino

1.2.3. Paneles amorfos.

Estos paneles se forman depositando en forma de vapor una capa fina de silicio sobre metal o cristal. Además, poseen tres capas para captar luz solar de todo el espectro del sol.

Se caracterizan por su gran flexibilidad y delgadez, lo cual les permite unas aplicaciones excepcionales, como son el uso en relojes y calculadoras.

Presentan una eficiencia menor a los dos tipos anteriores, además de un ciclo de vida corto y una rápida degradación.



Fig 9 | Ilustración de panel amorfo.

1.3. Efecto del clima. Perturbaciones.

El efecto climático sobre los paneles solares es clave para determinar la potencia disponible. La irradiancia es el principal dato usado como entrada al modelo de panel fotovoltaico, el cual, dependiendo de ella, podrá entregar una mayor o menor cantidad de energía.

Primero cabe definir dos conceptos, que a menudo son confundidos. Se trata de la irradiancia y la irradiación. En breves palabras, la irradiancia es a la potencia lo que la irradiación a la energía.

I. Irradiancia.

La irradiancia es una medida instantánea de potencia sobre un determinado área, por lo que sus unidades son vatios por metro cuadrado. Suele ser clasificada por la porción de luz solar que se está midiendo. Por ejemplo, algunas medidas únicamente muestran la porción directa, mientras que otras sólo la difusa, o ambas.

II. Irradiación

De la irradiancia se obtiene la irradiación, definida como la medida de la energía por unidad de superficie, de lo que se deduce que sus unidades son kilowatio hora por metro cuadrado.

Como se ha mencionado, la irradiancia que alcanza la superficie terrestre puede ser medida de diferentes maneras. Sin embargo, la irradiancia global horizontal es la que particularmente interesa a las aplicaciones fotovoltaicas. Ésta se define como la suma

total de irradiancia de longitud de onda corta recibida por una superficie horizontal. Incluye tanto la irradiancia normal directa como la irradiancia difusa horizontal. La primera hace referencia a la irradiancia que llega a la superficie en línea recta desde la posición actual del sol, mientras que la segunda hace referencia a la irradiancia medida en una superficie horizontal que ha sido dispersada por moléculas en la atmósfera.

El potencial europeo en cuanto a irradiancia o irradiación reside en los países del sur, con España a la cabeza, aunque Italia o Grecia también poseen una localización muy favorable.

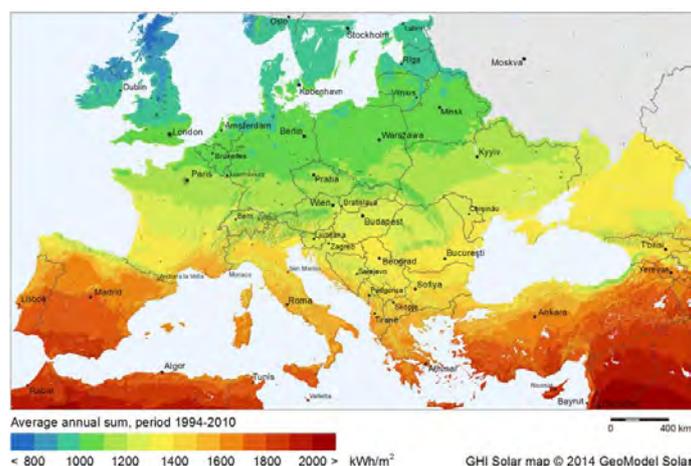


Fig 10 | Irradiación Global Horizontal, Europa.

Aparte de este factor climatológico tan esencial y determinante en el proceso de decisión para instalaciones fotovoltaicas, a la hora de buscar la estabilidad del sistema es importante tener presente la existencia de perturbaciones en la irradiancia. Las perturbaciones vienen de la mano de la aparición y desaparición de sombras sobre los paneles, y pueden inducir en el sistema fotovoltaico respuestas no deseadas.

La aparición de una sombra debido a una nube es el caso más frecuente de perturbación, y se traduce en una disminución rápida de la irradiancia, así como un aumento en la misma tras su paso.

A día de hoy es posible conocer datos de irradiancia medidos en intervalos de tiempo cortos (minutos, e incluso segundos), basando pues los saltos de la misma en medidas prácticos en lugar de cálculos teóricos.

La web del laboratorio nacional de energías renovables de EEUU (NREL), entre otras aplicaciones, posee mapas y datos de irradiancia en numerosas estaciones de medida, gracias a las cuales se puede obtener un orden de magnitud en cuanto a variabilidad en la irradiación. De los archivos de datos durante diferentes días del año se obtienen las dos siguientes gráficas representativas:

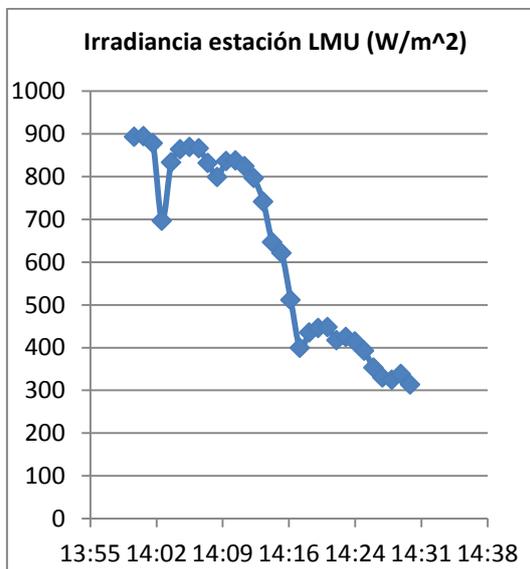


Fig 11 | 1/5/2015 Irradiance, LMU, California.

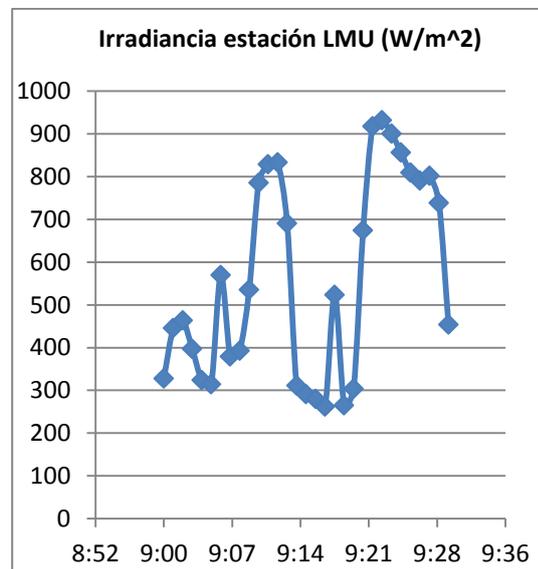


Fig 12 | 5/4/2015 Irradiancia, LMU, California.

En ellas se puede apreciar cómo en un periodo de un minuto puede ocurrir un salto en la irradiación de hasta 400W/m² (Fig. derecha, PST=9:20), dato que será de gran utilidad en cuanto a comprobación del funcionamiento del sistema.

Sin embargo, en dicho intervalo cabe la posibilidad de que aparezcan grandes fluctuaciones, para lo cual es necesario recurrir a datos más precisos.

Aunque en la actualidad es de elevada dificultad acceder a datos medidos con un periodo de segundos, la estación de Hawaii conocida como Oahu Solar Measurement Grid proporciona datos medidos en el ínfimo intervalo de un segundo. A lo largo del día número 304 del año 2011 se pueden evaluar los efectos de las sombras sobre la

irradiancia, que se traducen en steps en la misma. La fase del día durante la que ocurre el máximo step de irradiancia es a las 11:17, para lo cual se muestra la tabla siguiente:

PST (hora estándar del pacífico)	Irr (W/m ²)	DOY (día del año)	Año	Step de irradiancia
11:17:00	923,389	304	2011	
11:17:01	921,031	304	2011	-2,358
11:17:02	881,889	304	2011	-39,142
11:17:03	791,342	304	2011	-90,547
11:17:04	652,692	304	2011	-138,65
11:17:05	593,272	304	2011	-59,42
11:17:06	611,193	304	2011	17,921
11:17:07	606,476	304	2011	-4,717
11:17:08	617,323	304	2011	10,847
11:17:09	651,278	304	2011	33,955
11:17:10	681,461	304	2011	30,183
11:17:11	703,154	304	2011	21,693
11:17:12	639,017	304	2011	-64,137
11:17:13	490,935	304	2011	-148,082
11:17:14	361,717	304	2011	-129,218
11:17:15	527,493	304	2011	165,776

Fig 13 | Tabla de irradiación Oahu Solar Measurement.

1.4. Estándar de paneles fotovoltaicos.

El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se conoce como potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el panel es capaz de entregar bajo unas condiciones normales, que son:

- radiación de 1000 W/m².
- temperatura de célula de 25 °C.

1.5. Dimensionamiento del panel

Dependiendo de la aplicación, el dimensionamiento del panel fotovoltaico es uno u otro.

Para generación diésel-fotovoltaica, existe un máximo recomendado de generación solar, que se estima en 40% de la potencia del sistema, valor a partir del cual las perturbaciones en el sistema lo desestabilizan críticamente.

Para generación diésel-fotovoltaica-baterías, el porcentaje de generación fotovoltaica puede pasar el valor crítico anterior, siempre y cuando la batería realice también funciones de control V-f.

En ambos escenarios anteriores, el valor de la generación del panel es puramente económico y medioambiental, y depende de la intención de cada proyecto

Sin embargo, el dimensionamiento del panel en sistemas fotovoltaicos-baterías es un tema, aparte de económico y medioambiental, en el que interviene la estabilidad y fiabilidad del sistema. La potencia nominal del panel debe ser debidamente ajustada para que la batería tenga suficiente energía y así no haya problemas en el suministro.

En este caso, el tamaño del panel no depende de cada proyecto, sino que es principalmente función de dos variables: irradiancia y demanda. El panel debe suministrar diariamente, como mínimo, la potencia media demandada diaria, de manera que la batería se ocupe de aportar energía al sistema cuando no existe irradiancia, y se cargue durante los períodos de luminiscencia.

2. Almacenamiento para sistemas aislados.

Dado que el sol no siempre es capaz de iluminar un punto determinado de la Tierra, sumado a la intermitencia de irradiación por nubes y sombras, se ha creado un creciente reclamo al despliegue del almacenamiento de energía como componente esencial del futuro de los sistemas eléctricos, en los que predominen las fuentes de energía renovables. No obstante, esta necesidad de almacenar energía para integrar las energías renovables en la red es una cuestión económica compleja. Su solución requiere comparar las diferentes opciones satisfaciendo una obligada estabilidad en el sistema, lo cual se traduce en cambios y nuevas tecnologías en las prácticas operacionales.

La idea de que las instalaciones fotovoltaicas de la mano de almacenamiento por baterías no tendrá sentido en los próximos años, la cual ha sido anunciado por algunas organizaciones de protección del consumidor, puede ser ahora considerada como obsoleta. Sin embargo, debemos plantearnos cuál será el futuro del almacenamiento.

Como es obvio, la cantidad de almacenamiento específico dependerá de los costes y beneficios de cada tecnología en relación a las otras opciones posibles.

En la actualidad existen principalmente tres tipos claramente diferenciados de baterías. Estos son baterías Nickel-Cadmio, baterías de Litio-ion, y baterías de Plomo, las cuales presentan subtipos, tal y como se muestra a continuación:

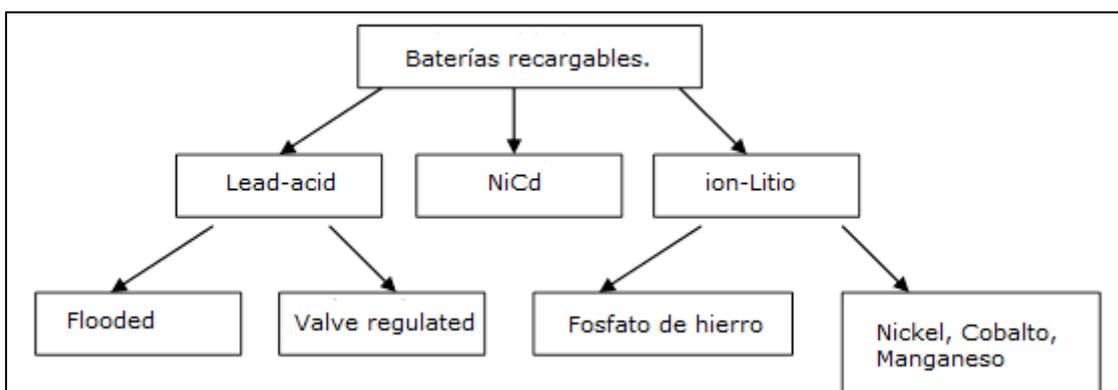


Fig 14 | Tipos de baterías recargables.

Por el momento, el mercado, en general, está inclinado hacia células modernas de Litio, las cuales pueden almacenar más energía que las baterías de Plomo convencionales en un mismo espacio, además de tener una vida de servicio más larga. Esto se debe a la reciente demanda de vehículos eléctricos, como la bicicleta eléctrica, pero dependiendo de cada aplicación unas predominan sobre las otras.

2.1. Lead-acid, baterías de Plomo.

Las baterías de Plomo, en concreto las 'Flooded Lead-acid batteries', inventadas en el año 1859 por el físico francés Gaston Plante, son el tipo más antiguo de batería recargable conocido. Desde entonces, el desarrollo de su tecnología no ha cesado.

El uso de las baterías de Plomo está en numerosos sectores. Sus principales aplicaciones son las industrias y el sector automovilístico. Mientras que el sector industrial incluye aplicaciones tanto móviles (menor presencia debido al auge de las baterías de Litio) como estacionarias, en el sector del automóvil se suele relacionar con baterías de arranque, iluminación o ignición.

Las baterías de Plomo están formadas por los siguientes componentes:

- Electrodo positivo (cátodo) con Dióxido de Plomo como compuesto activo.
- Electrodo negativo (ánodo) formado por Plomo, en una gran área con carácter poroso.
- Solución de ácido sulfúrico como electrolito.

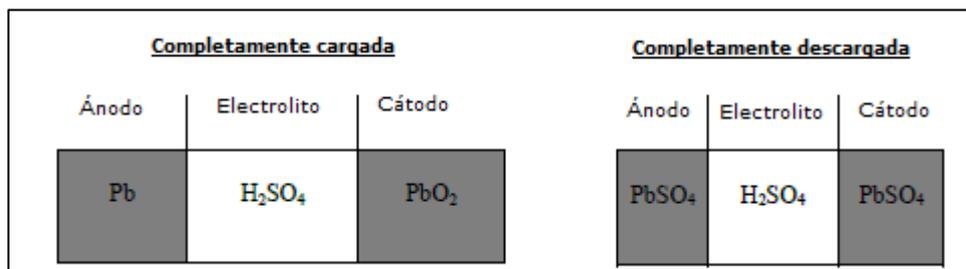


Fig 15 | Estados de carga de una batería Lead-acid.

La reacción que ocurre en su interior se observa en la imagen anterior, yendo de un estado a otro sucesivamente, dependiendo de si la batería se encuentra cargándose o descargándose.

Existen dos tipos de baterías según su uso futuro. Son las baterías deep-cycle y las baterías shallow-cycle.

Las baterías shallow-cycle, son las utilizadas en los automóviles como arranque, y se caracterizan por ser diseñadas para suministrar una gran corriente en un corto tiempo. Sin embargo, estas baterías no soportan ser profundamente descargadas. De hecho, si se descargan repetidamente más de un 20% de su capacidad, su vida se reducirá enormemente.

Las baterías deep-cycle se diseñan para ser descargadas de manera repetida hasta un 80% de su capacidad, por lo que son una buena solución para los sistemas fotovoltaicos.

Incluso aunque son diseñadas para resistir descargas profundas, estas baterías tendrán una vida más larga si los ciclos no superan el 50%. Además, las baterías de plomo, en general, deben ser cargadas completamente después de cada ciclo, ya que si permanecen descargadas durante varios días, sufrirá sulfatación de la placa positiva, y una pérdida permanente de la capacidad.

Éstas baterías Lead-acid se pueden dividir en dos principales categorías: 'flooded' y 'valve regulated' (FLA o VRLA, respectivamente).

2.1.1. Baterías FLA.

El concepto de 'Flooded Lead-acid batteries' no ha cambiado significativamente desde sus inicios, sin embargo, los componentes y procesos han sido evolucionados y optimizados, mejorando la densidad de energía y fiabilidad de estas baterías.

En este tipo de baterías, el electrodo positivo está compuesto de Dióxido de Plomo, mientras que el electrodo negativo está compuesto por Plomo finamente dividido. Ambos materiales reaccionan con el electrolito de ácido sulfúrico, para resultar Sulfato de Plomo durante la descarga. Coherentemente, en periodos de descarga la reacción se invierte.

En cuanto a su construcción, existen varias diferencias dependiendo del ciclo de trabajo y la aplicación.

2.1.2. Baterías VRLA.

Con respecto a las baterías VRLA, se comenzaron a comercializar en los años setenta, emergiendo como una fuente segura de respaldo o repuesto, en una gran variedad de aplicaciones, entre las que destacan las telecomunicaciones, alarmas de seguridad o herramientas eléctricas.

Nacen principalmente de la necesidad de reducir fugas en el electrolito de las baterías Flooded, y por ello presentan o bien un electrolito de un AGM (material absorbente de hidrógeno), normalmente fibra de vidrio, o bien uno de Gel, el cual permite una circulación interna de gas e impide que los electrodos estén inmersos en él. En lugar de una

simple tapa de ventilación, las VRLA poseen una válvula que sólo se abre en condiciones extremas.

Además poseen un catalizador con la función de recombinar hidrógeno y oxígeno para formar agua. Estos gases son emitidos por la acción galvánica de la batería durante su carga, por lo que el uso del catalizador cobra importancia a la hora de impedir estas emisiones de gases.

2.1.3. Comparación técnica baterías Lead-acid (FLA-VRLA).

Las baterías FLA requieren un mantenimiento estricto para su uso óptimo, con revisiones mensuales, por ejemplo, en grandes aplicaciones de baterías de emergencia.

No obstante, a pesar del gran trabajo de mantenimiento, las baterías FLA han ocupado el 60% del mercado móvil estadounidense a principios de milenio. Esto fue debido a ciertas diferencias generales entre las baterías FLA y VRLA. Primero, las baterías FLA tienden a ser más resistentes a la sobrecarga, lo cual se debe a que pueden ser llenadas con agua. Además, el coste de estas baterías suele ser menor, en torno a la mitad que las VRLA. Y por último, el ciclo de vida de las FLA suele ser un 20% mayor que las VRLA.

A continuación se muestra una tabla comparativa de características adicionales de ambas baterías.

	Voltaje medio	Ciclos de vida(hasta 80% capac. inicial)	Tiempo de carga	Autodescarga mensual (Tª amb.)	Energía específica máx.
FLA	2.2V	300	10-15h	5%	40Wh/kg
VRLA	2.25V	200	10-15h	5%	50Wh/kg

Fig 16 | Tabla comparativa de baterías de Plomo.

Como conclusión, cabe destacar que el uso de las baterías FLA está más generalizado y desarrollado, lo que se debe a un desarrollo continuo de la tecnología FLA, ya que estas han estado en el mercado durante mucho más tiempo que las baterías VRLA.

2.2. Baterías de ion-Litio.

Las baterías de Litio son actualmente las más demandadas en aplicaciones móviles, lo cual es debido principalmente a que estas baterías presentan una relación energía/peso muy alta, necesitando un menor volumen para generar una energía concreta, lo cual además conlleva el correspondiente elevado precio. Fue en los años ochenta cuando estas baterías fueron introducidas al mercado por primera vez.

Utilizan un óxido metálico de Litio como cátodo, un ánodo de carbono, normalmente grafito, y un electrolito orgánico.

Cuando la batería está cargándose, el Litio del electrodo positivo se ioniza en el electrolito, para intercalarse entre el carbono del electrodo negativo. La reacción opuesta ocurre cuando la batería se encuentra en periodo de descarga.

En su mayoría, el mercado está dominado por dos tipos de baterías, que son las más comercializadas: las de fosfato de hierro (LiFePO_4 ó LFP), y las Nickel-Manganeso-Cobalto (NMC).

2.2.1. Comparación baterías de Litio.

	Voltaje medio	Energía esp. máx.	Tiempo de carga	Autodescarga mensual (Tª amb.)	Ciclos de vida(hasta 80% capac. inicial)
LFP	3.2V	110Wh/kg	3h	15%	1500
NCM	3.7V	170Wh/kg	3h	10%	1500

Fig 17 | Tabla comparativa de baterías de Litio.

2.3. Baterías en sistemas fotovoltaicos aislados

Para el caso de la energía fotovoltaica en sistemas remotos, las baterías Lead-acid se consolidan por el momento como la opción más eficiente, frente a su competidor directo, las baterías Li-ion.

A pesar de tener la segunda relación energía-peso más baja (depués de las baterías ion-Nickel), con la correspondiente baja relación energía-volumen, poseen un ratio de autodescarga considerablemente bajo, el cual no varía en exceso para temperaturas

extremas tanto bajas como altas. Esto no ocurre en las baterías de Litio, ya que son muy sensibles a estas temperaturas, algo inadecuado en determinados lugares concretos, entre los cuales se encuentran Norteamérica y la mayoría de las islas del Pacífico.

Los valores de autodescarga llegan a triplicarse para temperaturas de $\pm 45^{\circ}\text{C}$, lo que resulta un problema en la longevidad del producto, ya que, aunque supone energía no usada en el suministro, reduce la vida de la baterías.

Otra característica, ya mencionada, es el bajo coste inicial. Esta particularidad es importante, en general, en el sector de la energía fotovoltaica. La energía fotovoltaica de por sí requiere una ingente inversión inicial, que viene dada por paneles fotovoltaicos, inversores, nuevos transformadores, etc. Por ello, disminuir el coste inicial en las baterías es conveniente para mitigar el alto gasto inicial fotovoltaico.

Además, las baterías de Plomo tienen importancia en cuanto a la disponibilidad de materiales usados y la posibilidad de reciclarlos. Aunque estas baterías requieren más materia prima que las de Litio, en U.S.A. aproximadamente el 97% de ellas son recicladas. Y a pesar de que el plomo es peligroso para la salud humana, los procesos de fabricación y empaquetado han sido modernizados durante los más de 100 años que estas baterías llevan en el mercado, haciendo ínfimo el riesgo humano en ellos.

Por otro lado, aunque el Litio se considera menos dañino para el ser humano, para la fabricación de baterías de Litio se requieren también materiales como Cobre o Aluminio, los cuales se consideran más dañinos.

Asimismo, las baterías de Litio dominan el mercado automovilístico, o de telefonía móvil. Esto se debe al bajo peso y volumen de estas baterías, característica indispensable en dispositivos que se necesitan transportar frecuentemente. Sin embargo, para el almacenamiento de energía fotovoltaica, en ese sentido son innecesarias, ya que las baterías son un equipo estático, donde única y excepcionalmente puede haber problemas de espacio, sin ser una norma general.

Como conclusión, cabe insistir en que las baterías de Plomo son la apuesta más acertada a día de hoy para almacenar energía fotovoltaica en sistemas aislados. Sin embargo, el progreso en la tecnología de las baterías de ion-Litio está creciendo velozmente, dando lugar a avanzados resultados como ratios de autodescarga similares a las baterías de Plomo, o muy elevadas corrientes de descarga. No obstante, el desarrollo y consolidación final de estas nuevas baterías está por llegar, cercano a un futuro próximo.

2.4. Dimensionamiento de la batería.

El diseño de la batería es un aspecto complejo de la creación de sistemas autónomos. En presencia de una fuente de energía intermitente como el sol, su dimensionado debe ser tal que cumpla ciertos criterios generales, de manera que se asegure un suministro adecuado y seguro de energía.

Así como la tensión de la batería depende de otros elementos del sistema, la capacidad de la batería depende de las características de descarga de la misma. Así, si la capacidad es 20 Ah, puede suministrar 1 A durante 20 h, o 4 A durante 4 h. La gráfica siguiente muestra la descarga en amperios en función de la capacidad de la batería:

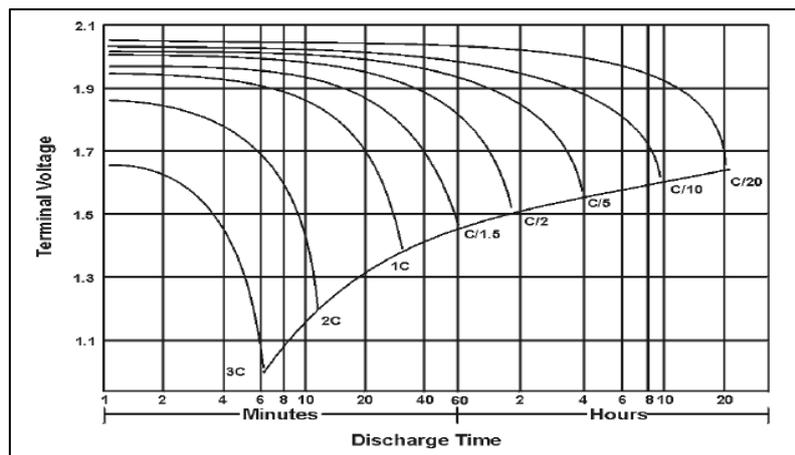


Fig 18 | Característica V-I(tiempo de descarga).

2.4.1. Dimensionamiento en sistemas híbridos. PV-Batería-Diésel.

Los sistemas de almacenamiento se implementan en paralelo en estos sistemas para mejorar la frecuencia y voltaje, así como la estabilidad oscilatoria y transitoria, mejorando así la fiabilidad de la red. La implementación de baterías puede reducir la necesidad de reserva rodante de la red, es decir, reducir los generadores rotantes. La importancia de la batería en microrredes aumenta, con bajas reservas de potencia, cuando una perturbación en la carga produce una variación en la frecuencia.

Una opción llevada a cabo en estos sistemas es mantener conectada la batería continuamente a la red, cubriendo el desequilibrio de potencia demanda-generación. Así, la batería se carga cuando la frecuencia aumenta, y se descarga con caídas de frecuencia. Además, la batería se carga cuando la potencia fotovoltaica supera a la demanda.

Por otro lado, en estos sistemas con generación fotovoltaica y diésel, la batería es un elemento esencial en determinados casos en los que la demanda media varía considerablemente de unos meses a otros, o donde hay gran producción solar, ya que el equipo síncrono pierde eficiencia trabajando a bajas cargas, suponiendo grandes pérdidas económicas. Además, el inversor puede suministrar potencia reactiva, reduciendo la del generador. Así, se reduce el consumo diésel.

En este caso, los parámetros de la batería varían no sólo en función de las características de consumo del sistema sino que también lo hacen dependiendo del interés por una mayor o menor reducción del equipo diésel, lo cual a su vez tiene que ver con motivos económicos (pérdida de eficiencia) y con motivos medioambientales (reducción de CO₂). Por ello el dimensionamiento de la batería será uno u otro en función del peso que se le de a cada factor, económico o medioambiental.

2.4.2. Dimensionamiento en sistemas solar-almacenamiento.

En general, en estos sistemas la potencia demandada debe ser cubierta o bien por el sistema fotovoltaico o bien por el almacenamiento, por lo que el diseño de las baterías es a grandes rasgos función de la potencia demandada esperada y de la potencia esperada fotovoltaica.

Las pautas generales son las siguientes:

- En primer lugar, la máxima corriente de descarga del conjunto de baterías debe ser mayor que la corriente máxima demandada por el sistema, ya que en ausencia de energía fotovoltaica, el almacenamiento debe tener aptitud suficiente como para cubrir la demanda.
- En segundo lugar, la capacidad de la batería debe ser tal que cubra diaria, mensual y anualmente las necesidades energéticas. Es decir, la carga de la batería producida por el generador fotovoltaico debe ser suficiente para satisfacer la demanda durante el periodo siguiente de descarga.
- Por último, la tensión de la batería puede ser variable en función de las características concretas, aunque es importante que en sistemas sin convertidor DC/DC en la batería, la tensión se ajuste a la de entrada al inversor.

El uso de las baterías en estos sistemas es donde más importancia cobra, ya que permite el acceso total de las energías renovables a estos sistemas aislados.

3. Generador síncrono, diésel.

El generador síncrono de diésel ha sido tradicionalmente la vía de suministro eléctrico comúnmente utilizada en sistemas aislados, gracias a la rápida y correcta respuesta del mismo ante perturbaciones. En toda máquina síncrona existen dos variables de control, la potencia mecánica y la corriente de excitación.

La estabilidad del sistema está más que controlada debido a los años de investigación y experiencia en este campo. Para tal fin, el generador síncrono posee dos reguladores, que garantizan el correcto funcionamiento del sistema, mediante los cuales se controlan las dos variables de la máquina: potencia mecánica y corriente de excitación. Son el regulador frecuencia-potencia activa (Governor) y el control de tensión-potencia reactiva(AVR).

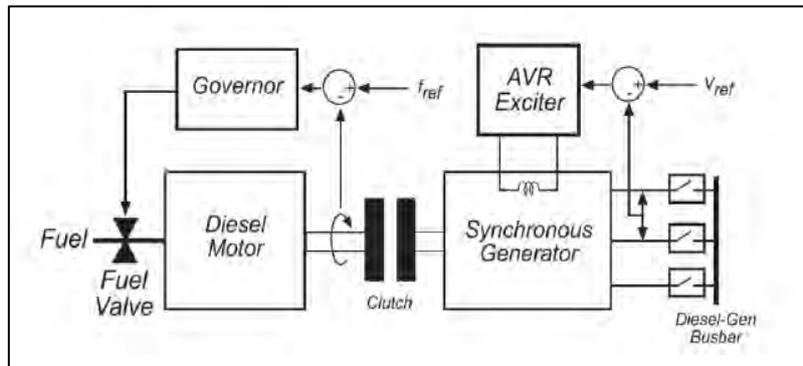


Fig 19 | Modelo equivalente máquina síncrona.

3.1. Regulación de frecuencia.

La frecuencia de la red depende de la potencia activa. Para el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos, es clave mantener la frecuencia dentro de unos márgenes establecidos, cercanos a su valor nominal. El control de frecuencia debe cumplir ciertos objetivos generales:

- Mantener el equilibrio entre potencia generada y demandada.
- Mantener la frecuencia nominal en el sistema.
- Cumplir los acuerdos de intercambio de energía.
- Obtener un reparto de cargas óptimo.

En aquellos sistemas aislados donde no exista una red extensa con gran número de generadores, el último objetivo, que coincide con la regulación terciaria, carece de sentido.

Por tanto, el control de frecuencia en sistemas aislados se lleva a cabo gracias a la regulación primaria y secundaria.

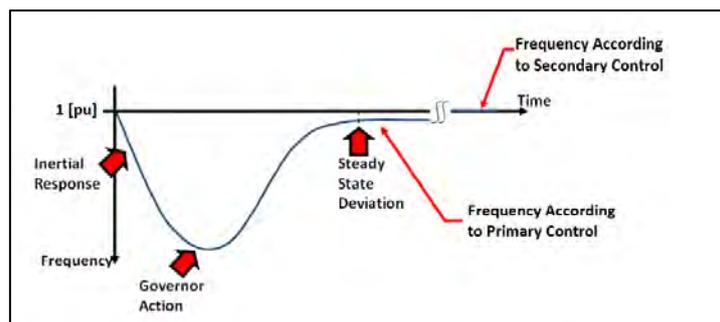


Fig 20 | Variación de frecuencia tras incremento de demanda.

Propiamente dicho, el regulador de frecuencia del generador o Governor se encarga de mantener la frecuencia dentro de los límites adaptándose a los cambios en la demanda, y determina la regulación primaria. Los reguladores de frecuencia reaccionan rápidamente tras un cambio en la demanda o generación, es decir, tras un desequilibrio de potencia activa. Lo hacen de acuerdo a unas características de control determinadas, y está limitado por la inercia de cada generador.

La respuesta inercial del generador se define como la potencia instantánea activa entregada por la energía cinética de las partes rotativas en la red, y se ve reflejada en la pendiente inicial de la desviación en la frecuencia.

Las características de control de cada generador se definen mediante estatismo se ven reflejadas en el periodo siguiente a la respuesta inercial.

La acción del regulador es disminuir o aumentar la potencia de salida de los generadores para recuperar el estado de balance de potencia activa, en tiempos menores a 20 segundos. Estas variaciones de carga causan un cambio en el par eléctrico de la máquina, lo que se traduce en un desequilibrio entre par motor y par resistente. Consecuentemente, la velocidad de rotación del generador varía.

En redes aisladas, esto puede particularmente causar un desviación en la frecuencia de la red en el corto plazo, por lo que se requiere la acción de la regulación secundaria.

La recuperación del error de frecuencia en régimen permanente se lleva a cabo en un tiempo menor a 2 minutos por la regulación secundaria. Se trata de regular la frecuencia definiendo la potencia intercambiada mediante el ajuste de potencia de salida de cada generador.

Este control suplementario se caracteriza por incrementar o reducir la potencia de salida de los generadores agregados mediante el cambio en los puntos de consigna hasta que la frecuencia se estabiliza en su valor nominal, lo cual se lleva a cabo normalmente mediante las características de estatismos de cada generador.

En la gráfica siguiente, en el punto (1) la frecuencia de la red es la nominal, f_0 . En (2), la demanda se incrementa por lo que la frecuencia decrece de acuerdo al estatismo de

control. En (3), el punto de consigna del generador se incrementa para recuperar la frecuencia nominal.

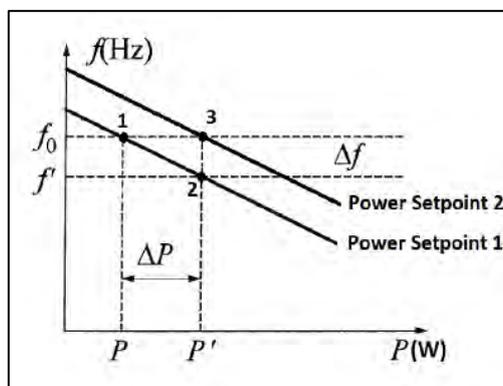


Fig 21 | Mecanismo de regulación secundaria por estadismos.

3.2. Regulación de tensión.

Mantener la tensión dentro de unos límites establecidos es esencial para el apropiado funcionamiento del sistema y de los equipos conectados a él.

La tensión de los nudos de un sistema eléctrico está relacionada con los flujos de potencia reactiva en las líneas del sistema. El control automático de tensión (AVR) es de carácter local, y su función es mantener la tensión constante en bornes del generador, mediante el control de la fuerza electromotriz interna del generador. Para tal fin se actúa sobre la excitación del generador, obteniendo una respuesta bastante rápida, del orden de los segundos.

El control automático de tensión mide la tensión en bornes del generador, valor que se rectifica y filtra hasta obtener una tensión de continua proporcional al valor eficaz original. Ésta se compara con un valor de referencia, resultando de la diferencia entre ambas el error de tensión. Después de su amplificación, se utiliza como input de tensión de alimentación de la excitatriz principal del generador para después convertirse en la tensión de excitación del generador.

3.3. El combustible en sistemas aislados.

La entrada de las energías renovables en el área de los núcleos aislados ha sacado a la luz los grandes problemas del combustible en este tipo de sistemas. A raíz de estas

modernas energías, el transporte y almacenamiento de combustible suponen unas nuevas desventajas a las que el suministro diésel ha de enfrentarse, y que anteriormente no eran relevantes ya que el diésel era la más económica y mejor opción a la hora de abastecer a un sistemas aislado de energía.

Los generadores fósiles han sido siempre la opción más viable en cuanto a suministro eléctrico en lugares remotos. El riesgo en el transporte de combustible desde los grandes núcleos a los sistemas aislados era inevitable tratándose de un combustible u otro. Temporales o situaciones climatológicas adversas han dificultado la tarea de transporte, llegando incluso a tener desabastecida eléctricamente a una isla, a causa de la incomunicación que surge en determinadas situaciones. Y no sólo afectan estas situaciones al transporte sino que también lo hacen en cuanto al almacenamiento del combustible. Es destacable el peligro que supone una situación atmosférica hostil con respecto al posible derramamiento o rotura en los tanques de almacenamiento.

Por otro lado, la situación particular geográfica de los sistemas aislados hace de ellos un lugar costoso para el transporte de combustible. El coste del barril de diésel se dispara cuando el cliente se encuentra en un lugar remoto, alcanzando incluso precios de hasta tres veces mayores.

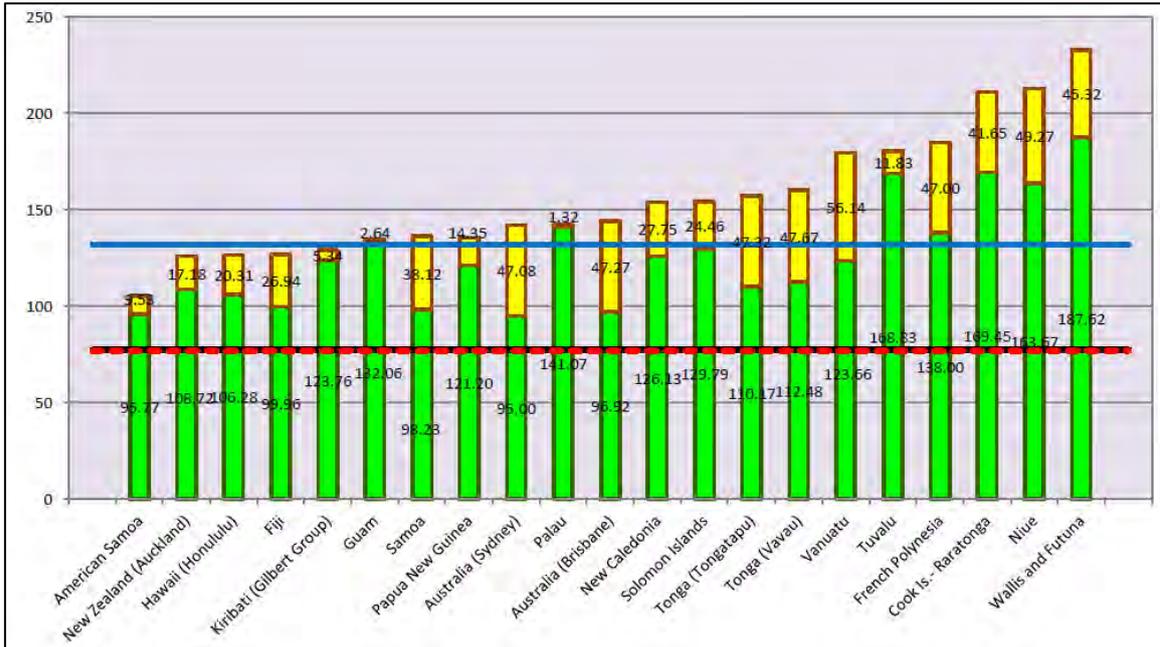


Fig 22 | Precio de diésel al por menor, impuestos incluidos [\$cent/litro]. SPC.

Si se compara el precio del diésel en las islas Wallis and Futuna, de 16000 habitantes, con el precio en USA (100\$cent/litro), se puede observar que en estas islas dicho combustible es 2.2 veces mayor, cifra que se aumenta en otros sistemas aislados a medida que más pequeños y menos concurridos son.

3.4. Importancia del generador en sistemas aislados.

En el escenario de generación híbrida, bien sea energía fotovoltaica o energía eólica, la función del generador es clave. El recurso eólico o solar no puede ser malgastado, por lo que el control por parte del inversor inyectar en el sistema toda la potencia activa disponible, a la tensión que convenga, dada por la red.

Por tanto el generador es el encargado de mantener el sistema estable, a una frecuencia y tensión determinadas, o lo que es lo mismo, ajustar la potencia reactiva y activa a las que corresponda.

El control de reactiva puede venir dado por el generador únicamente, aunque en ciertos casos el grupo inversor-panel o inversor-viento puede contribuir a dicho control si el inversor está suficientemente dimensionado.

Sin embargo, el ajuste de potencia activa o frecuencia queda en las manos del generador síncrono, el cual en todo momento debe mantener la frecuencia cercana al valor nominal a la vez que ajusta su potencia activa en función de la demanda y la generación intermitente renovable.

Esta dependencia sobre el generador limita la penetración de las energías intermitentes, por varios motivos.

En el sistema generador fotovoltaico - generador diésel - carga, el balance de potencia activa sigue la ecuación $P_{\text{diésel}} + P_{\text{solar}} = P_{\text{carga}}$, por lo que para producciones de energía solar mayores a la demanda, la diferencia entre generación y consumo en ese instante se perdería, y además el generador estaría apagado, sin poder realizar las tareas de regulación de frecuencia y tensión. Esto supondría una inestabilidad en la red inaceptable, además de unas pérdidas económicas importantes, por desaprovechamiento de energía y por arranques del grupo diésel.

Para solucionar el problema de inestabilidad, se suele obligar al generador a trabajar en su mínimo técnico, que suele rondar los 0.1 p.u. En este caso, el sistema podría funcionar en cuanto a estabilidad, sin embargo, dicho mínimo técnico se estaría desaprovechando de nuevo en situaciones de $\text{demanda} < \text{generación solar}$, a lo que se le tiene que añadir la pérdida que el generador sufre trabajando a bajas potencias.

Por otro lado, en el escenario de generación diésel-fotovoltaica y almacenamiento, la importancia del generador depende de la intención de cada proyecto.

En unas ocasiones, la batería se utiliza sólo para almacenar la energía que se pierde en las perturbaciones de la generación o demanda. Así, la batería ayuda a controlar la tensión. También la frecuencia, aunque sólo para pequeñas variaciones de potencia.

En otras ocasiones, la batería tiene la función de cargarse en períodos de alta producción neta (fotovoltaica menos demanda), y descargarse en períodos de baja producción neta. En este caso, el peso de la batería, cuando se encuentra en funcionamiento, es grande, por lo que debe controlar también la tensión y frecuencia del sistema

4. Inversor.

4.1. Contexto.

El inversor es un dispositivo utilizado en la generación fotovoltaica, cuya principal tarea es transformar la energía generada en corriente continua de los paneles a alterna, para ser entregada a la red.

Esta energía era tradicionalmente entregada a la red con factor de potencia unidad, para maximizar la potencia activa, sin preocuparse por la estabilidad tensión-frecuencia de la red, la cual venía dada por la igualdad generación-consumo.

Las centrales de generación convencionales, formadas por generadores síncronos, permiten controlar la frecuencia de la red, mediante la aceleración o frenado de los mismos, ya que, como se explicó en apartados anteriores, cuando la generación supera a la demanda, los generadores síncronos tienden a acelerarse, aumentando la frecuencia de la red, y a la vez adecuándose la corriente de excitación para que la tensión en bornes del generador sea la buscada. Contrariamente, en el caso de demanda superior a generación, el generador se frena, disminuyendo la frecuencia de la red, a la vez que controlando la excitación del generador para mantener tensión constante en bornes.

Por ello, para conseguir que los inversores ayuden al control tensión-frecuencia, es necesario implementar modificaciones sus características de transformación de energía, para que suministren en función de las necesidades de la red.

Existe la posibilidad de añadir un elemento adicional en la etapa de corriente continua, un convertidor DC-DC (Boost Converter), el cual, además de implementar el MPPT, es capaz de suministrar al inversor una tensión definida. Como resultado de dicha tensión fija, el inversor puede ser dimensionado para un mayor abanico mayor de tensiones, incluso manteniendo constante el número de células fotovoltaicas.

Por otro lado, la estabilidad de la red está sujeta al aporte de potencia reactiva. Los inversores fotovoltaicos actuales inyectan a la red únicamente potencia activa, manteniendo el coseno de ϕ de la instalación cercano a la unidad. Mantener controlada la potencia reactiva es esencial, ya que sostiene la tensión entre unos

niveles establecidos. Las nuevas regulaciones imponen que los inversores sean capaces de inyectar o absorber potencia reactiva, para lo cual existen novedosos controles.

4.2. Topologías de inversores.

La eficiencia de los paneles fotovoltaicos es muy limitada, siempre por debajo de la franja 20-25%. Es por ello que la potencia generada por las células no debe ser malgastada por los equipos electrónicos que las siguen, entre los cuales se encuentra el inversor. La eficiencia y fiabilidad está fuertemente ligada a la topología y control de los mismos, tanto en inversores monofásicos como trifásicos.

Para mejorar la eficiencia de estos dispositivos, se están creando nuevas configuraciones de inversores, en función de la localización del panel con respecto al inversor.

La clasificación más habitual y general es la que divide los inversores fotovoltaicos en cuatro tipos: central, cadena, módulos integrados y de cadena múltiple [B.Lindgren, et al., 99].

4.2.1. Inversor central.

En aplicaciones fotovoltaicas de elevada potencia, existe la posibilidad de conectar los paneles fotovoltaicos en paralelo. El generador resultante se conecta a la entrada de un inversor central común a todos los paneles, con lo que ello conlleva.

En primer lugar, supone necesitar cables de elevada sección nominal, entre los paneles y el inversor. Además, tiene como desventaja, desde el punto de vista de la máxima potencia, el hecho de poseer un inversor común con un MPPT consecuentemente común también.

Sin embargo, este tipo de inversores presenta una alta eficiencia en comparación con los siguientes, debido a la elevada potencia nominal.

Añadido a lo anterior, la fiabilidad de todo el sistema fotovoltaico se reduce a un único dispositivo, el inversor central.

De ello se deriva que estos inversores sean preferentemente usados en las aplicaciones de altas potencias, principalmente centrales de potencia instalada mayor a 10 KWp.

Antiguamente estos inversores estaban constituidos por tiristores no autoconmutados, pero recientemente han sido reemplazados por los dispositivos IGBT, debido al menor coste y mayor eficiencia.

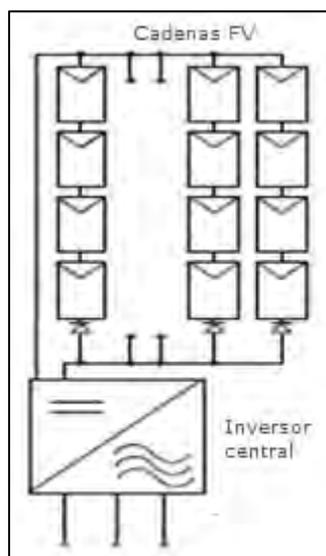


Fig 23 | Ilustración de inversor central

4.2.2. Inversor cadena

Estos inversores fueron introducidos al mercado en 1995, buscando dar solución a los inconvenientes de los inversores centrales. En ellos, series de paneles fotovoltaicos están conectados a inversores separados y , posteriormente, son conectados a la red en paralelo.

La principal ventaja de estos inversores es que separa cada MPPT, es decir, las cadenas siguen su particular MPPT, de manera que el punto de máxima potencia se ajusta más precisamente a cada cadena, lo que supone un mejor rendimiento para cada cadena por separado y obviamente para el global del conjunto.

Los inversores cadena tienen una gran presencia en las aplicaciones pequeñas, donde las cadenas poseen una actuación distinta, como puede ser una orientación distinta, o un modelo o tamaño distinto, lo cual modifica el MPPT de cada una.

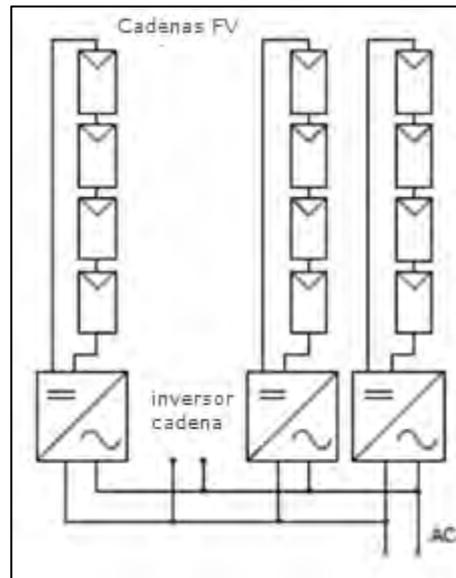


Fig 24 | Ilustración inversor cadena

4.2.3. Inversor módulo.

En este caso, cada panel fotovoltaico tiene su propio inversor, el cual conecta a los primeros a la red de alterna. Ello muestra la primera ventaja económica, la no necesidad de cables de continua, entre los paneles y el inversor.

Asimismo, el punto de máximo potencia se lleva a cabo más minuciosamente, ya que cada panel tiene su inversor individual, lo que supone una alta extracción de potencia, mayor que en los inversores cadena.

Añadido a lo interior, la instalación es tremendamente sencilla.

Sin embargo, esta configuración exige una gran cantidad de inversores, con una baja potencia, debido a que solo acompañan a un panel. Esto repercute negativamente en el coste inicial y supone una opción menos económica actualmente.

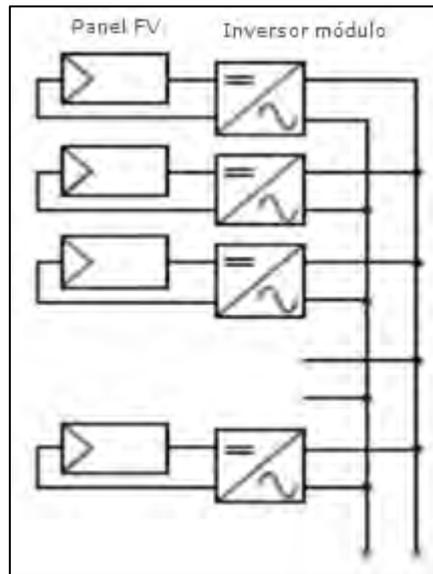


Fig 25 | Ilustración inversor módulo.

4.2.4. Inversor Multicadena.

Los inversores multicadena son un invento reciente de la industria fotovoltaica. Surgen como solución intermedia a los inversores módulo y cadena, para juntar las ventajas de ambas tecnologías.

En primer lugar, el punto de máxima potencia sigue siendo independiente de cada módulo, con la diferencia de que admite un intervalo de tensiones de entrada considerable, lo cual proporciona flexibilidad al usuario, en cuanto a la variedad de cadenas fotovoltaicas admisibles.

Sin embargo, estos inversores requieren dos etapas de conversión de potencia, lo cual conlleva una disminución de la eficiencia.

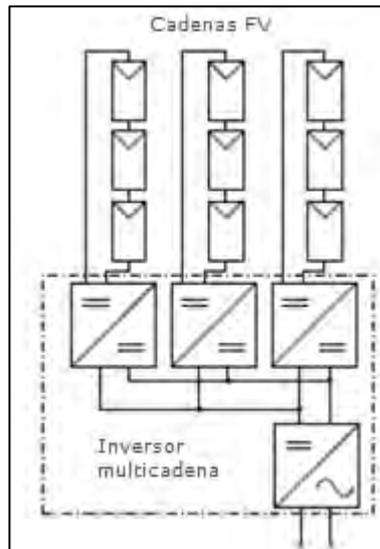


Fig 26 | Ilustración inversor multicadena.

4.3. Tipos de inversores: conexión a red o aislado.

Sin embargo, en ausencia de unos parámetros fijos de tensión y frecuencia, el inversor en sistemas aislados debe realizar también las funciones de control de tensión y frecuencia, además de inyectar a la red la corriente correspondiente para alimentar las cargas necesarias.

4.3.1. Inversor conectado a la red.

Desde los inicios de la energía fotovoltaica, el panel es conectado a la red a través de un inversor, cuya función principal era generar una corriente senoidal con factor de potencia cercano a la unidad a partir de la potencia fotogenerada.

Entra en juego en este contexto el concepto de red infinita, por el que se entiende una gran red capaz de mantener la frecuencia y la tensión, así como sus perturbaciones.

Los inversores conectados a la red tienen el objetivo de, a partir de estas referencias de tensión y frecuencia, entregar a la red el máximo de potencia activa y, si el sistema lo necesita y el inversor lo permite, entregar también potencia reactiva.

4.3.2. Control inversor conectado a la red.

En general, en sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, la función del inversor es inyectar corriente a la misma, por lo que el parámetro a controlar es en última instancia la corriente.

El inversor debe suministrar su corriente de salida con una forma senoidal y con bajo contenido armónico, según las leyes de cada país.

En la actualidad, para potencias elevadas, el tipo de inversor utilizado es de tensión (VSI, Voltage Source Inverter), con modulación por ancho de pulso (PWM). En ellos, la estructura de control presenta un lazo interno de control de intensidad, mientras que el lazo externo es un control de tensión del bus de continua.

El control interno de corriente es rápido, y busca que las corrientes de salida del inversor sean las exigidas por la referencia que llega al mismo. Además, es quien se ocupa del control de la calidad de la potencia y la protección de la corriente inyectada a la red. Por otro lado, se encarga de la compensación de la distorsión armónica del sistema.

El control externo de tensión tiene como función controlar el bus de continua, así como controlar la estabilidad de la dinámica del sistema y su óptima regulación. Es por ello que este lazo de tensión es lento, diseñado para tener un tiempo mayor a cinco veces que el interno. Así, los lazos de control interno y externo se pueden considerar desacoplados y, por tanto, la función de transferencia del lazo de corriente no se considera cuando se diseña el controlador de tensión.

Los controles más conocidos son [Blaabjerg, et al., 06], [Buso et al., 98]:

- a) Control PWM escalar
- b) Control por histéresis.
- c) Control d, q vectorial.

- a) Control PWM escalar.

En este control, el lazo interno permite el control de la corriente alterna. Para generar una corriente senoidal, en fase con la tensión deseada, la corriente de referencia I_{ref} , se genera a partir de la tensión de la red, de la cual se obtiene la fase.

En cuanto a la amplitud de la corriente, se controla en el lazo externo de tensión. Este lazo realiza la regulación de la tensión del bus de continua V_{dc} , regulando así la potencia suministrada a la red.

La imagen siguiente muestra el esquema de control descrito, en el que además se incorpora un convertidor CC/CC donde se calcula el MPPT.

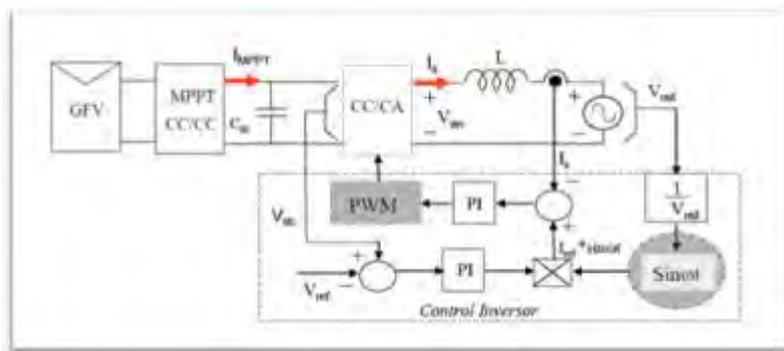


Fig 27 | Estructura control PWM escalar.

b) Control por histéresis.

En este caso el control se basa en el control por histéresis de la corriente. La estructura de control es similar a la anterior, sin embargo, se ha optado por un sistema sin convertidor CC, de manera que el punto de máxima potencia se realiza en otra etapa.

En la imagen siguiente se observa que la corriente I_{ref} ahora se genera a partir de una sinusoidal de referencia determinada a partir de un PLL, que permite la sincronización de la intensidad de salida del inversor con la tensión de la red, por lo que el factor de potencia es igual a la unidad. Permite así una señal sinusoidal de calidad.

En este caso la estrategia de control de la potencia no incluye el convertidor CC/CC. Así, el valor de la amplitud de la corriente de referencia se determina a partir de la potencia de los paneles solares P_{pv} y el valor eficaz de la tensión de la red, sumándose al valor de salida (I_r) del controlador de la tensión de salida del bus de continua, que además realiza el MPPT. De la suma se obtiene una amplitud de referencia (I_{ref}), a la cual se aplica el producto por la fase hallada en el PLL.

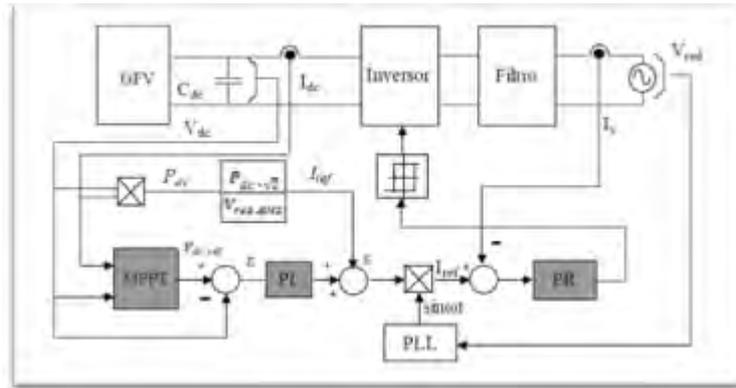


Fig 28 | Estructura de control por histéresis.

c) Control d,q vectorial.

En este control se transforma el sistema trifásico por un solo vector (transformada de Park) en el que la frecuencia queda reflejada en su velocidad temporal de giro. Así, difiere del control PWM escalar, donde la magnitud objeto del análisis se sustituye por un escalar (fasor) de módulo proporcional al valor eficaz.

El vector de este control se usa para estudiar tanto los regímenes estacionarios del sistema como los dinámicos. Por ello es una herramienta interesante y útil para el estudio de los inversores, aplicando ecuaciones diferenciales que rigen el comportamiento de los sistemas trifásicos en ejes rotatorios independientes. Sin embargo nace el inconveniente de la necesidad de dispositivos de gran potencia de cálculo, lo cual hoy en día no supone un problema relevante.

Existen tres tipos de control vectorial:

a) Referencia síncrona.

Este tipo de control utiliza la transformación RST-dq para la transformación de las corrientes y las tensiones senoidales de la red en un marco de referencia que gira síncronamente con la velocidad de la tensión. El filtrado y control es sencillo gracias a esta transformación en valores de continua. En esta estructura, la tensión del bus de continua dc se controla con relación a la necesidad de potencia de salida. A partir de la potencia de salida se determina la referencia para la corriente activa (i_d), mientras que la referencia para la reactiva debe ser impuesta al sistema, aunque suele ser cero. La

estructura de control dq es normalmente asociada con controladores PI ya que tienen un comportamiento bueno para la regulación de las variables de continua (dc).

b) Referencia asíncrona.

En este caso las corrientes de la red están transformadas a un sistema de referencia estacionario utilizando la transformación $abc \rightarrow \alpha\beta$. Dado que se trabaja con variables senoidales, existe el problema de eliminar el error en régimen permanente, por lo que es necesaria la utilización de otro tipo de controlador.

El controlador PR (Proporcional Resonante), es ahora una eficiente alternativa para los sistemas conectados a la red, mejorando el bajo rendimiento del controlador PI.

c) Referencia natural.

El objetivo de esta referencia es obtener un controlador individual para cada corriente de la red. Normalmente se utiliza el control por histéresis o el dead-beat control, y el controlador de corriente puede ser un PI o un PR.

La salida del regulador de la tensión del bus de continua establece la referencia de la corriente activa (I_D) y, usando el ángulo de las tensiones de la red obtenido por un sistema PLL, se crean las tres referencias de corriente. Cada uno de ellas se compara con la medida de la corriente correspondiente y el error se introduce en el controlador.

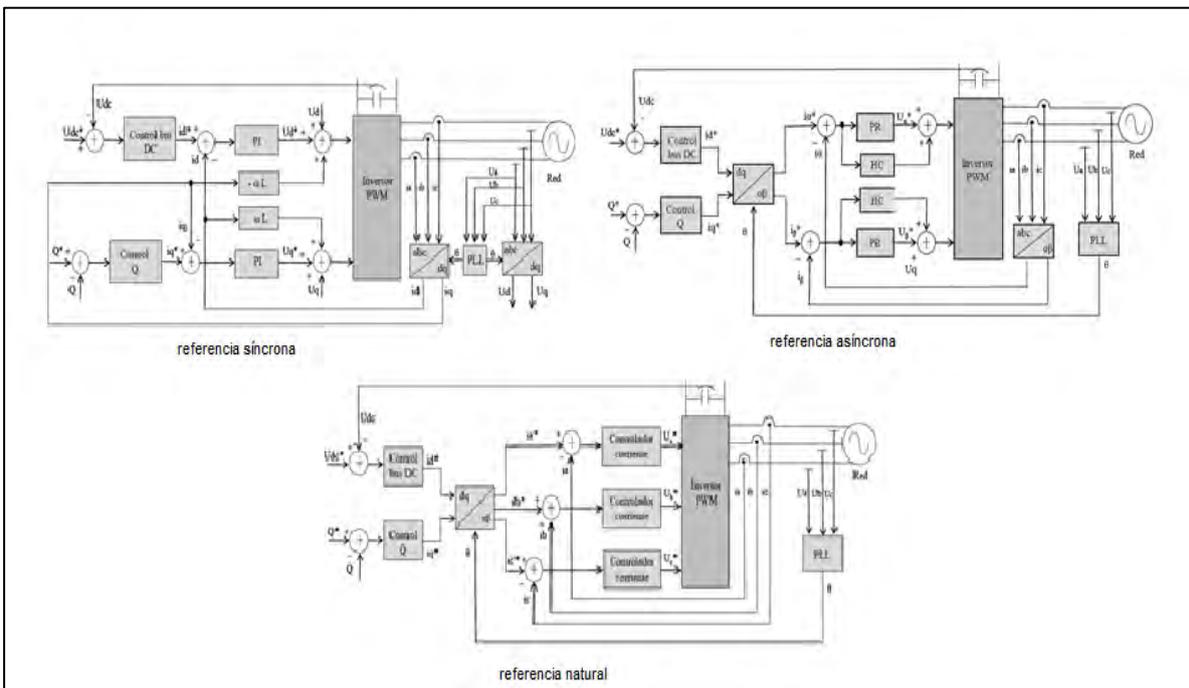


Fig 29 | Estructuras típicas de control vectorial.

4.3.3. Inversor en sistemas aislados diésel-fotovoltaicos-batería.

El esquema general del sistema está compuesta por un grupo de baterías, un grupo de paneles fotovoltaicos, y un grupo de generadores diésel. El control V-f varía según cada estrategia, y puede ser llevado a cabo por uno o más equipos.

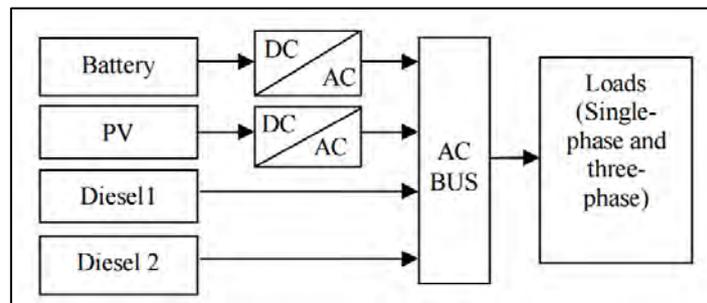


Fig 30 | Esquema general pv-batería-diésel.

Las estrategias de control más utilizadas son las siguientes:

- Control V-f por el generador diésel y la batería.

Esta configuración basa la regulación de tensión y frecuencia en el generador diésel y la batería, mientras que el panel fotovoltaico actúa entregando la máxima potencia, a la vez que aportando reactiva.

Así como el control del inversor fotovoltaico es uno de los anteriormente descritos, y el del generador diésel es el clásico, el control de la batería incorpora la regulación V-f requerida, donde el error de frecuencia y de potencia reactiva van a respectivos PI, que crean las I_d I_q de referencia.

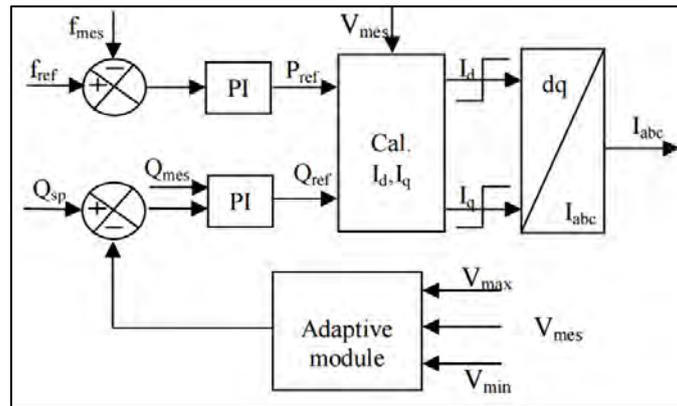


Fig 31 | Control del inversor de la batería

El módulo auto-adaptative se usará para modificar el punto de consigna de potencia reactiva para el control de tensión.

- Control V-f diésel, SOC-f batería.

Esta estrategia basa la carga y descarga de la batería en función del estado de carga de la misma, de manera que se optimice el funcionamiento de la misma. Además, la batería realiza paralelamente al inversor la función de regular la frecuencia, siguiendo el esquema mostrado a continuación [Josep M. Guerrero, et al ., 2013]:

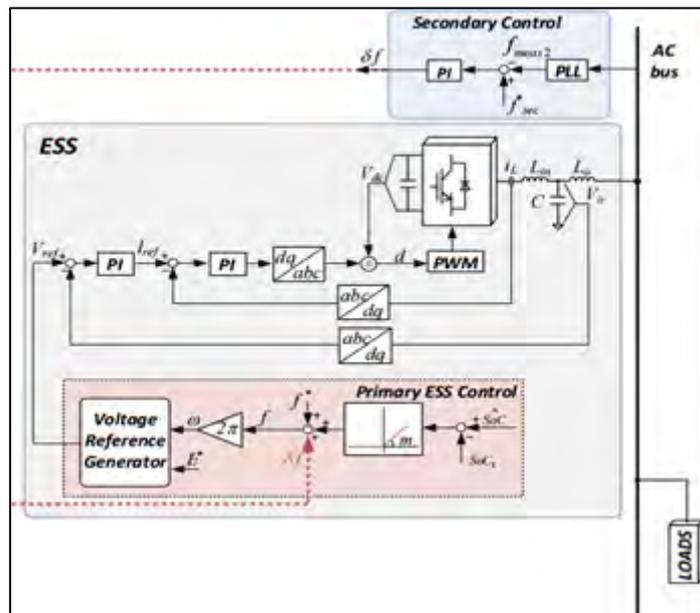


Fig 32 | Control SOC-f batería

El generador diésel se conectará en paralelo al sistema anterior, regulando la tensión y frecuencia como se lleva a cabo tradicionalmente, mientras que el panel entregará la potencia activa máxima a la red, pudiendo aportar reactiva también.

4.3.4. Inversor en sistemas aislados fotovoltaicos-batería.

Como cabe esperar, las funciones que se le exigen a este inversor presentan aspectos diferentes con respecto al inversor conectado a la red. A diferencia de él, el inversor aislado no tiene una referencia constante de tensión y frecuencia impuestas por la red, por lo que debe ser el elemento que asegure la estabilidad de ambos parámetros con respecto a los valores deseados, cumpliendo con las normativas de cada lugar.

La investigación en este tipo de inversores es reciente, y más su comercialización, por lo que no existe una gran cantidad de inversores de este tipo en el mercado.

Existen ciertas estrategias de control, como el central-limit, master-slave y el control distribuido. Sin embargo, requieren una gran infraestructura para la comunicación entre sistemas, lo cual es costoso, y además supone crear unos innecesarios puntos de fallo. Por ello y para incrementar la fiabilidad del sistema, se suelen utilizar controles basados en estatismos (droop-based control). El control P-f es análogo al utilizado en redes convencionales, y tiene una respuesta correcta.

Este control varía dependiendo de la conexión de las fuentes, ya sea AC/AC o DC/DC.

4.3.4.1. Inversor en sistemas aislados. Conexión AC/AC.

En el caso de conexión en el lado de alterna, se requieren como mínimo dos inversores centralizados, uno para la fuente fotovoltaica, y otro para el sistema de almacenamiento. Es común que el inversor del grupo de baterías se ocupe de la regulación de frecuencia y tensión, como si se tratase de un generador síncrono, aunque en ocasiones, y con un gran resultado, son los dos inversores lo que realizan el control V-f.

En cualquier caso, la necesidad de dos inversores aumenta el coste, y requiere una mayor coordinación de los sistemas. Por otro lado, poseer dos inversores incrementa

la fiabilidad del sistema ante fallos, y permite el funcionamiento durante el mantenimiento del inversor que no realice el control V-f.

a) Control V-f por los dos inversores.

Cuando ambos tienen la tarea de controlar las variables V-f del sistema, los controles internos de ambos se diseñan para controlar la tensión e intensidad de salida de cada unidad. Para el sistema de almacenamiento, opera en modo de control de tensión y regula la frecuencia y tensión del mismo de acuerdo a las órdenes de un determinado control primario. Por otro lado, el inversor fotovoltaico opera en modo control de intensidad para regular su corriente de acuerdo a la regulación primaria con PLL. Para obtener una buena respuesta transitoria y de régimen permanente, ambos controles se implementan en un sistema de referencia síncrono.

En cuanto al objetivo del control primario del sistema de almacenamiento es cambiar la frecuencia de la tensión de referencia de acuerdo al estado de carga (SOC). Cuando el estado de carga supera el umbral definido, la frecuencia cambia en régimen permanente basándose en ecuaciones $f=F(\text{SOC})$, de manera que para altos valores de SOC, la frecuencia se incrementa.

El objeto del control primario del sistema fotovoltaico es cambiar la potencia de salida de cada generador fotovoltaico, según la frecuencia del bus del sistema de almacenamiento anterior. La finalidad es disminuir la potencia de esta fuente cuando el SOC de la batería es muy alto, de manera que no se desaproveche la energía, lo cual se consigue mediante la creación de una inercia virtual (curva P-f).

Por último, el control secundario se ocupa de eliminar la desviación de la frecuencia de régimen permanente cuando el SOC se acerca a su límite [Josep M. Guerrero, et al., 2013].

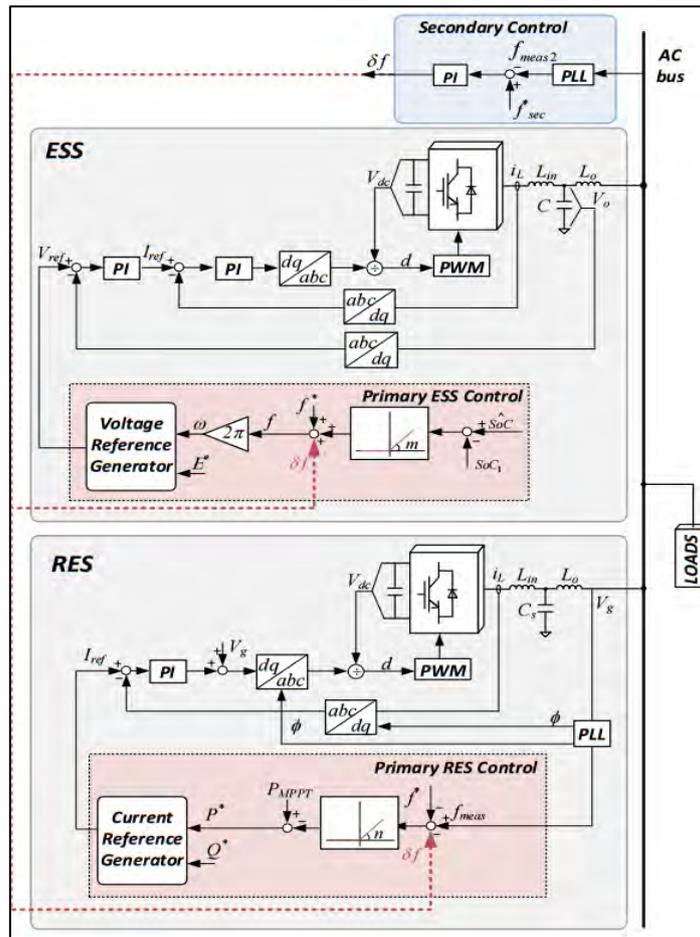


Fig 33 | Control ESS (sistema de almacenamiento) RES (fuente renovable)

b) Control V-f por el sistema de almacenamiento.

En este tipo de control, el inversor de la batería realiza el control primario y secundario de la tensión y frecuencia, lo que antiguamente era la función del generador síncrono.

De esta manera, el inversor fotovoltaico usa los controles clásicos definidos en el apartado de inversor conectado a la red.

En esta estructura se puede ajustar la potencia nominal del inversor fotovoltaico al valor de potencia máxima del panel, ya que la batería se podría encargar únicamente de entregar o absorber potencia reactiva.

El control primario y secundario se realiza mediante estadísticos y mediante un PI, obteniéndose de ellos la referencia de potencia activa, y lo mismo ocurre con el voltage, del cual se obtiene la referencia de potencia reactiva. Con los valores de referencia de potencia se realiza un control PI de potencia activa, mediante la

diferencia de potencia de referencia y potencia directamente medida de la red. El valor resultante dividido por la tensión nominal es la I_d de referencia, mientras que el valor de I_q de referencia es obtenido directamente por la potencia reactiva de referencia. Estos valores se llevan al PI del que se obtienen las tensiones de referencia y finalmente se obtienen las tensiones RST de salida.

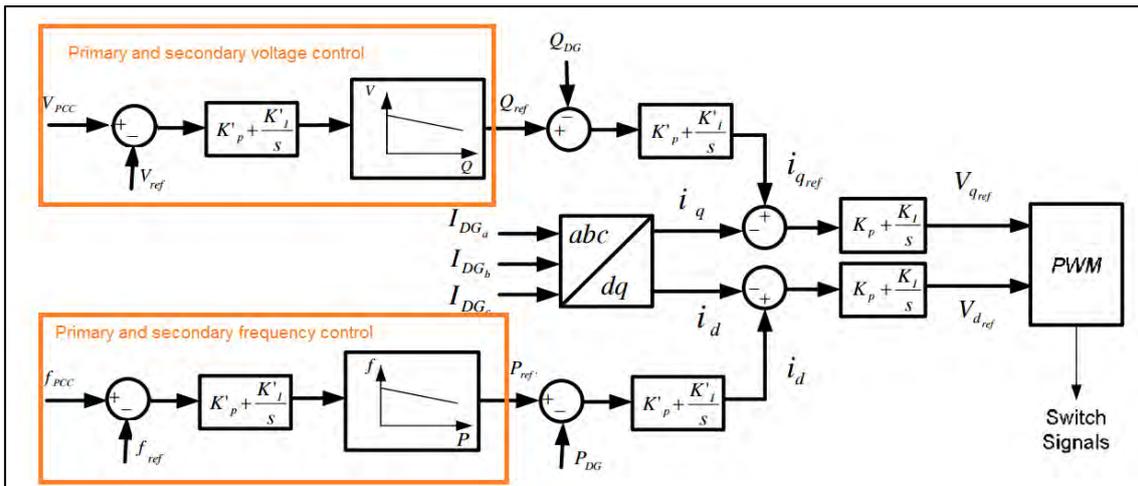


Fig 34 | Control del inversor del sistema de almacenamiento.

4.3.4.2. Inversor en sistemas aislados. Conexión DC/DC.

La característica principal de este tipo de sistemas es el bajo coste, ya que solo precisa de un inversor, aunque con gran potencia nominal. Otra ventaja es que ante fallos en las placas solares el sistema funcionaría si el SOC lo permite, y ante fallos en la batería el sistema funcionaría si la potencia del panel es mayor a la demandada, siempre y cuando se disipe la energía sobrante de alguna manera. Sin embargo, la dependencia con él es total, es decir, ante cualquier fallo el sistema entero quedaría inutilizado.

El esquema de funcionamiento es el mismo que en el caso anterior de control V-f por el sistema de almacenamiento, con la diferencia de que el panel fotovoltaico se conecta a la batería en el lado DC, necesitando un convertir de continua para que la conexión sea efectiva.

5. Conclusiones.

El almacenamiento y la energía fotovoltaica en sistemas aislados están principalmente sujetos a las distintas estrategias que los acompañan, y en cada caso presentan unas ventajas u otras atendiendo al valor que el diseñador le dé. Están fortalecidas gracias al alto coste del combustible, sin embargo, todas presentan un inconveniente: la inestabilidad. Así como el generador diésel produce electricidad de calidad, el conjunto baterías-fotovoltaica debe ser ajustado para que ocurra lo mismo, lo cual se consigue mediante un adecuado control de los inversores y un correcto dimensionamiento del panel y la batería. Así se consigue que entreguen energía estable y fiable.

CAPÍTULO 3. MODELADO DE SISTEMAS.

En este capítulo se presentará y explicará el modelado separado de cada uno de los sistemas que se utilizarán en el Capítulo 4, tanto en el escenario diésel como el pv-baterías, que en el siguiente Capítulo se describirán. Los elementos a modelar son el panel fotovoltaico, la irradiancia, el convertidor DC/DC, el inversor y el generador síncrono.

1. Modelado del panel fotovoltaico.

El modelado clásico de paneles fotovoltaicos consta de cuatro elementos.

En primer lugar, una fuente de intensidad, conocida como corriente fotogenerada, que depende de la irradiación solar y de las propias características del panel.

En segundo lugar, un diodo en paralelo a la fuente anterior. Su función es evitar los problemas que puede ocasionar una iluminación no uniforme.

En tercer lugar, una resistencia en paralelo. Modela las fugas de corriente que pueden producirse por motivos como imperfecciones de la unión p-n o fronteras de grano.

Por último, una resistencia en serie. Ésta, posee distintas contribuciones, presenta un carácter distribuido en el dispositivo y, además, no suele mantener un valor constante. Principalmente viene dada por el propio material semiconductor, así como sus contactos con el metal, que ofrecen una cierta resistencia al paso de la corriente.

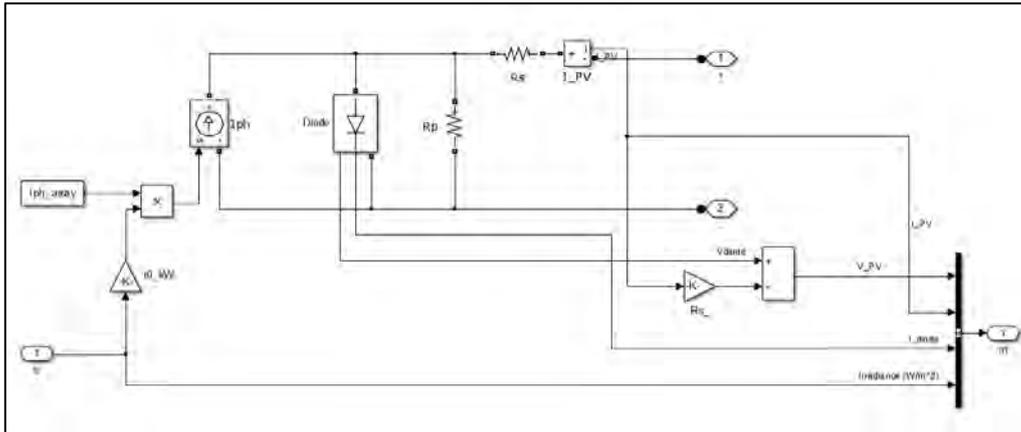


Fig 35 | Modelo Matlab de panel fotovoltaico.

El modelo equivalente anterior [Pierre Giroux, Gilbert Sybille, 2012] define completamente la relación V-I de una célula, módulo o panel.

La ecuación para obtener la intensidad a la salida del panel en el circuito anterior se formula mediante la ley de Kirchhoff:

$$I_{ph} = I_d + I_p + I_{PV}. \tag{3}$$

En ella,

- I_{PV} es la corriente a la salida del panel.
- I_d es la corriente por el diodo, modelado idealmente.
- I_p es la corriente por la resistencia paralelo.
- I_{ph} es la corriente fotogenerada, producto de la irradiación y el parámetro I_{ph_array}

de un módulo concreto.

La característica exponencial del diodo se formula como

$$I_d = I_{sat} * (e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1) \tag{4}$$

donde:

- V_d es la tensión del diodo, calculada como

$$V_d = V_{PV} + I_{PV} * R_s \tag{5}$$

- V_t es la tensión térmica, calculada como

$$V_t = \frac{\eta_s * k * T * N_{serie}}{q} \tag{6}$$

siendo η_s el factor de idealidad del diodo; k la constante de Boltzman = $1.3806e^{-23} \frac{J}{K}$; T la temperatura del diodo [k]; q la carga de un electrón = $1.6022e^{-19} C$; y N_{serie} el número de células en serie.

2. Modelado de la irradiancia.

La irradiancia será el input de W/m^2 del equipo fotovoltaico, y se modelará mediante el herramienta Signal Builder de Matlab, donde se definirá la irradiancia en función del tiempo para así poder comprobar la respuesta del inversor ante variaciones en la irradiancia.

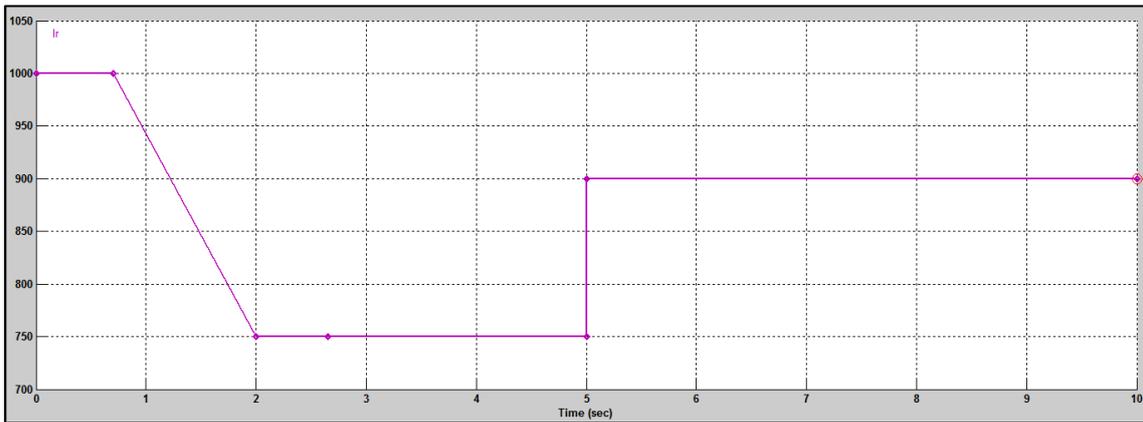


Fig 36 | Ejemplo de irradiancia vs. Tiempo.

3. Modelado del convertidor DC/DC.

El convertidor DC/DC utilizado [Pierre Giroux, Gilbert Sybille, 2012] se representa como una fuente equivalente de tensión generando la tensión e intensidad que recibirá el inversor. Este convertidor es un modelo ideal, con un resultado menos preciso que otros, pero es sencillo de implementar y sus simulaciones son mucho más rápidas.

En el convertidor DC/DC, está implementado también el punto de máxima potencia, mediante la técnica Perturb and Observe (P&O), cuyo código es el siguiente:

```
function D = RandQ(Rparam, Enabled, V, I)
% MPPT controller based on the Perturb & Observe algorithm
% D output = Duty cycle of the boost converter (value between 0 and 1)
% Enabled input = 1 to enable the MPPT controller
% V input = PV array terminal voltage (V)
% I input = PV array current (A)
Dinit = Rparam(1); %Initial value for D output
Dmax = Rparam(2); %Maximum value for D
Dmin = Rparam(3); %Minimum value for D
deltaD = Rparam(4); %Increment value used to increase/decrease the duty cycle D
% (increasing D = decreasing Vref)

persistent Vold Rold Dold;

dataType = 'double';

if isempty(Vold)
    Vold=0;
    Rold=0;
    Dold=Dinit;
end
P= V*I;
dV= V - Vold;
dP= P - Rold;

if dP ~= 0 & Enabled ~=0
    if dP < 0
        if dV < 0
            D = Dold - deltaD;
        else
            D = Dold + deltaD;
        end
    else
        if dV < 0
            D = Dold + deltaD;
        else
            D = Dold - deltaD;
        end
    end
else D=Dold;
end

if D >= Dmax | D<= Dmin
    D=Dold;
end
Dold=D;
Vold=V;
Rold=P;
```

Fig 37 | Código del convertidor DC-DC para el MPPT. P&O

Tras introducir el valor inicial, mínimo y máximo del duty cycle, y habiendo habilitado el MPPT, esta técnica opera continuamente incrementando o decrementando la tensión de la placa fotovoltaica, comparando la potencia obtenida en el ciclo actual con la potencia del ciclo anterior. Si el voltaje varía y la potencia aumenta, el control cambia el punto de operación en esa dirección. En el caso contrario el control iría opuestamente al cambio.

Los inputs del control MPPT son la tensión e intensidad del panel, mientras que el output es el duty cycle, que será input en el convertidor junto con los valores V-I actuales del panel fotovoltaico.

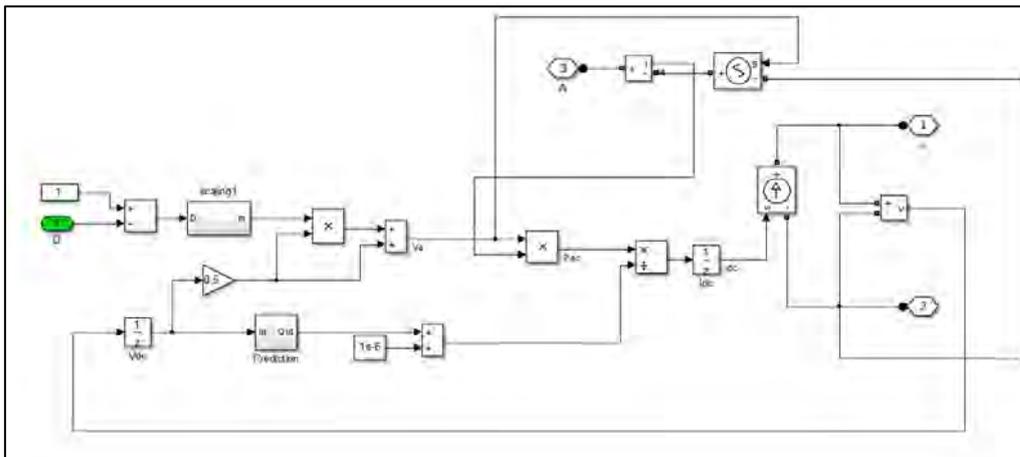


Fig 38 | Convertidor DC.

4. Modelado del inversor.

Los modelos de inversor son diferentes dependiendo de la aplicación.

Para el caso de inversor en el escenario propuesto PV-Batería, se parte del modelo de inversor conectado a la red [Pierre Giroux, et al., 2012]. Sin embargo, para el funcionamiento en sistemas aislados se deben añadir los siguientes cambios:

- Mediante un PLL, medir la frecuencia actual del sistema, a la cual se le debe sustraer la frecuencia de referencia, para posteriormente llegar a un PI. A la salida del PI se encuentra un estatismo f-P, que crea la potencia de referencia.
- A dicha potencia de referencia, se le ha de sustraer la potencia medida en la carga (demanda real), y aplicar un PI, del que sale la $I_{d,ref}$.
- A la tensión medida en la carga se le debe restar la tensión de referencia, que de nuevo va a un control PI. La salida del control es modificada mediante una relación V-Q, consiguiendo así la $I_{q,ref}$
- El regulador de corriente recibe las intensidades de referencia y medidas, y las tensiones medidas. Con ellas calcula las tensiones $V_d V_q$ de referencia.
- Dichas tensiones d,q se transforman en tensiones a,b,c que a través de un generador PWM de 2 kHz se envían al inversor.
- A la salida del inversor se instala un choke, que da la forma correcta a la onda.
- El valor de los controladores se obtendrá mediante la técnica trial-error.

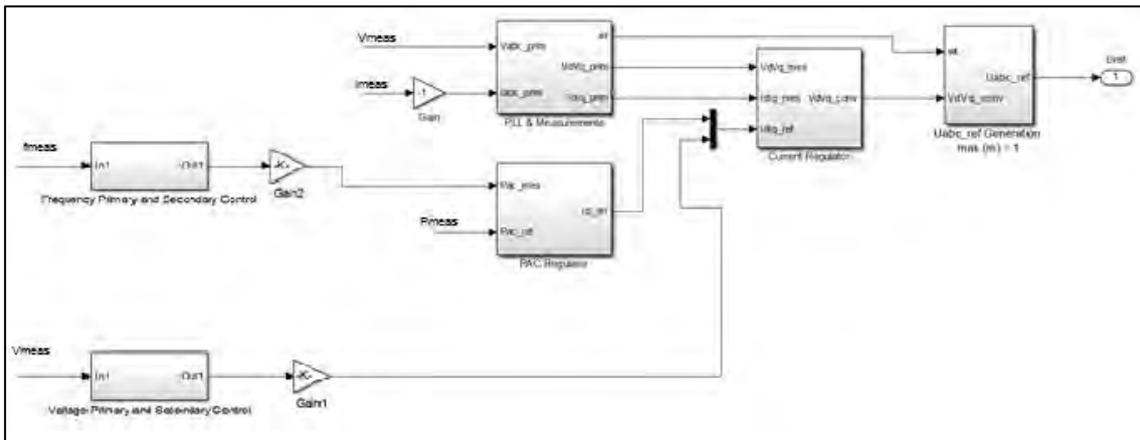


Fig 39 | Modelo inversor central control V-f

El propio inversor será un bloque IGBT estándar de Matlab.

5. Modelado del generador diésel síncrono.

La base del generador síncrono será el bloque de 66Matlab synchronous machine. Tendrá como inputs la potencia mecánica y la tensión de excitación. El control de frecuencia-potencia activa será realizado por el Governor o regulador, que consta de varios bloques [G. Sybille, Tarik Zabaoui, -]:

- Función de transferencia del control.

$$H_c = K * \frac{1+T3*s}{1+T1*s+T1*T2*s^2} \quad (7)$$

- Función de transferencia del actuador.

$$H_a = \frac{1+T4*s}{s*(1+T5*s)(1+T6*s)} \quad (8)$$

El control de tensión se realiza mediante el AC1A, bloque que modela un alternador que fuerza a un diodo rectificador a producir la tensión de campo V_f requerida por la máquina síncrona.

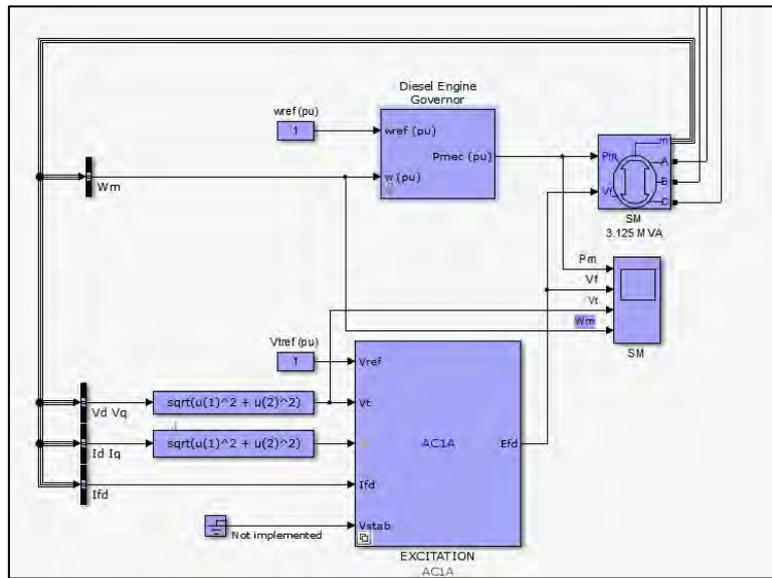


Fig 40 | Estructura de control del generador síncrono.

6. Modelado de la batería.

El modelo utilizado de batería es el proporcionado por matlab, e implementa un modelo dinámico general parametrizado para representar los principales tipos de baterías recargables. El tipo de batería seleccionado es el de Plomo, y el circuito equivalente es el siguiente:

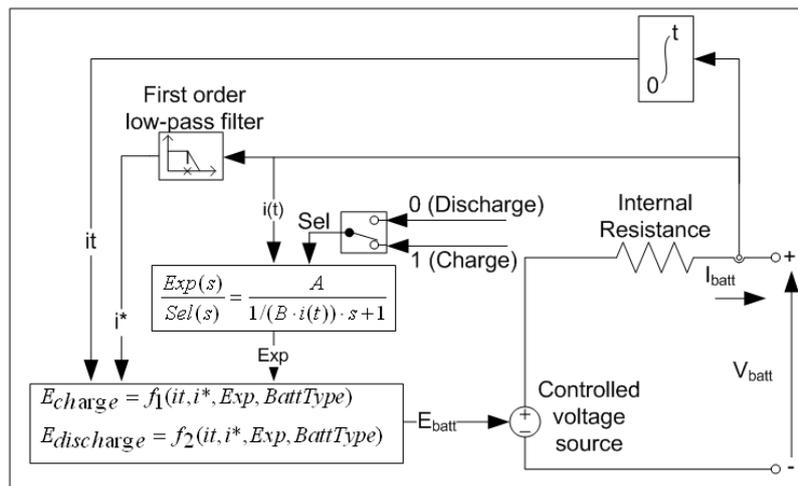


Fig 41 | Circuito interno del modelo de batería.

Para controlar el estado de carga de la batería, se introduce un interruptor, cuya función es abrir el circuito si el estado de carga de la batería disminuye por debajo de un 20%.

7. Conclusiones.

Se aprecia que el inversor es el elemento más complejo a modelar en un sistema pv-baterías. Ello es debido a que es un escenario aún poco investigado, y todavía se están creando muchas estrategias de control.

Tras la obtención del modelo de los elementos a usar en el caso práctico, cabe comenzar con el mismo, donde se estudiará el correcto funcionamiento de los mismos.

CAPÍTULO 4. CASO PRÁCTICO. FERNANDO DE NORONHA

En este Capítulo se analizará un caso práctico en la isla de Fernando de Noronha. Se comenzará mostrando las características de la isla, así como los requerimientos del sistema eléctrico brasileño. Después, se realizará la simulación de un escenario diésel y otro fotovoltaico con baterías.

Por otro lado, se dimensionarán los elementos de cada escenario para satisfacer las necesidades particulares de la isla, y se comentará brevemente los resultados que se vayan obteniendo.

1. Fernando de Noronha.

El archipiélago volcánico Fernando de Noronha se encuentra en el océano Atlántico, a 360 km de Natal (capital de Rio Grande do Norte). Pertenece al estado de Pernambuco, cuya capital, Recife, se encuentra a 545 km del archipiélago.

El archipiélago tiene 26 km² en total, y lo constituyen 21 islas que en 2001 fueron declaradas Patrimonio de la Humanidad por la Unesco. De ellas, solo está habitada la mayor (que tiene 17km²), con 3000 habitantes (2008), la cual lleva el mismo nombre que el archipiélago. El resto han sido declaradas Parque Nacional Marino por el gobierno del país, lo que supone que esté prohibida la presencia humana en ellas, salvo para fines de investigación científica.



Fig 42 | Situación geográfica del archipiélago

1.1. Características energéticas.

La tensión nominal del sistema es 380 V/220 V, y la frecuencia nominal es de 60 Hz.

El sistema actual de generación energética consta principalmente de cinco generadores síncronos. Dos de ellos, Caterpillar, poseen una potencia nominal de 910 kVA, y son los generadores principales. Otros dos, Volvo-Leroy, poseen una potencia de 450 kVA, y son generadores de apoyo. El último generador síncrono se utiliza en los periodos de mantenimiento de los otros. El mínimo técnico de los generadores establecido en la isla y propuesto por el fabricante es un 40% de su potencia nominal.

La generación diésel, y por tanto la electricidad en la isla, está altamente subvencionadas y, a pesar de ello, el coste medio de la energía residencial en el año 2012 fue de 380 €/MWh. Es comparativamente alto, comparado con el precio de la energía en Brasil, 115€/MWh.

La potencia media demandada es de 1800 kW, a lo que corresponde una media de consumo de 12000 litros de diésel diarios.

A pesar de ser una isla pequeña, el perfil de generación de Fernando de Noronha es bastante constante, con máximos de demanda de 2600 kW y mínimos de 1800 kW para el mes con mayor demanda, y máximos de 2000 kW y mínimos de 1300 kW para el mes con menor demanda. Su perfil de generación detallado por meses donde se demuestra lo anterior es el siguiente:

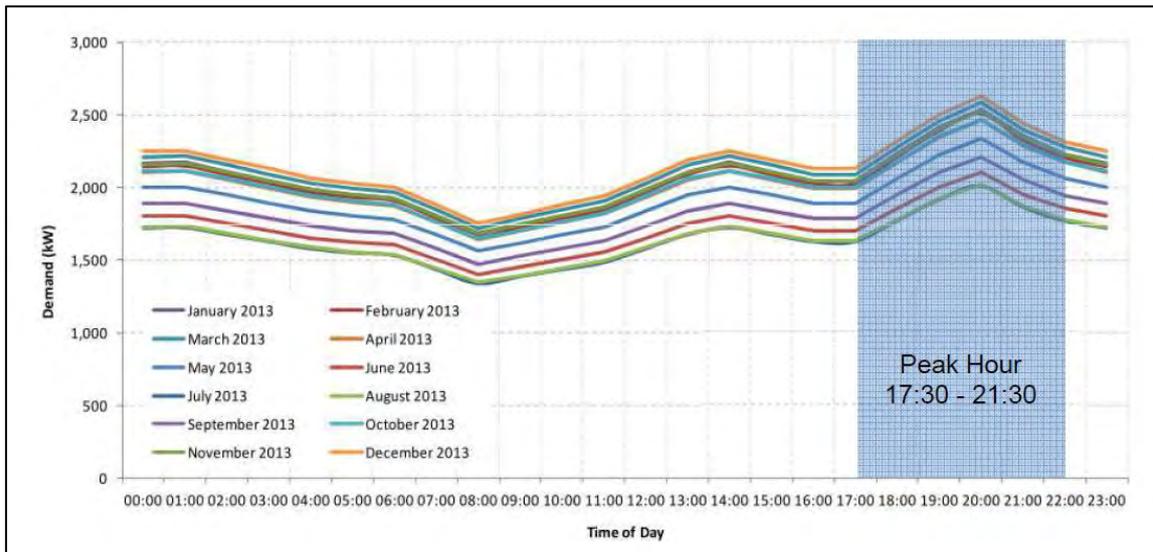


Fig 43 | Informe energético Younicos 2012.

En cuanto al potencia fotovoltaico, dado que no existe una estación de medida solar en el archipiélago, se supondrá una irradiación similar a la de Natal, ciudad más cercana a las islas. De acuerdo a la base de datos Solargis, la irradiación solar media en Natal es de $2200 \frac{kWh}{m^2 \cdot año}$, lo que se corresponde con una irradiancia media de $254 \frac{W}{m^2}$. Por ello, y según los datos de irradiación mensual de la ciudad, resulta la siguiente configuración solar:

Mes	Irradiación media (kWh/m ²)	Irradiancia media (W/m ²)	Pico de irradiancia (W/m ²)
Enero	2230	258	1150
Febrero	2200	255	1100
Marzo	2080	240	1050
Abril	1990	230	1000
Mayo	1860	215	900
Junio	1820	210	900
Julio	1920	222	950
Agosto	2170	250	1100
Septiembre	2340	270	1200
Octubre	2500	290	1300

Noviembre	2440	282	1250
Diciembre	2300	265	1200

Fig 44 | Tabla datos solares Noronha.

1.2. Requisitos de calidad del sistema eléctrico.

Los estándares PQ están divididos en calidad de servicio, relacionada con las interrupciones sostenidas (fiabilidad), y calidad de producto, relacionada con el régimen permanente y el fenómeno transitorio. Se dividen en [Guilherme P. Colnago, 2012]:

- Voltaje de régimen permanente.
- Factor de potencia.
- Armónicos de voltaje.
- Desequilibrio de voltaje.
- Caídas e incrementos de voltaje.
- Variaciones de frecuencia.
- Interrupciones sostenidas.

Dado que las últimas tienen una esencia distinta, y se refieren a la fiabilidad del servicio, no se expondrán ni estudiarán.

1.2.1. Voltaje de régimen permanente.

El voltaje de régimen permanente permite el análisis de la fluctuación del voltaje en el largo plazo. Para dicho análisis se estudia el valor eficaz del voltaje en intervalos de 10 minutos, y la norma establece un rango de voltajes que se dividen en Adecuado, Precario y Crítico.

El voltaje Adecuado se encuentra en el margen $0.913 < V < 1.047$ (pu).

El voltaje Precario se encuentra en los márgenes $0.858 < V < 0.913$ y $1.047 < V < 1.102$ (pu).

El voltaje Crítico se encuentra en el margen $1.047 < V < 0.858$ (pu).

1.2.2. Factor de potencia.

El factor de potencia mínimo es 0.92, inductivo o capacitivo, de acuerdo a la regulación específica.

1.2.3. Armónicos de voltaje.

La norma exige la medida de la distorsión de los primeros 25 armónicos, mediante los cuales se calculan la distorsión armónica total y la distorsión armónica individual (THD e IHD, respectivamente).

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} [\%]. \quad (9)$$

$$IHD_h = \frac{V_h}{V_1} [\%]. \quad (10)$$

V_h es la amplitud del voltaje de la componente h , V_1 es la amplitud del voltaje de la componente fundamental y h_{max} es la mayor componente medida.

Las componentes son medidas mediante la Fast Fourier Transform (FFT), que calcula el espectro en frecuencia del voltaje.

El estándar sugiere valores de THD menores a 10%, y de valores de IHD para las 25 componentes calculadas, entre los que destaca $IHD_3 < 6.5\%$ e $IHD_5 < 7.5\%$.

1.2.4. Desequilibrio de voltaje.

El Factor de Desequilibrio de Voltaje (Voltage Unbalance Factor) se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$VFU = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}, \quad (11)$$

$$\text{Siendo } \beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{AC}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{AC}^2)^2}, \quad (12)$$

con V_{AB} , V_{BC} , V_{AC} los voltajes entre fases en el punto de medida.

Según la Agencia Nacional de Energía Eléctrica Brasileña, el valor del factor VFU debe ser menor o igual al 2%.

1.2.5. Caídas e incrementos del voltaje.

Se considera perturbación en el voltaje en el régimen transitorio (Short Time Voltage Variation, STVV) toda aquella variación en un tiempo menor a 3 minutos. Se clasifican según la variación en el valor eficaz del voltaje y según la duración de la perturbación. Se muestra en la siguiente tabla:

Tipo	Duración	Tipo	Variación RMS (pu)
Momentary STVV	t < 3s	Interrupción	V < 0.1
	1 ciclo < t < 3 s	Caída	0.1 < V < 0.9
		Subida	V > 1.1
Temporary STVV	3 s < t < 3 min	Interrupción	V < 0.1
		Caída	0.1 < V < 0.9
		Subida	V > 1.1

Fig 45 | Clasificación de variaciones transitorias de voltaje.

1.2.6. Variaciones de frecuencia.

La frecuencia del sistema eléctrico brasileño es de 60 Hz. En régimen permanente, el sistema debe funcionar entre 59.9 Hz y 60.1 Hz.

Ante una perturbación en el sistema, y una consecuente variación en la frecuencia en el corto plazo, la norma exige unos tiempos máximos de desviación en función de la nueva frecuencia.

Rango (Hz)	Tiempo máximo permitido (s)
f < 56.5 o f > 66	No permitido
f < 57.5	5
f < 58.5 o f > 63.5	10
f > 62	30

Fig 46 | Periodos máximos de desviación de frecuencia.

2. Objetivos.

El objetivo de este capítulo es proponer dos escenarios de generación para la isla, así como la comprobación de su calidad de suministro energético.

El primer escenario a analizar es el generador diésel regulando V-f y alimentando una carga.

Tomando como base la respuesta anterior, y con los requerimientos de calidad en el suministro expuestos en los apartados anteriores, se elaborará un nuevo escenario.

Será un sistema de generación fotovoltaica-baterías, ya que como se mencionó en capítulos anteriores, el almacenamiento es la herramienta para la total penetración de las energías renovables en general, y en particular de la solar fotovoltaica.

La comprobación del funcionamiento de los sistemas se basará en el estudio del corto, y medio plazo, y los parámetros del sistema serán los correspondientes al mes de Marzo, de alta demanda y media irradiancia.

Para el corto plazo se estudiará la respuesta del sistema en régimen transitorio (segundos), por lo que se analizarán escalones (steps) en la demanda tanto de carácter inductivo como resistivo.

En el caso de generación renovable también se analizarán variaciones en la generación.

Los steps en la demanda serán del 10 % de la potencia actual P y 10% de la potencia actual Q, mientras que los de generación fotovoltaica serán según lo estudiado en el Capítulo 2, con variaciones de 170 W/m^2 en intervalos de un segundo.

Para el medio plazo se estudiará la respuesta del sistema en aproximadamente minutos, donde la demanda a analizar oscilará en torno a los 2MW-1300Kvar, equilibrado. También se dispondrá de un banco de condensadores de 1000Kvar. El coseno de phi de la demanda es 0.84 inductivo, pero una vez compensado con el banco de condensadores resulta 0.99 inductivo.

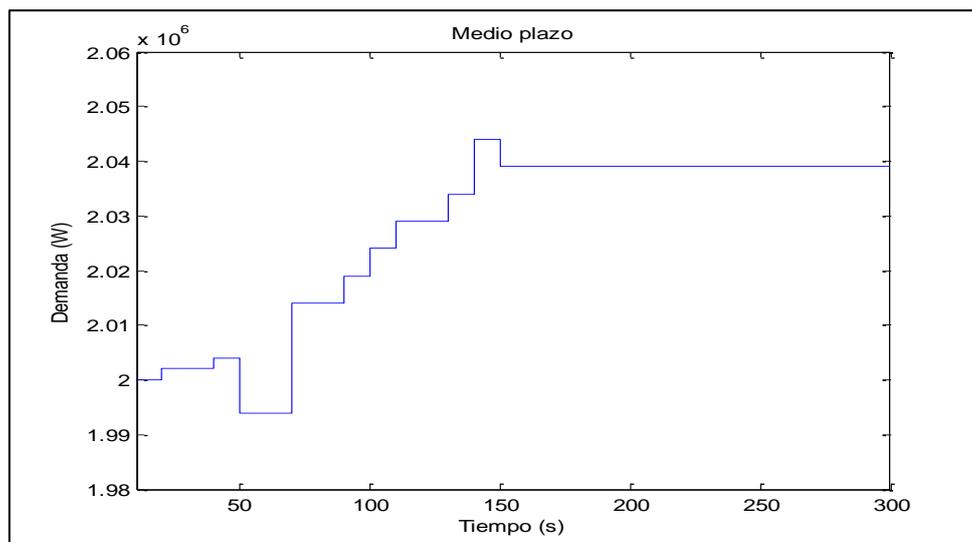


Fig 47 | Demanda durante 5 minutos.

3. Escenarios de generación.

3.1. Escenario de generación diésel.

Este escenario presenta la generación actual de la isla, mediante máquinas síncronas diésel. El sistema es sencillo y preciso, generador-carga, y sus resultados serán el reto para los siguientes escenarios.

Para ello, se utilizará el modelo de generador tal y como se presentó en el capítulo 3, y sus valores nominales serán 2500 MVA, 25 kV y 60 Hz. Se simulará una línea de distribución de 5 km, ya que la isla tiene una extensión de 3.5 km de ancho, y habrá un transformador que baje la tensión hasta el valor deseado, 380 V_{f-f}, donde se encuentra la carga a alimentar.

Como es lógico, el generador realizará la regulación frecuencia-tensión.

La medida de los parámetros eléctricos se realiza a la salida del generador, tras la línea de distribución, y antes del transformador de reducción.

En este sistema se analizará únicamente la respuesta ante variaciones en el corto plazo. En ausencia de almacenamiento, el régimen medio y largo no son relevantes, ya que el generador responde rápidamente ante cualquier perturbación, sin influir desde el punto de vista de la estabilidad, en el largo plazo.

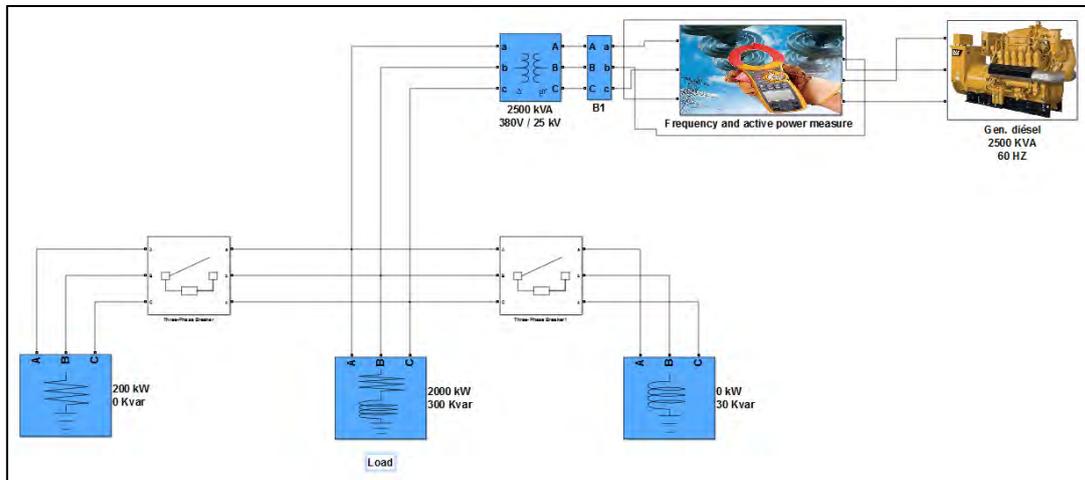


Fig 48 | Esquema general escenario transitorio diésel.

3.1.1. Estudio del corto plazo.

- Respuesta a escalón de potencia activa.

En esta sección se muestra la respuesta ante un escalón de +200 kW en $t = 3s$, a partir de una situación de régimen permanente equilibrada de 2 MW y 300 kVar.

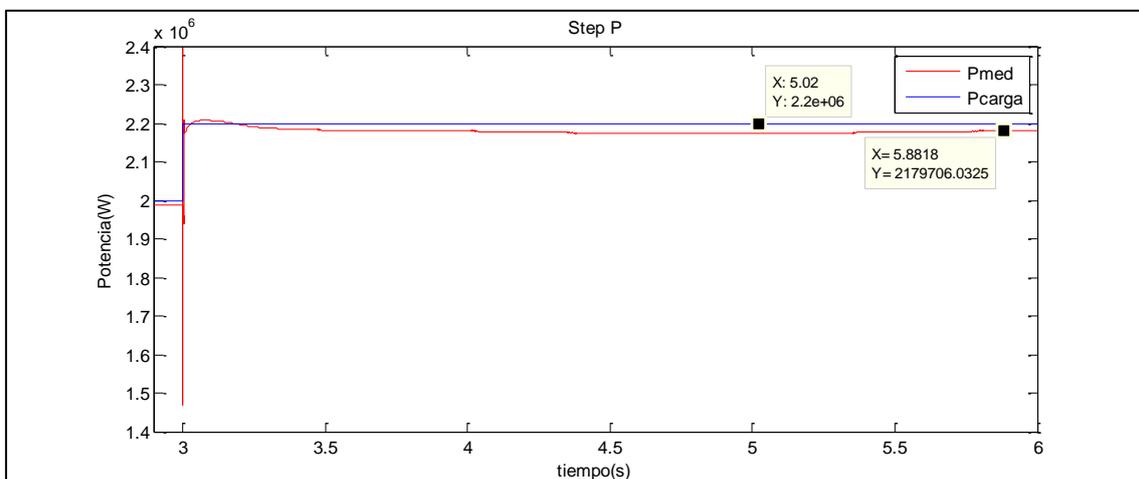


Fig 49 | Potencia (W) vs. tiempo (s) ante escalón +200000W

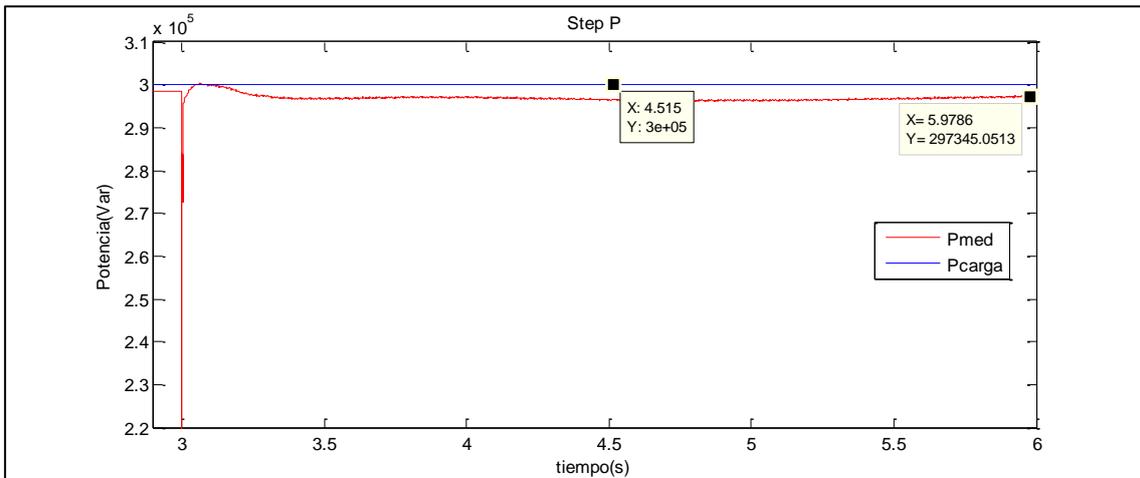


Fig 50 | Potencia (Var) vs. Tiempo(s) ante escalón 200000W.

Como se observa en las imágenes anteriores los valores de potencia de la carga y los de medida difieren debido a que la medida de parámetros tiene en cuenta las pérdidas en el transformador y la línea de 5 km (1% caída P, 1% caída Q).

Además, los sobrepasos son muy pequeños, lo que mejora los parámetros del sistema.

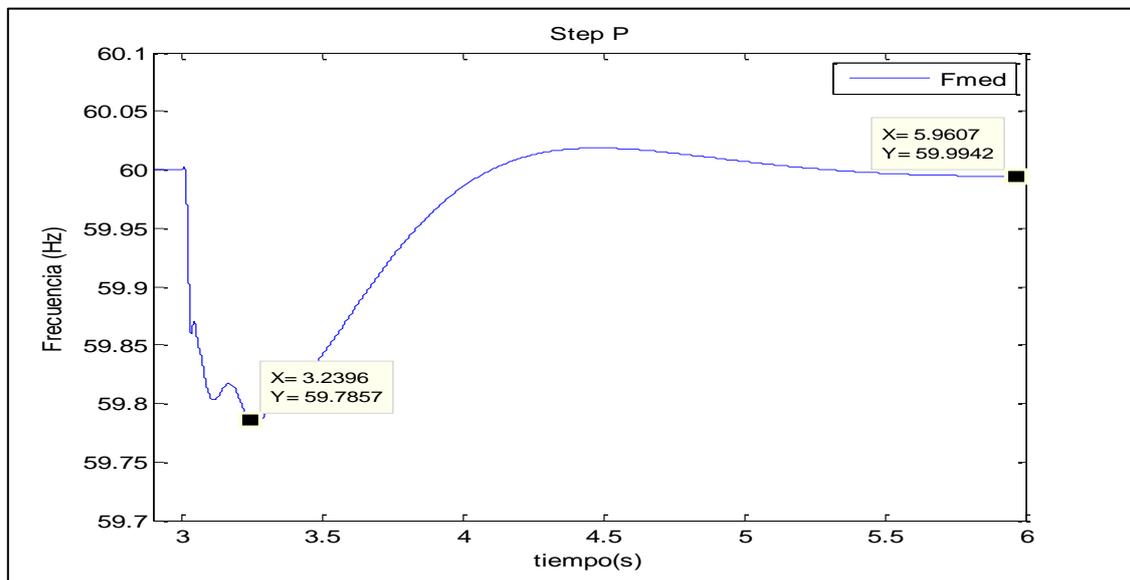


Fig 51 | Frecuencia(Hz) vs. Tiempo(s) ante escalón +200000W.

Se puede apreciar que la respuesta de la frecuencia es muy precisa, desviándose únicamente hasta 59.8 Hz, lo cual está sobradamente permitido por la ley del sistema eléctrico brasileño. Además, tras estabilizarse se encuentra dentro del intervalo permitido: [59.9,60.1]

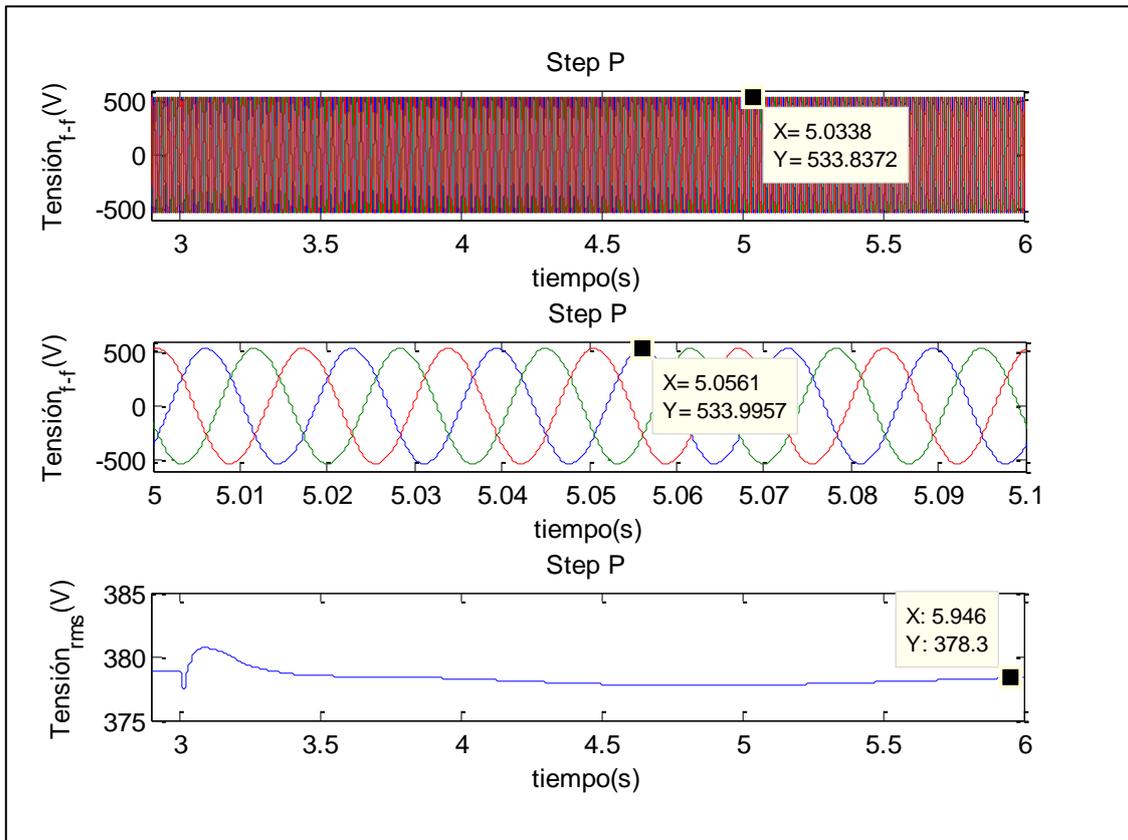


Fig 52 | Tensiones en la carga (V) vs. Tiempo(s) ante escalón +200000W.

Como muestra la figura anterior, la tensión tras estabilizarse, toma el valor de 0.995 pu, voltaje considerado adecuado según los márgenes expuestos anteriormente. La forma de la onda es altamente senoidal, por lo que no se estudiará la distorsión armónica.

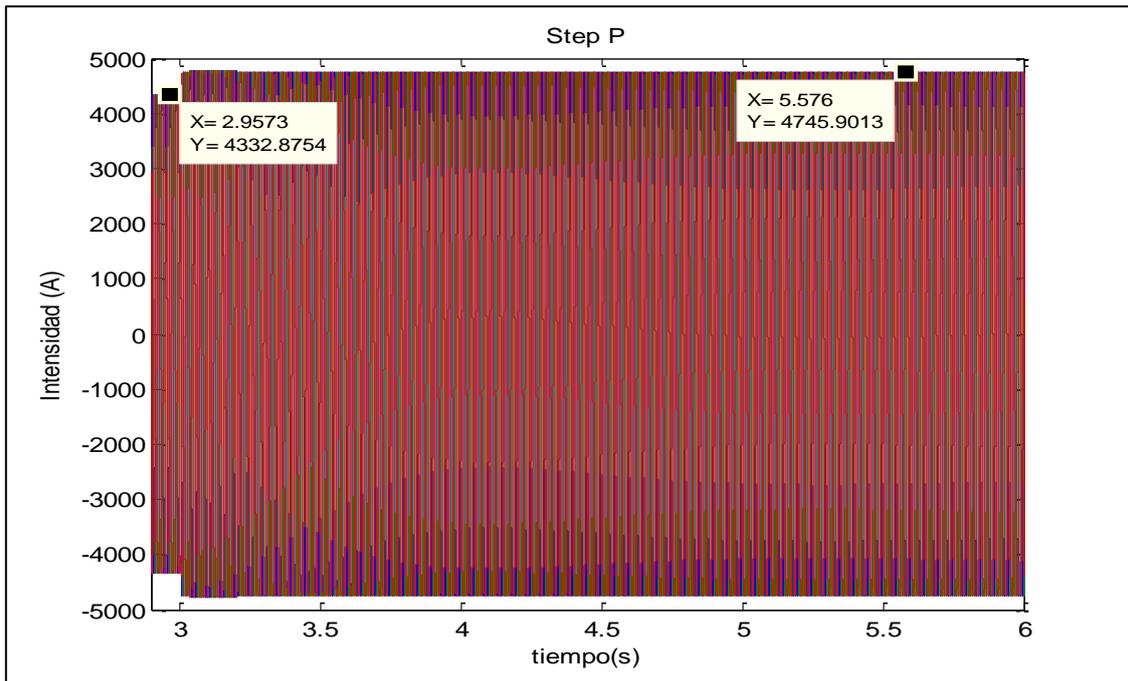


Fig 53 | Intensidad de fase (A) vs. Tiempo(s) ante escalón +200000W.

Se observa que la intensidad concuerda con los valores de tensión y potencia medidos:

$$\checkmark \quad t < 3 \rightarrow S = \sqrt{3} * U * I * \cos(\phi); \frac{I}{\sqrt{2}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} * U_{ff_{ef}} * \cos(\phi)}; I = 4330A \quad (13)$$

$$\checkmark \quad t > 3 \rightarrow S = \sqrt{3} * U * I * \cos(\phi); \frac{I}{\sqrt{2}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} * U_{ff_{ef}} * \cos(\phi)}; I = 4750A \quad (14)$$

- Respuesta a escalón de potencia reactiva.

A continuación se muestra la respuesta ante un escalón de +30 kVar en $t = 3s$, a partir de una situación de régimen permanente de 2 MW y 300 kVar.

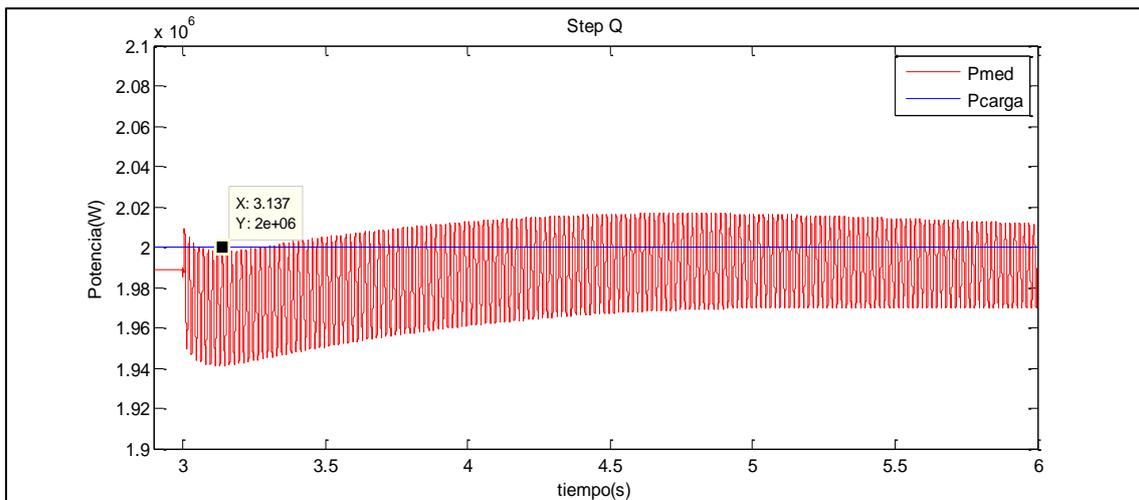


Fig 54 | Potencia (W) vs. tiempo (s) ante escalón +30000Var

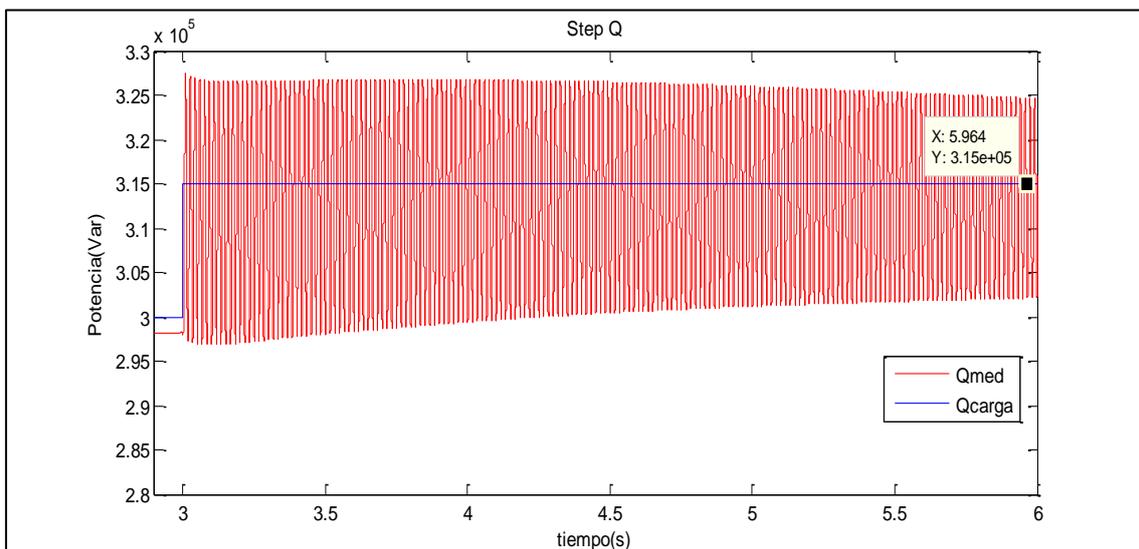


Fig 55 | Potencia (Var) vs. Tiempo(s) ante escalón 30000Var.

Se observa que el nuevo escalón supone una fluctuación en la potencia con respecto al valor buscado. También existe una pequeña diferencia entre el valor medio de la señal medida y la señal de carga, en régimen permanente, lo cual se debe de nuevo a las pérdidas desde el generador hasta el punto de medida.

A pesar de ello, la respuesta de las variables V-f es correcta:

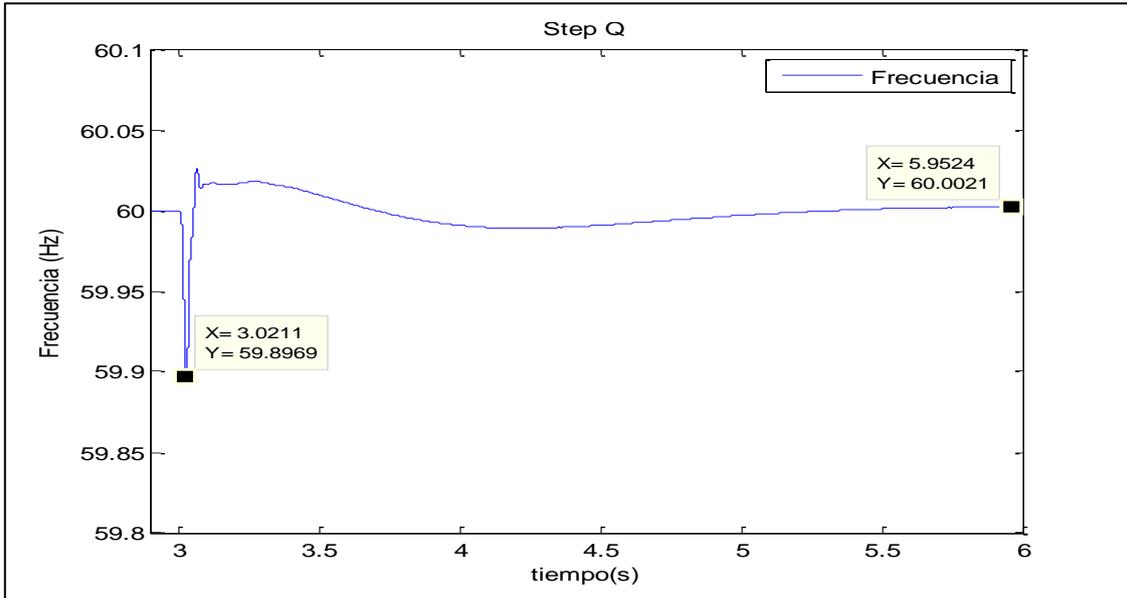


Fig 56 | Frecuencia(Hz) vs. Tiempo(s) ante escalón +30000Var.

De nuevo, la frecuencia no cae por debajo de 56.5 en ningún momento, y cumple con la obligación del intervalo permitido en régimen permanente de frecuencia: [59.9, 60.1].

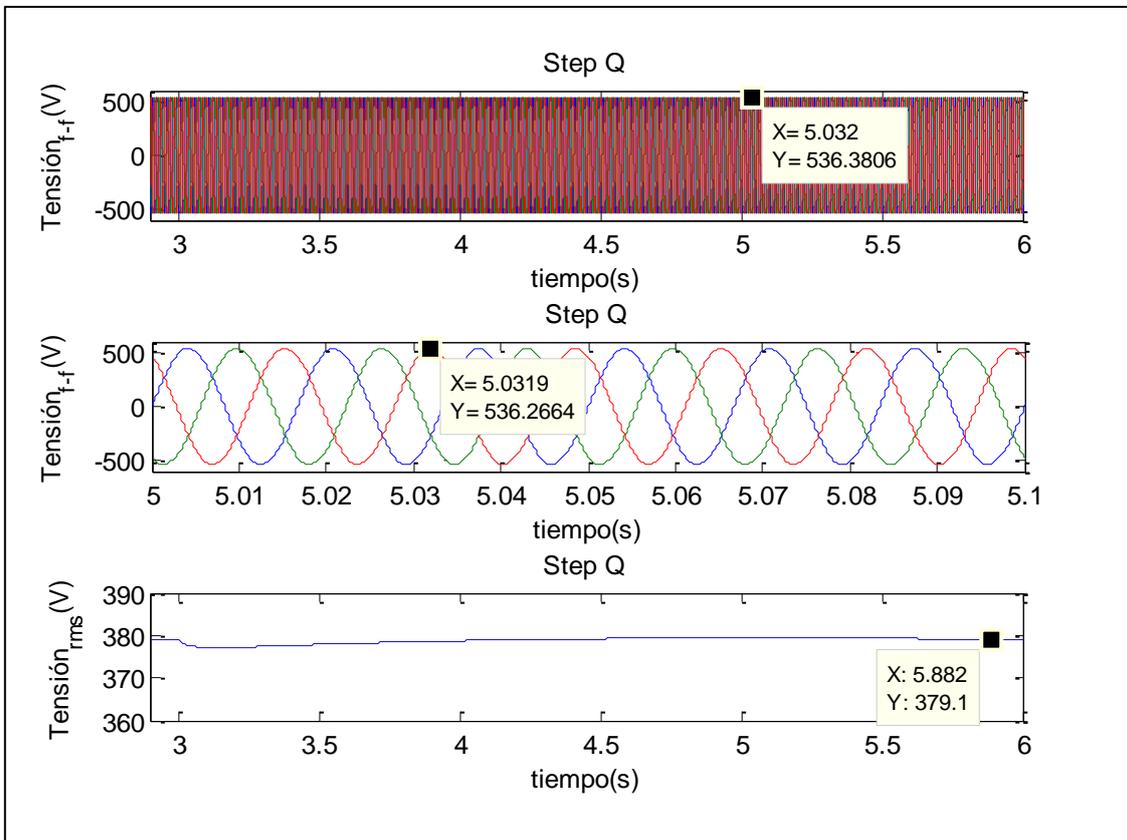


Fig 57 | Tensiones en al carga (V) vs. Tiempo(s) ante escalón +30000Var.

Se aprecia que la tensión se mantiene en todo momento dentro de los márgenes de tensión aceptable, por lo que el resultado es permitido. Cabe destacar que a pesar del escalón de potencia reactiva, la tensión del sistema permanece estable.

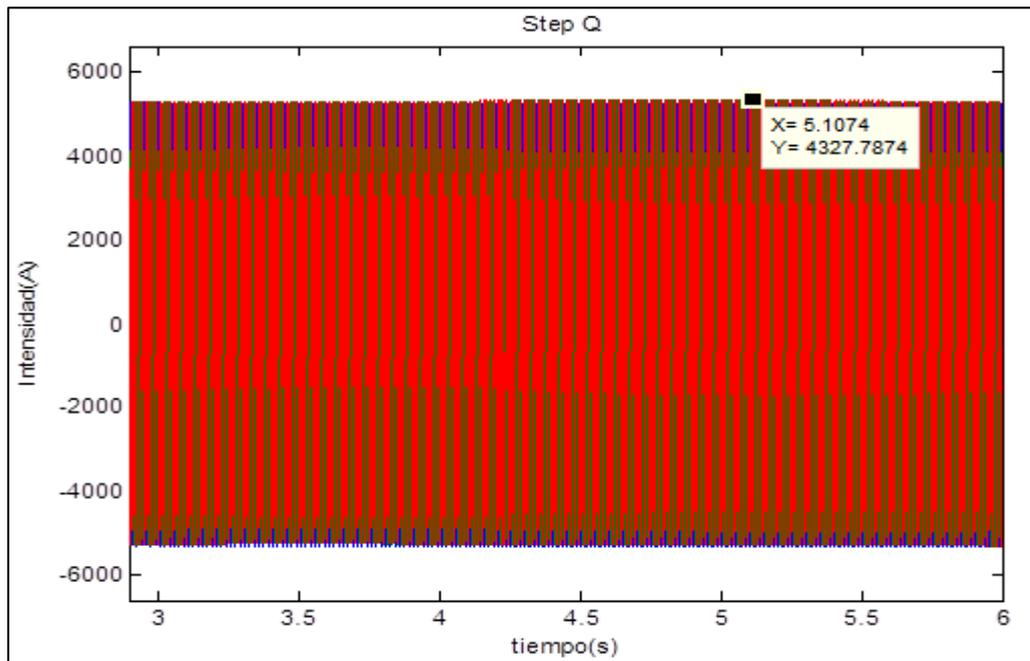


Fig 58 | Intensidad(A) vs. Tiempo(s) ante escalón +30000Var.

Se observa que la intensidad concuerda con los valores de tensión y potencia medidos:

$$\checkmark \quad t < 3 \rightarrow S = \sqrt{3} * U * I * \cos(\phi); \frac{I}{\sqrt{2}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} * U_{ff_{ef}} * \cos(\phi)}; I = 4330A \quad (15)$$

$$\checkmark \quad t > 3 \rightarrow S = \sqrt{3} * U * I * \cos(\phi); \frac{I}{\sqrt{2}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} * U_{ff_{ef}} * \cos(\phi)}; I = 4330A \quad (16)$$

El motivo de que ambas intensidades sean casi iguales se debe a que una variación de potencia reactiva de 30 kVar, no supone un cambio apreciable en la potencia aparente, ya que la potencia activa es 2MW.

3.2. Escenario de almacenamiento-fotovoltaica

En este escenario se propondrá un modelo de generación fotovoltaica y almacenamiento, donde el control de tensión y frecuencia será llevado a cabo por un

único inversor central, de 2.5 MVA, al que se le conecta la batería. A ésta también se le conecta el panel, a través de un convertidor DC-DC, que convierta la tensión del panel a los 900 Vdc del inversor, y donde además se implementa el MPPT.

La demanda a alimentar girará de nuevo en torno a 2000MW, 800 kVar, equilibrada, con un banco de condensadores de 1000 Kvar, y la energía demandada cada día será 50,4 MWh/día para el mes de diseño, Marzo.

La tensión nominal y frecuencia de las cargas son las impuestas en Brasil en baja tensión, es decir 220 V y 60 Hz.

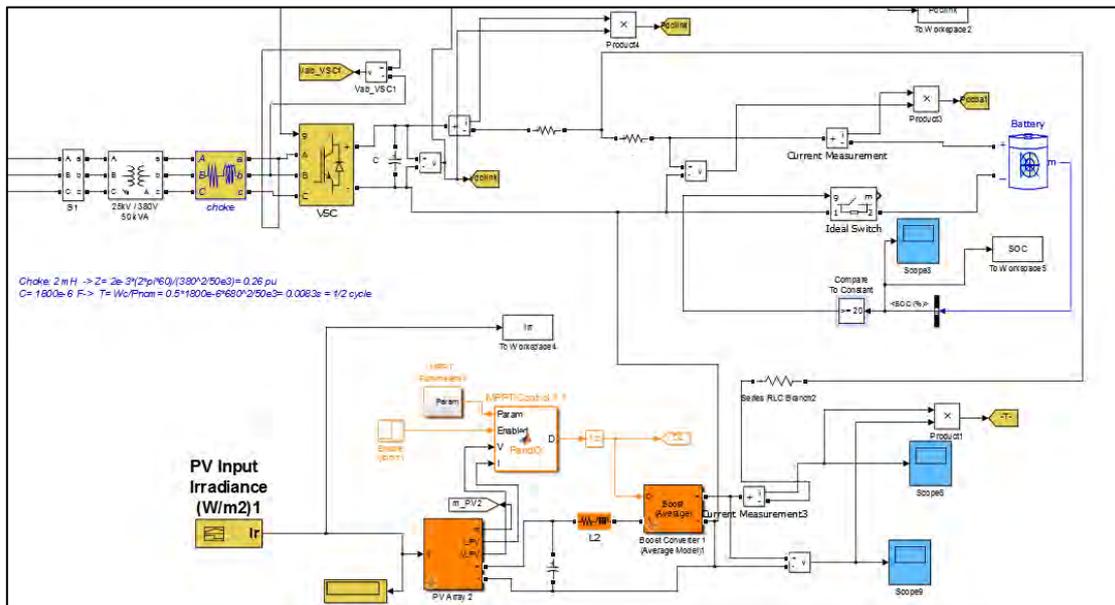


Fig 59 | Lado DC del sistema.

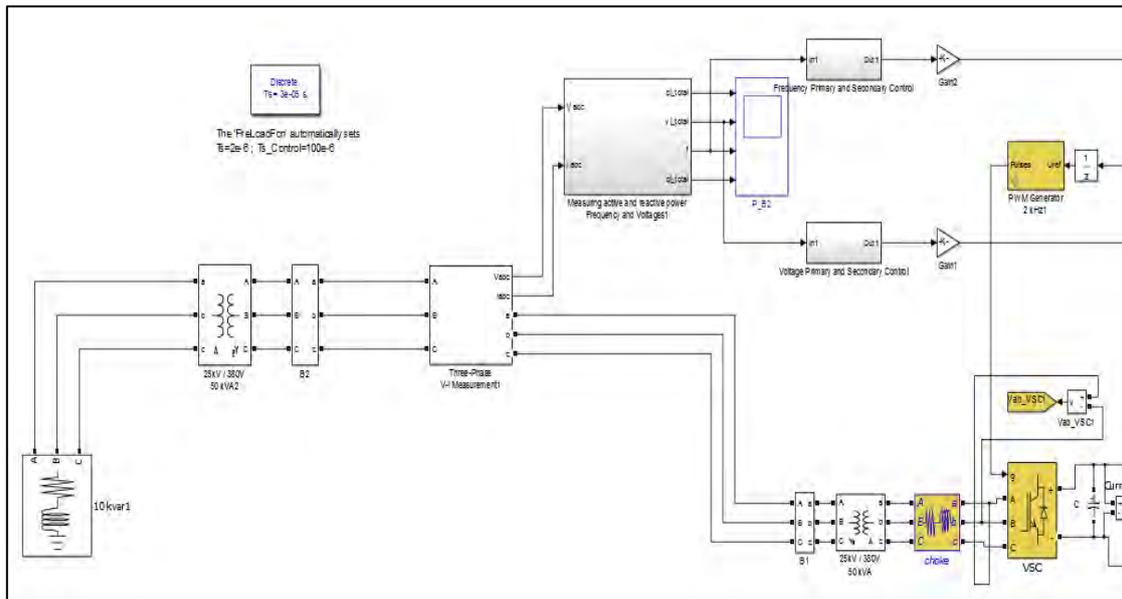


Fig 60 | Lado AC del sistema.

3.2.1. Dimensionamiento del panel fotovoltaico.

Se debe dimensionar el panel para que su energía media producida diaria sea al menos la de la demanda energética diaria media, de manera que una mitad se use para alimentar la carga, y la otra mitad para cargar la batería, para el mes de diseño.

Por tanto, el panel debe suministrar diariamente al menos 50.4 MWh.

Suponiendo un coeficiente de seguridad del 20%, que contempla la posibilidad de varios días seguidos nublados, se consigue el dato de 60 MWh/día, energía que el grupo fotovoltaico debe suministrar.

Al parámetro de diseño final se llega con la siguiente información de partida:

- Irradiancia media diaria en la zona, igual a 242 W/(día*m²).
- Energía media diaria requerida 60 MWh/día.
- Modelo de panel a utilizar, el SUNPOWER SPR-305-WHT.
- Parámetro estándar de células por módulo según el fabricante es de 96.
- Número de módulos serie por cadena igual a 7 unidades, para un mejor funcionamiento del convertidor DC.

Finalmente, se trata de buscar el número adecuado de módulos paralelo por cadena para satisfacer las condiciones anteriores, resultando un número de módulos paralelo igual a 5000, que supone un pico de producción fotovoltaica de 10 MW (1000 W/m²).

3.2.2. Dimensionamiento de la batería.

En primer lugar, dado que no existe convertidor DC entre batería e inversor, se establece que la tensión de la batería debe ser 900 V.

Segundo, la carga a alimentar oscilará en torno a 2 MW, por lo que la intensidad de descarga nominal que se desea es 2200 A, la cual debe ser suministrada durante al menos 14h de oscuridad en el mes de Marzo.

Por tanto, la capacidad de la batería de plomo será la necesaria para suministrar 2200 A durante 12-14h, pero sin descargarse por debajo del 20%.

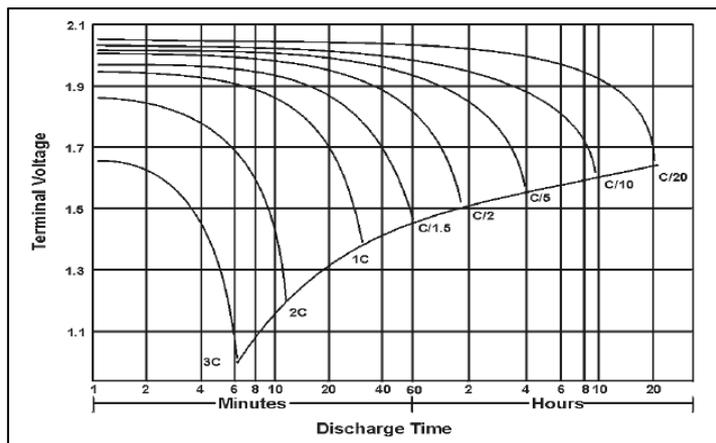


Fig 61 | Corrientes de descarga en función de la capacidad en baterías de Plomo estándar.

Según la gráfica anterior, la capacidad de la batería debe ser 44000 Ah, lo que se obtiene de la ecuación

$$\frac{C}{20} = 2222 ; C = 44000Ah \tag{17}$$

Si la batería es capaz de suministrar 20 h 2222 A queda asegurado que la batería no se descargue completamente. Tras el tiempo esperado de descarga deseado, 14h, a la intensidad requerida, y considerando unas pérdidas por temperatura y por caída de tensión de la batería del 15%, el porcentaje de carga remanente de la batería es

aproximadamente 76%, cumpliendo el mínimo de carga, que se estima en 20%, donde se empieza a sobrecalentar, sufriendo graves daños. 7

También deberá cargarse a 2222 A durante 12-14h, llegando a una capacidad del 95%. Por último, con ello, y para considerar las pérdidas por envejecimiento, pérdida de capacidad y otros factores, se utilizará una capacidad de 50000 Ah.

3.2.3. Estudio del corto plazo.

Para el estudio del régimen transitorio se simularán los steps de carga planteados en el escenario diésel (200 kW y 15 kVar), a partir de una situación de régimen permanente de 2MW y 300 kVar.

También se simulará la respuesta del sistema ante variaciones de 170 W/m^2 por segundo en la irradiancia.

- Respuesta a escalón de potencia activa.

En esta sección se muestra la respuesta del sistema ante un escalón de +200 kW de potencia activa en $t=18 \text{ s}$, con una irradiancia constante de 1000 W/m^2 .

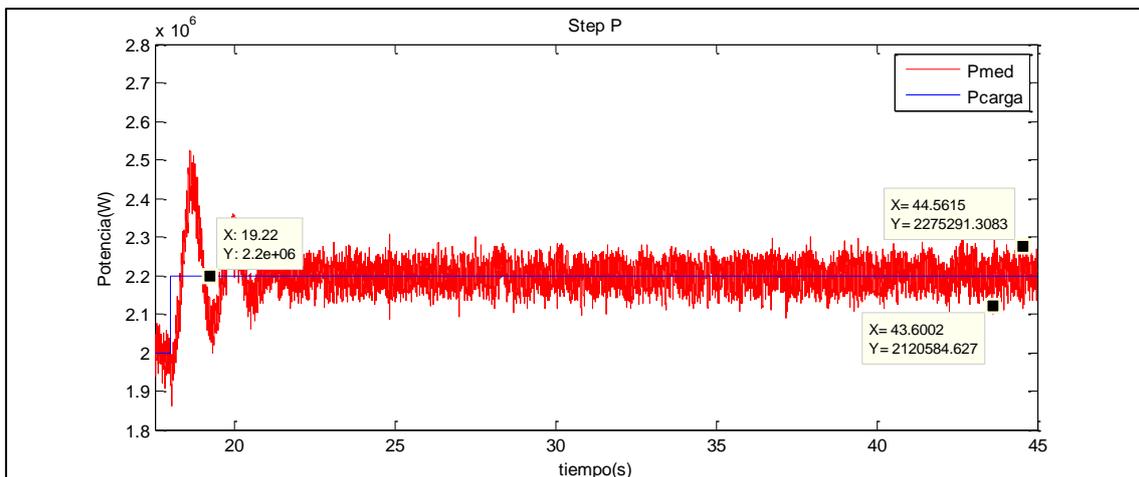


Fig 62 | Potencia (W) vs. Tiempo (s) ante escalón de +200 Kw.

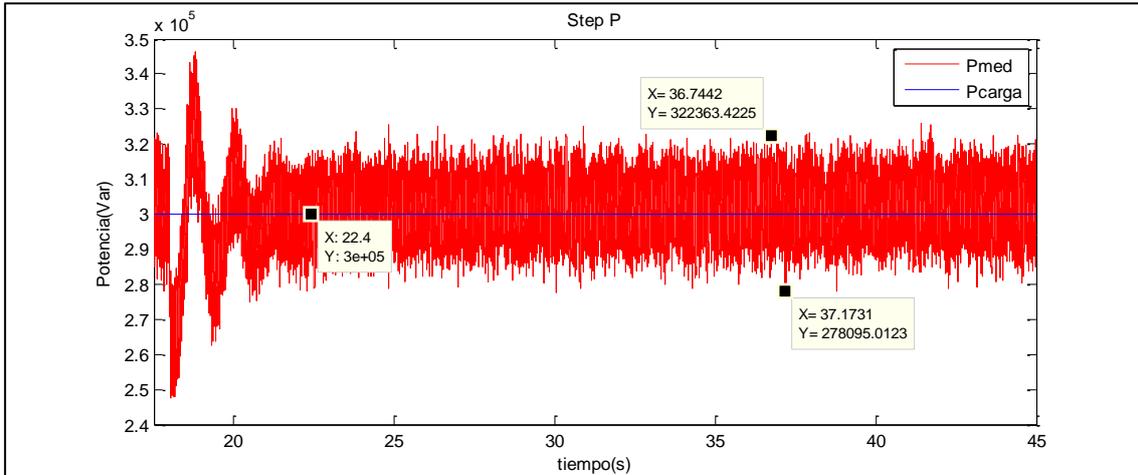


Fig 63 | Potencia (Var) vs. Tiempo (s) ante escalón de +200 Kw

Se observa que el modelo actual introduce un rizado del 15% de la potencia reactiva y del 7% en potencia activa, lo cual repercute negativamente sobre los motores y otros dispositivos. Por otro lado, la respuesta en régimen transitorio es de peor calidad, ya que oscila durante los 2 primeros segundos con respecto al valor buscado, obteniéndose un sobrepaso máximo del 10%.

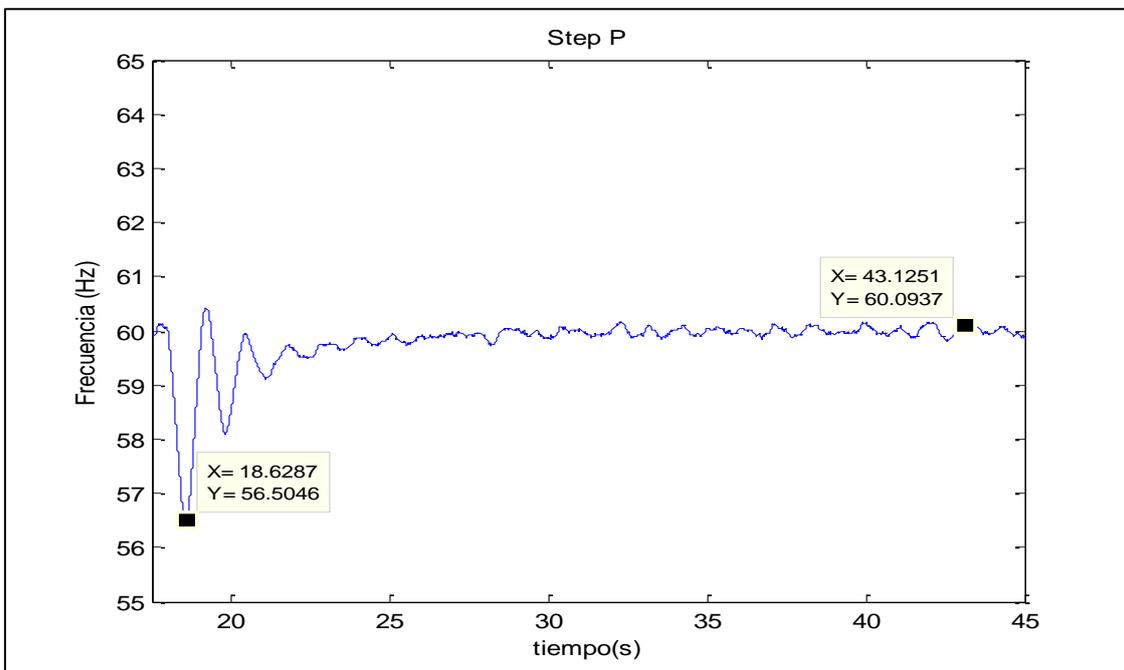


Fig 64 | Frecuencia (Hz) vs. Tiempo (s) ante escalón de +200 Kw.

Se aprecia que la frecuencia disminuye hasta 56.5, valor mínimo permitido por la ley, aunque sin sobrepasarlo. Tras las fluctuaciones primeras (duran aproximadamente 5

s), la frecuencia se estabiliza, y se mantiene por debajo del límite de 60.1 Hz, y por encima de 59.9, aunque el régimen permanente se estudiará detenidamente en apartados posteriores.

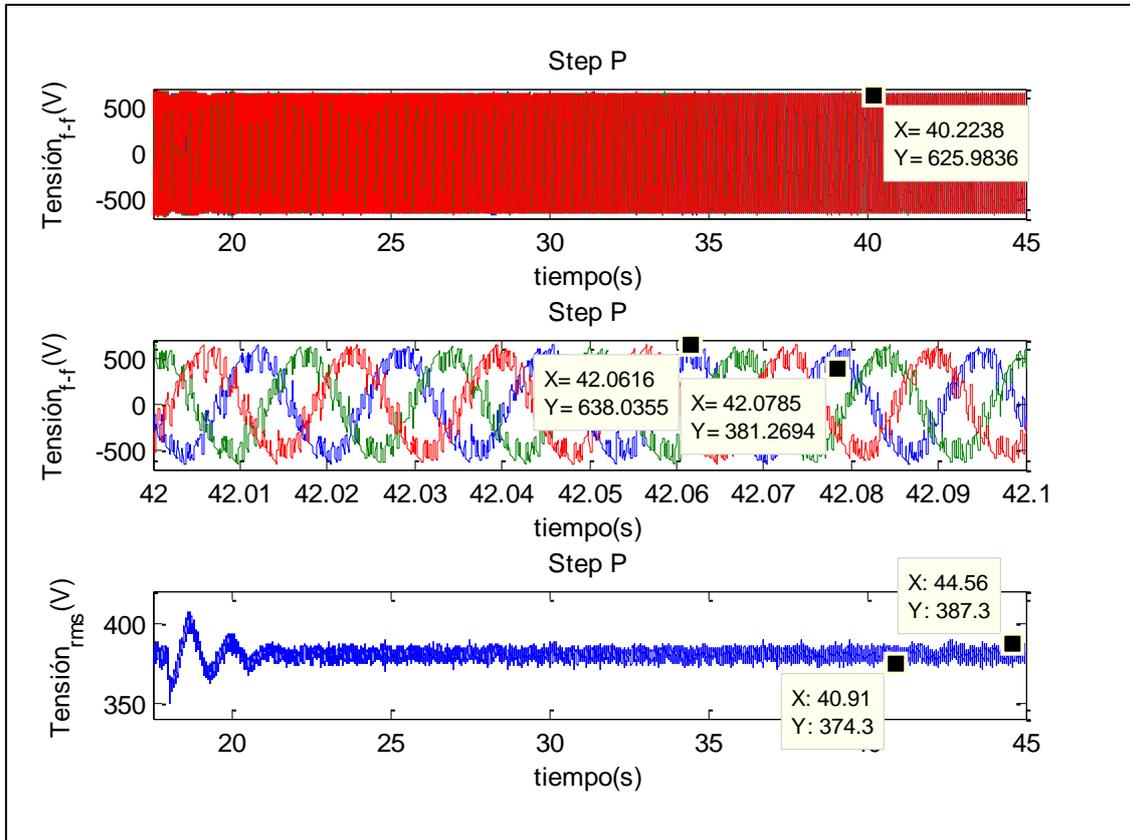


Fig 65 | Tensiones de la carga (V) vs. tiempo(s) ante escalón de +200 kW.

Se observa en la gráfica anterior que la tensión presenta un rizado de aproximadamente el 45%.

Por otro lado, el valor eficaz de la componente fundamental de la tensión directa varía entre 388 V y 374 V. Ambos valores (0.98 y 1.02 pu, respectivamente) están permitidos y considerados como voltaje adecuado, por lo que en cuanto a tensión eficaz a la frecuencia fundamental el sistema funciona correctamente.

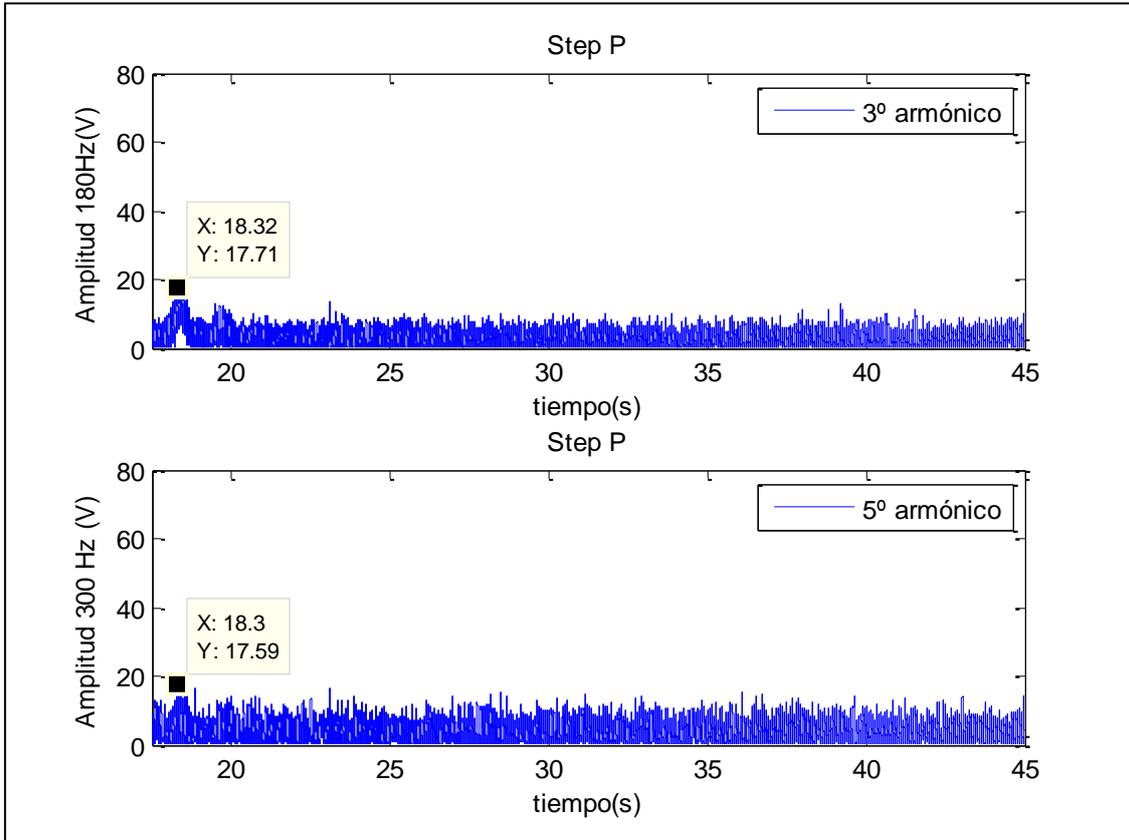


Fig 66 | Amplitud de la tensión en el 3er y 5º armónico (V) s. tiempo(s) ante escalón de +200kW

En cuanto a la distorsión armónica de las componentes 3era y 5ª, se tiene que las amplitudes no sobrepasan los límites:

$$\checkmark \quad IHD_3 = \frac{17.71}{380\sqrt{2}} = 3.3\% < 6.5\%. \quad (18)$$

$$\checkmark \quad HD_3 = \frac{17.59}{380\sqrt{2}} = 3.27\% < 7.5\%. \quad (19)$$

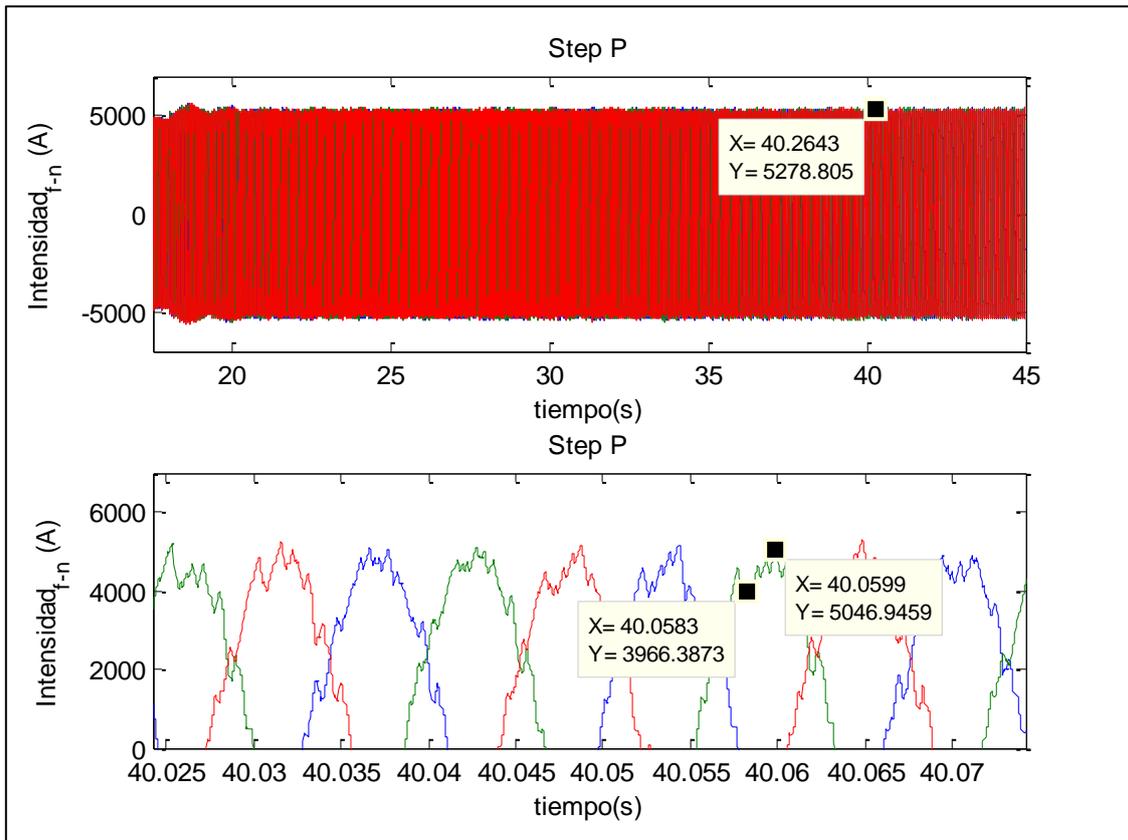


Fig 67 | Intensidad en la carga (A) vs. Tiempo(s) ante escalón de 200 kW.

En cuanto a la intensidad, presenta pequeñas variaciones en la forma senoidal, que varían en $t = 40.055$ s desde 5040 A hasta 3960 A. El valor medio anteriores es de 4500 A, que corresponde a 2070 kVA.

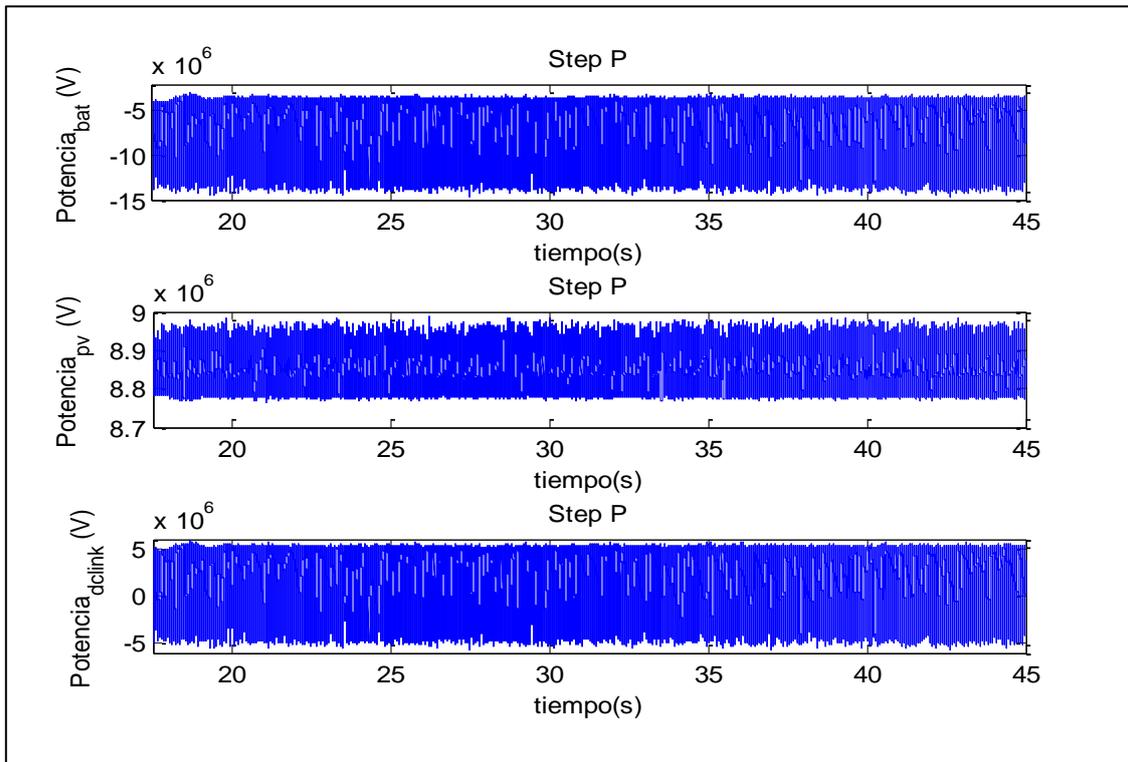


Fig 68 | Potencias de entrada al inversor (W), lado DC vs. Tiempo (s) ante escalón 200 kW.

En el lado DC, la suma de las potencias fotovoltaica y de la batería resulta la de entrada al inversor.

En cuanto a la potencia de la batería, se observa que varía enormemente, a pesar que la media entregada sea 7 MW. Ello afecta negativamente a la vida de la batería, ya que corrientes tan variantes acortan los ciclos de la misma.

En cuanto a la potencia del panel, se observa que entrega varía en un 2%, lo cual se considera apto para el sistema.

A continuación se muestra un zoom en $t = 40$ s, donde se observa la fluctuación en las potencias DC.

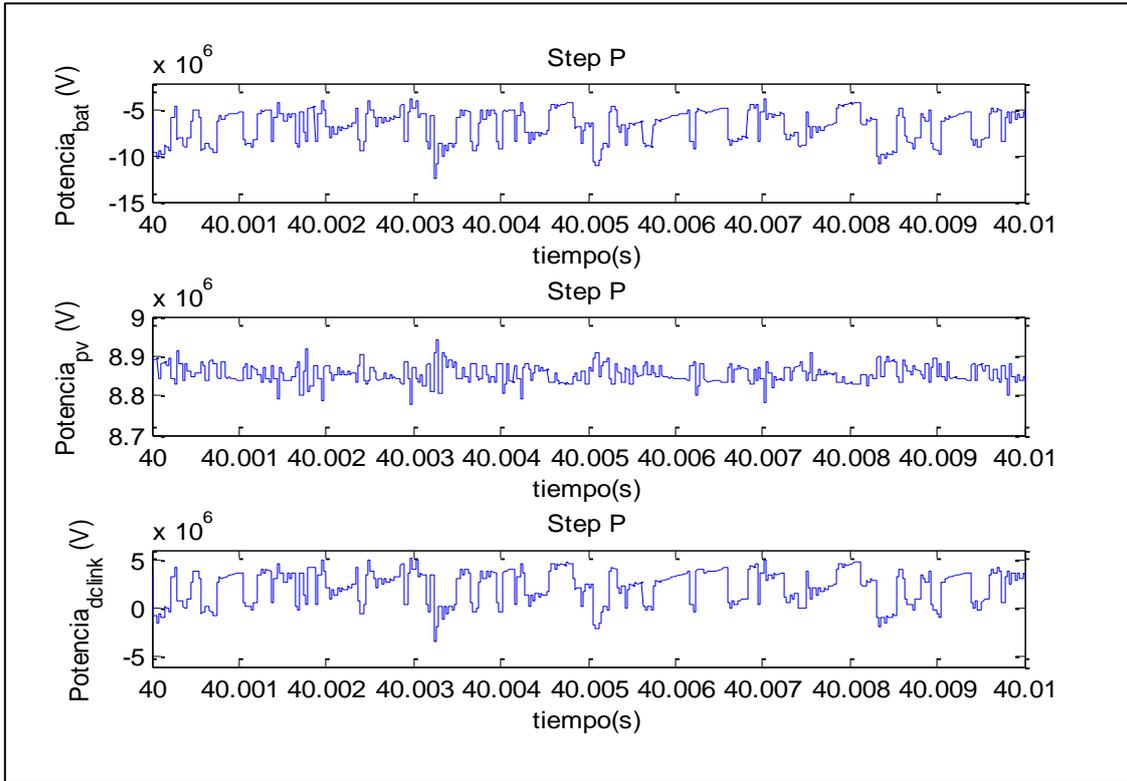


Fig 69 | Potencias de entrada al inversor (W), lado DC vs. Tiempo (s) ante escalón 200 kW.

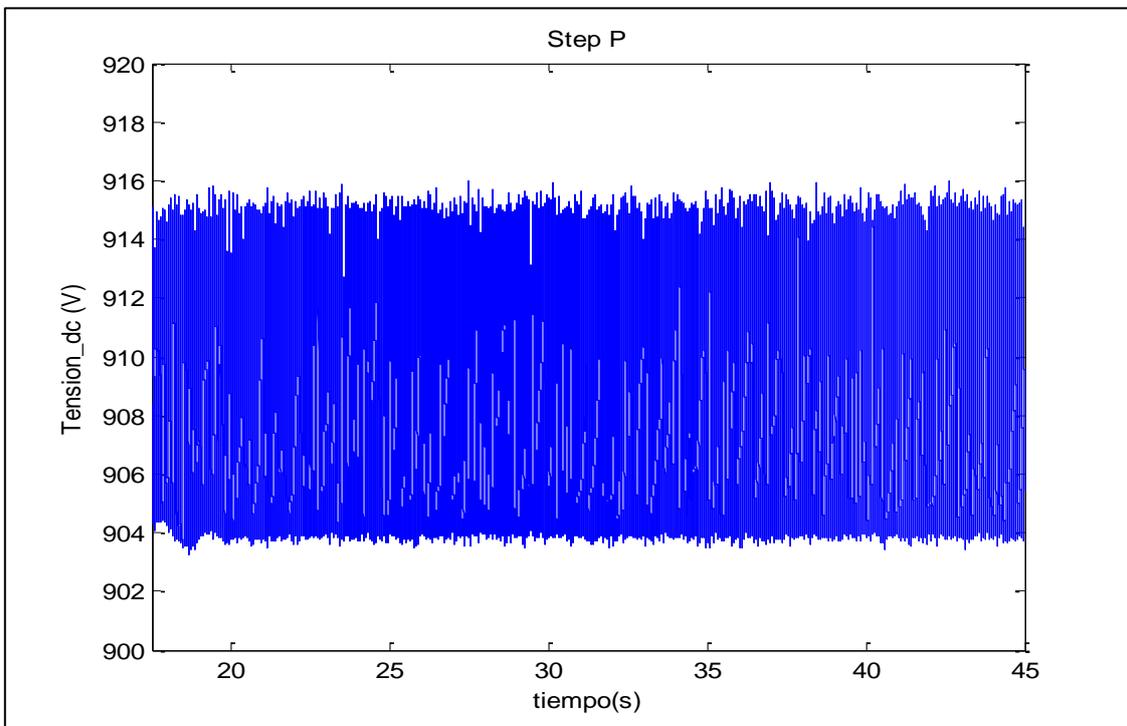


Fig 70 | Tensión en el bus de continua (V) vs. Tiempo (s) ante escalón 200 kW.

La tensión del bus de continua oscila entre 904 y 915 V, valores que se desvían un 0.6% respecto a la tensión media, igual a 909 V. A su vez esta tensión difiere en un 1% de la esperada (900 V), por lo que el bus de continua presenta una tensión apta.

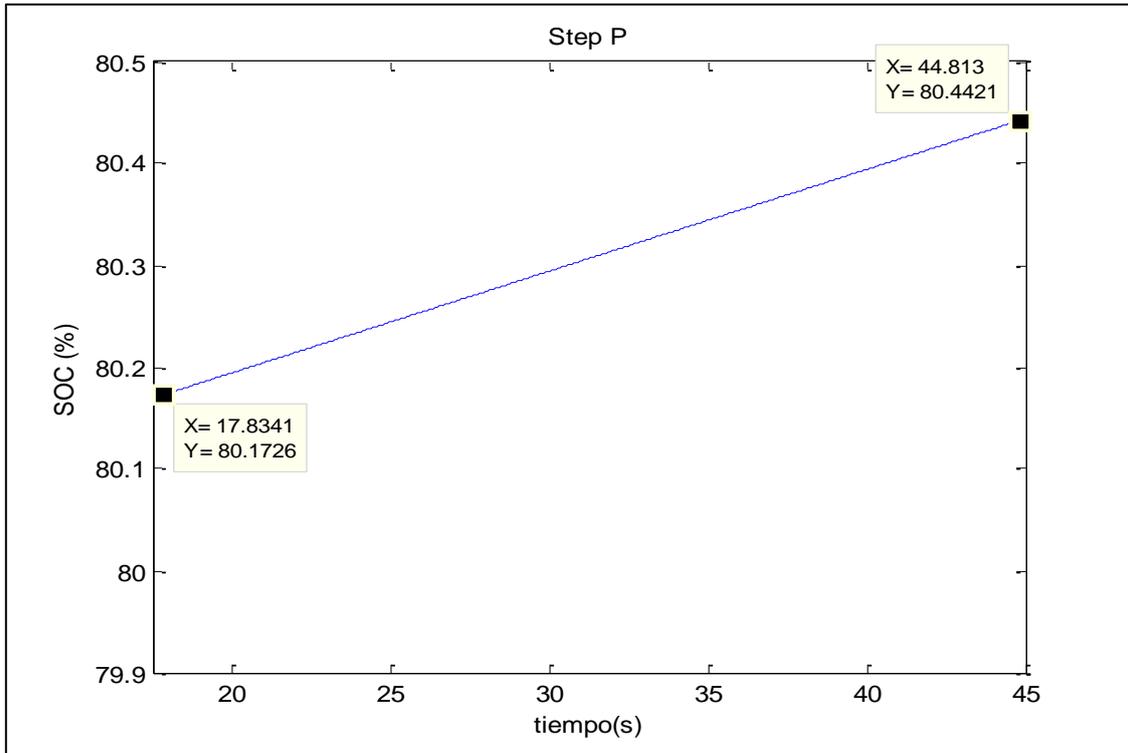


Fig 71 | Estado de carga de la batería (%) vs. Tiempo ante escalón 200 kW.

Como cabía esperar, el estado de carga de la batería aumenta, ya que la producción solar es mayor al consumo. Ello se estudiará más detalladamente en el medio plazo.

- Respuesta a escalón de potencia reactiva.

En esta sección se muestra la respuesta del sistema ante un escalón de +30 kVar de potencia reactiva en $t=18$ s, con una irradiancia de 1000 W/m^2 .

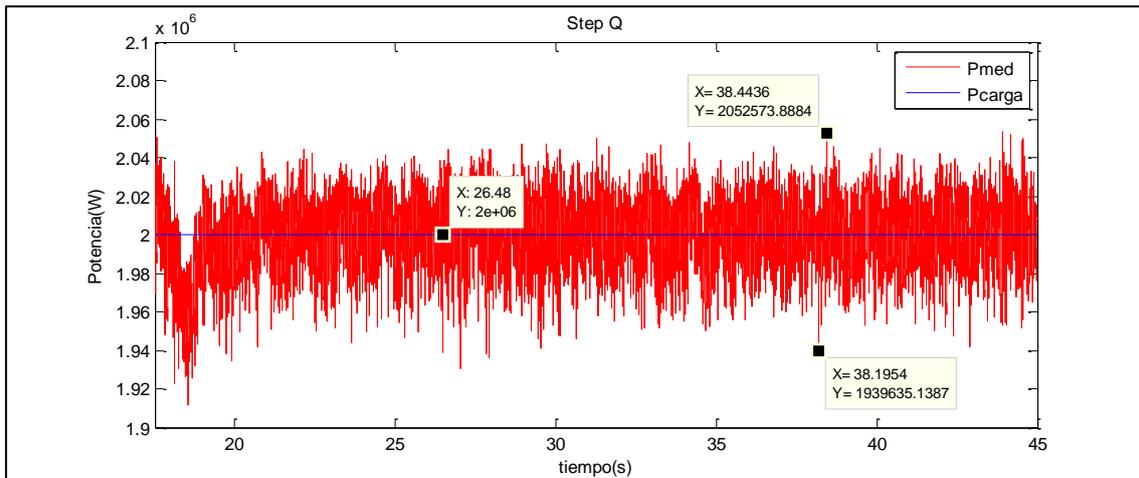


Fig 72 | Potencia (W) vs. Tiempo (s) ante escalón de +30 kVar.

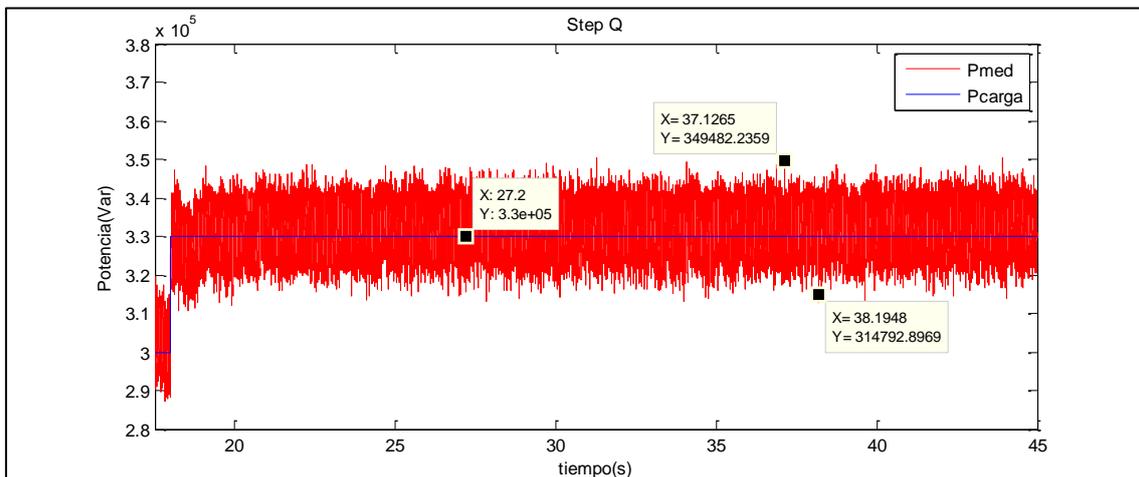


Fig 73 | Potencia (Var) vs. Tiempo (s) ante escalón de +30 kVar

Se observa que de nuevo el modelo introduce un rizado del 10% de la potencia reactiva y del 7% en potencia activa, lo cual repercute negativamente sobre los motores y otros dispositivos.

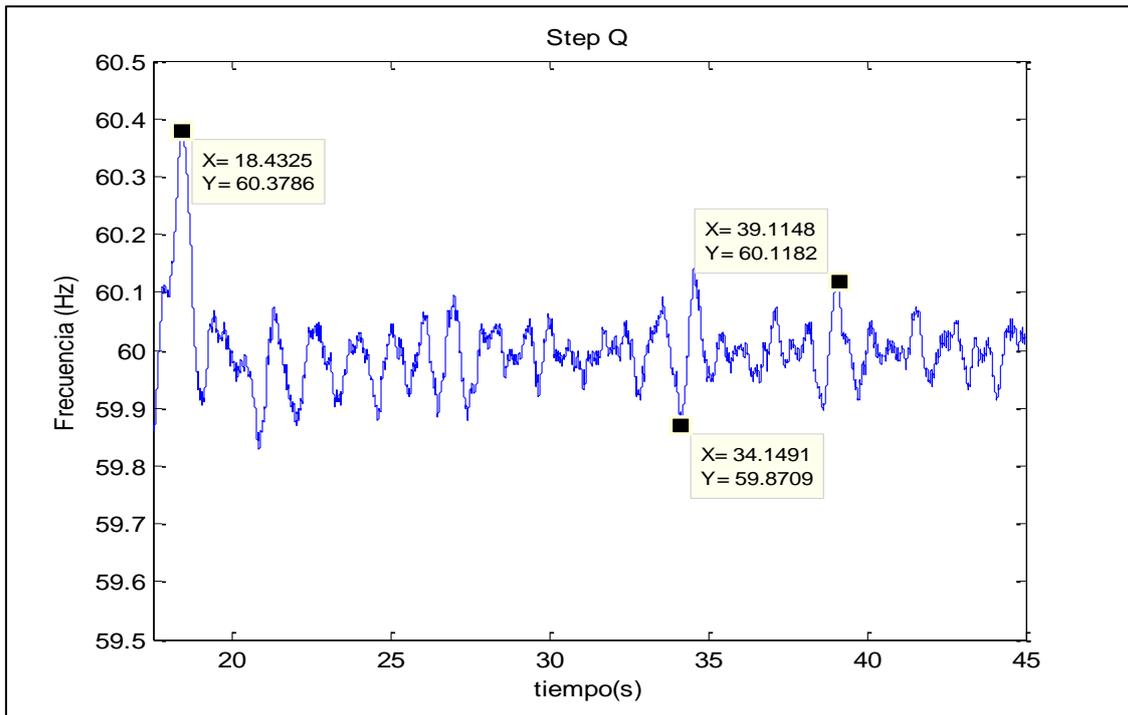


Fig 74 | Frecuencia (Hz) vs. Tiempo (s) ante escalón de +30 Kvar.

Se aprecia que la frecuencia aumenta hasta 60.37 Hz, valor permitido por la ley hasta 30 s. Tras 20 s del transitorio permitido, la frecuencia toma valores pico de 60.11 y 59.87 Hz, que se aceptan hasta 30 segundos después de la perturbación.

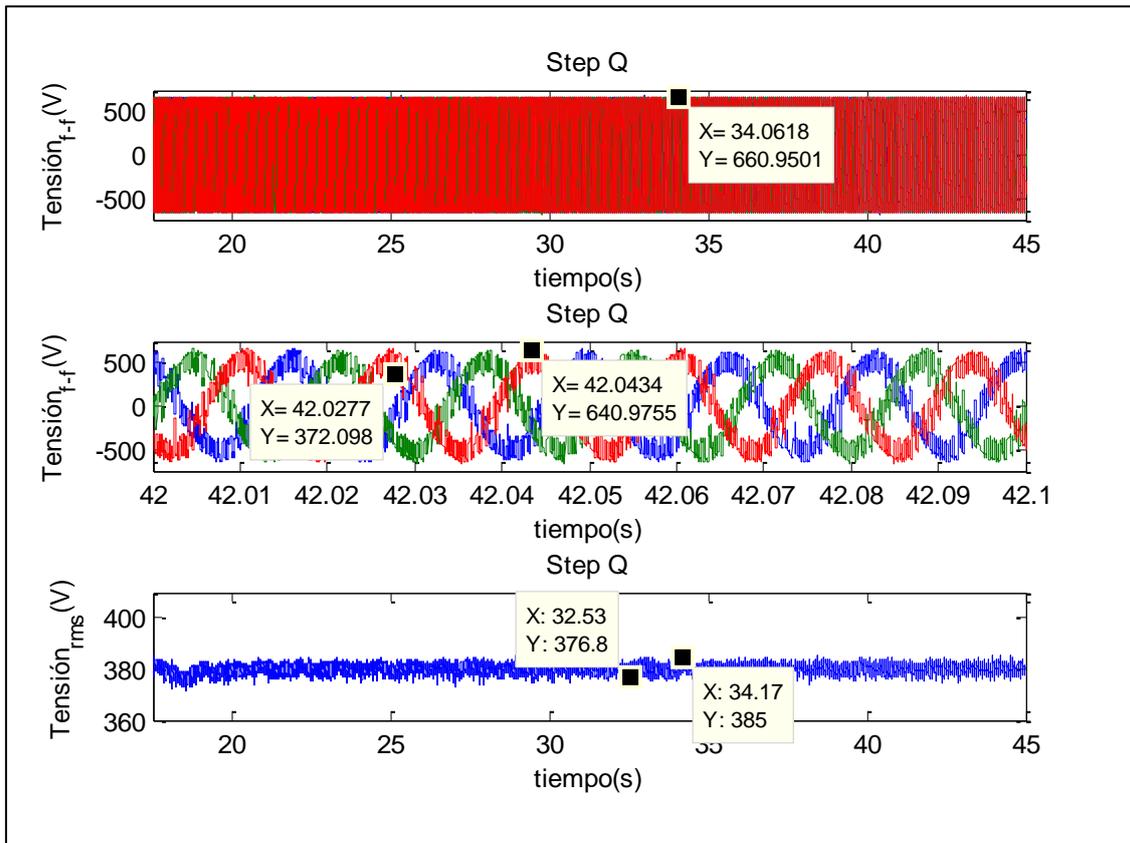


Fig 75 | Tensiones de la carga (V) vs. tiempo(s) ante escalón de +30 kVar.

Se observa en la gráfica anterior que la tensión_{ff} presenta un rizado de aproximadamente el 50%.

Por otro lado, el valor eficaz de la componente fundamental de la tensión directa varía entre 385 V y 377 V. Ambos valores (0.99 y 1.01 pu, respectivamente) están permitidos y considerados como voltaje adecuado, por lo que en cuanto a tensión eficaz a la frecuencia fundamental el sistema funciona correctamente.

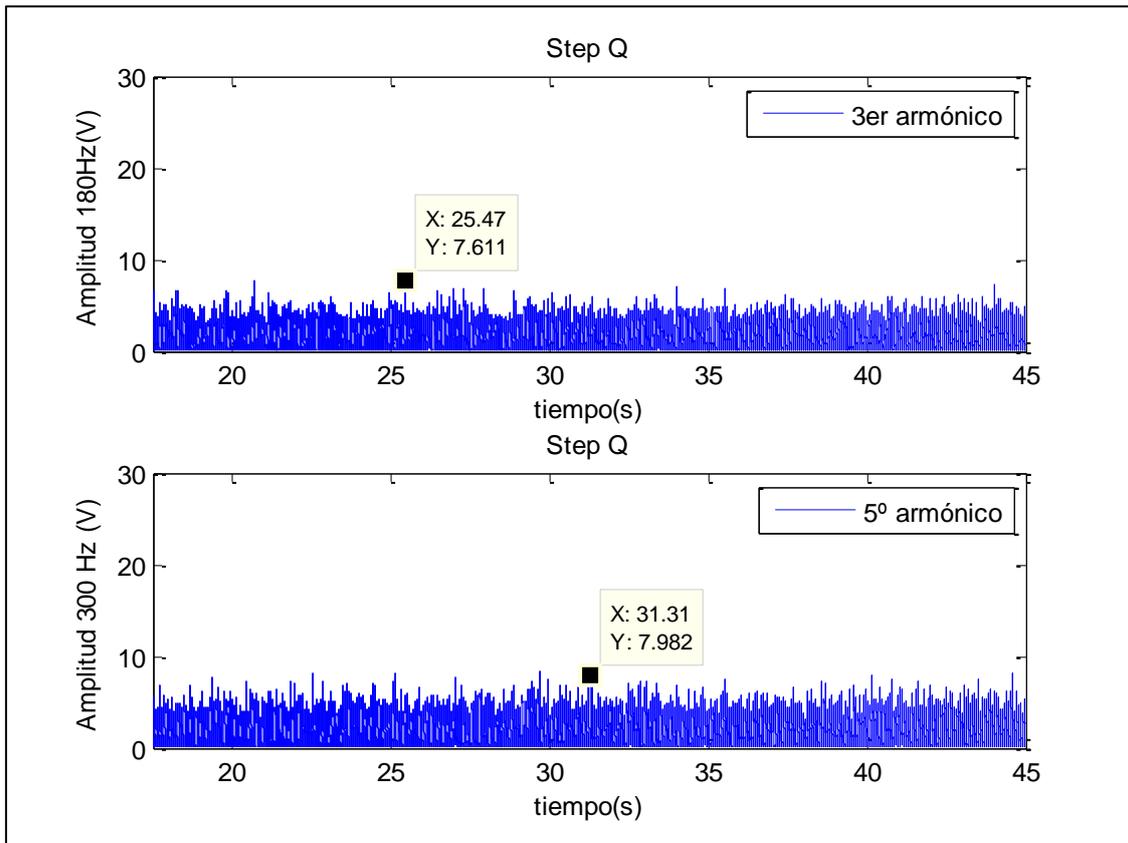


Fig 76 | Amplitud de la tensión en el 3er y 5º armónico (V) s. tiempo(s) ante escalón de +30kVar

En cuanto a la distorsión armónica de las componentes 3era y 5ª de la tensión, se tiene que las amplitudes no sobrepasan los límites:

$$\checkmark \quad IHD_3 = \frac{7.61}{380\sqrt{2}} = 1.4\% < 6.5\%. \quad (20)$$

$$\checkmark \quad HD_3 = \frac{7.98}{380\sqrt{2}} = 1.5\% < 7.5\%. \quad (21)$$

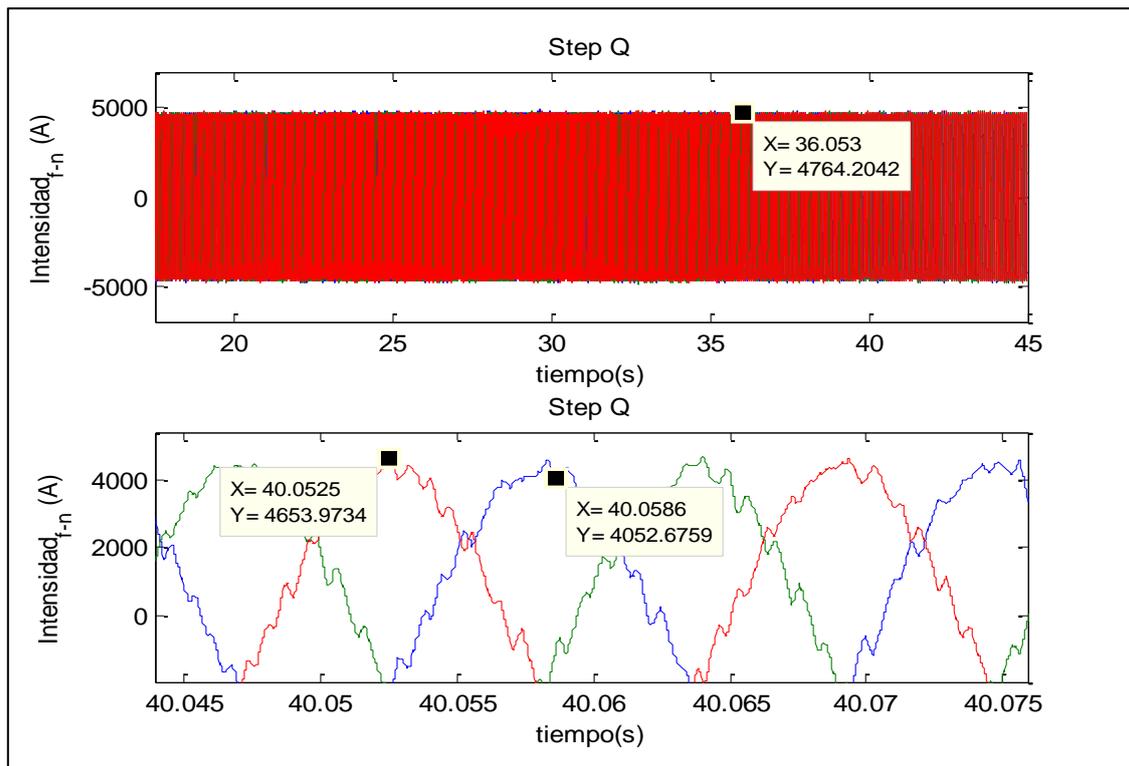


Fig 77 | Intensidad en la carga (A) vs. Tiempo(s) ante escalón de 30 kVar.

En cuanto a la intensidad, presenta pequeñas variaciones en la forma senoidal, que varían en $t = 40.05$ s desde 4650 A hasta 4050 A. El valor medio anteriores es de 4350 A, que corresponde a 2025 kVA.

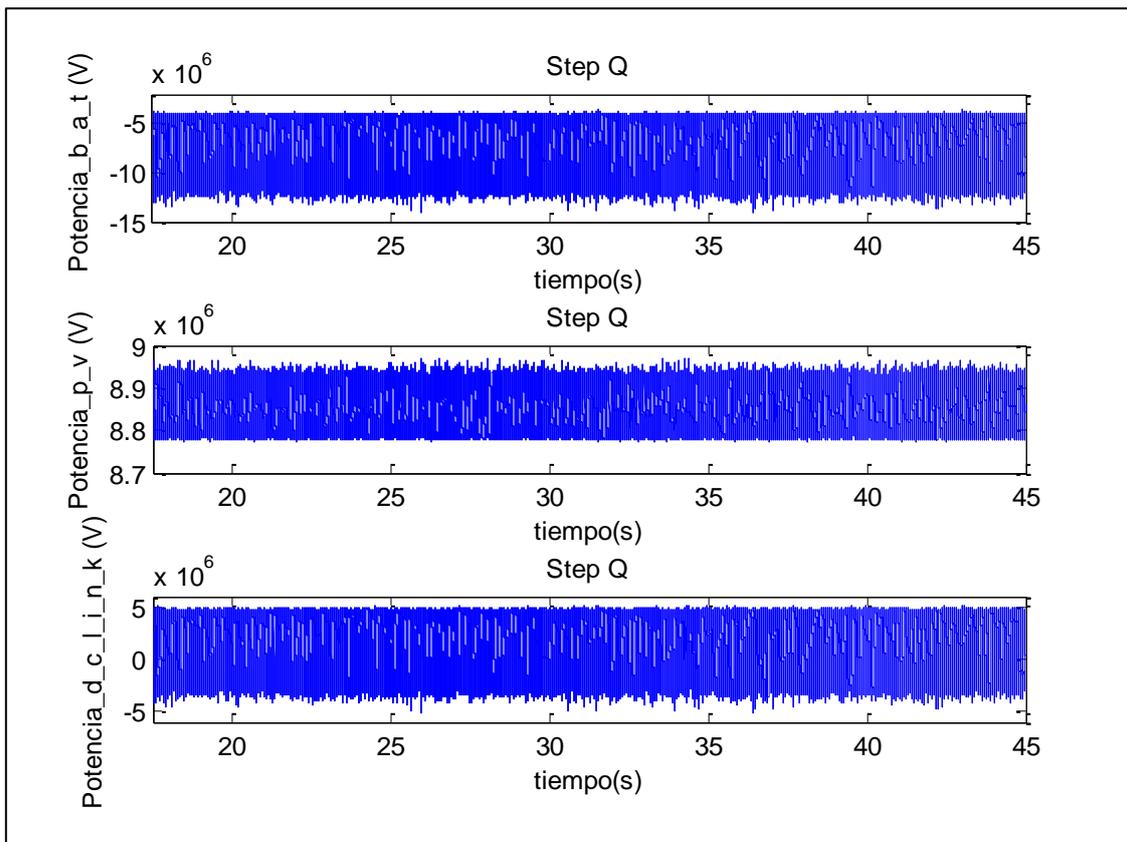


Fig 78 | Potencias de entrada al inversor (W), lado DC vs. Tiempo (s) ante escalón de +30 kVar.

En el lado DC, la suma de las potencias fotovoltaica y de la batería resulta la de entrada al inversor.

En cuanto a la potencia de la batería, se observa que varía enormemente, a pesar que la media entregada sea 7 MW. Ello afecta negativamente a la vida de la batería, ya que corrientes tan variantes acortan los ciclos de la misma.

En cuanto a la potencia del panel, se observa que entrega varía en un 2%, lo cual se considera apto para el sistema.

A continuación se muestra un zoom en $t = 40$ s, donde se observa la fluctuación en las potencias DC.

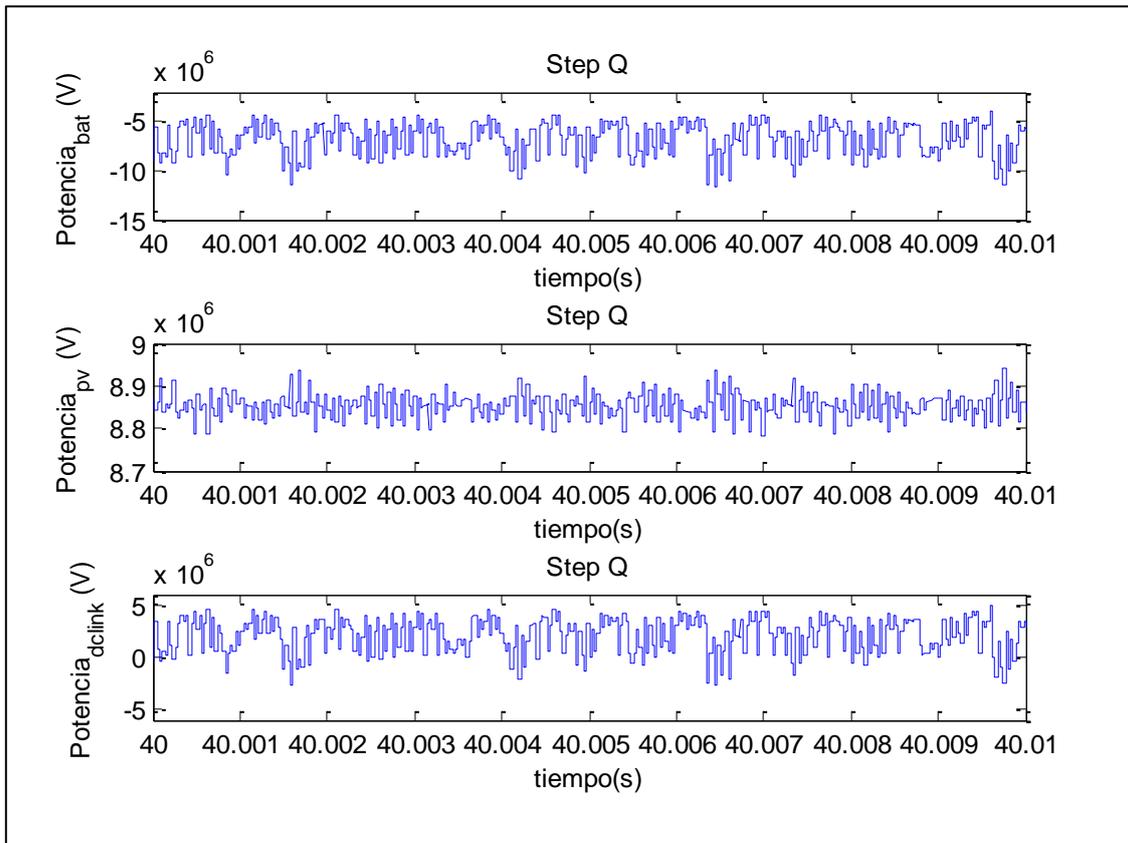


Fig 79 | Potencias de entrada al inversor (W), lado DC vs. Tiempo (s) ante escalón de +30 kVar.

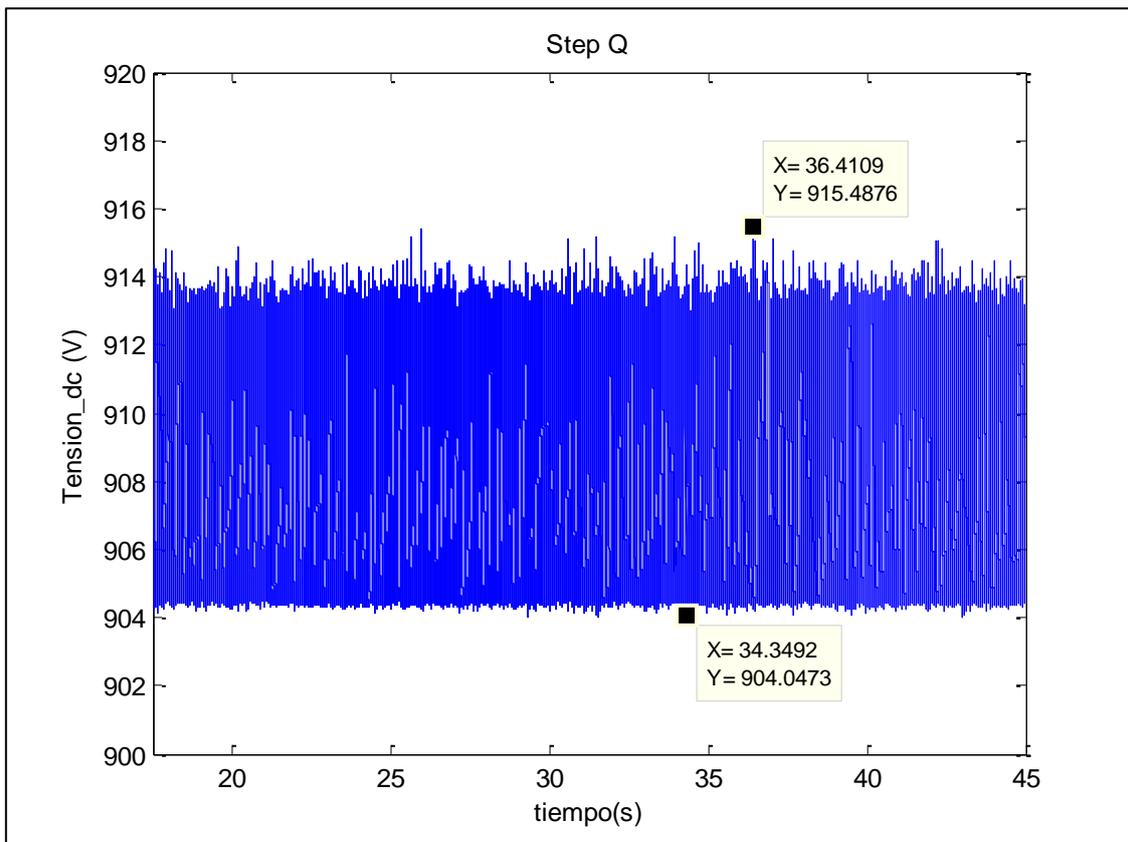


Fig 80 | Tensión en el bus de continua (V) vs. Tiempo (s) ante escalón de +30 kVar.

La tensión del bus de continua oscila entre 904 y 915 V, valores que se desvían un 0.6% respecto a la tensión media, igual a 909 V. A su vez esta tensión difiere en un 1% de la esperada (900 V), por lo que el bus de continua presenta una tensión apta.

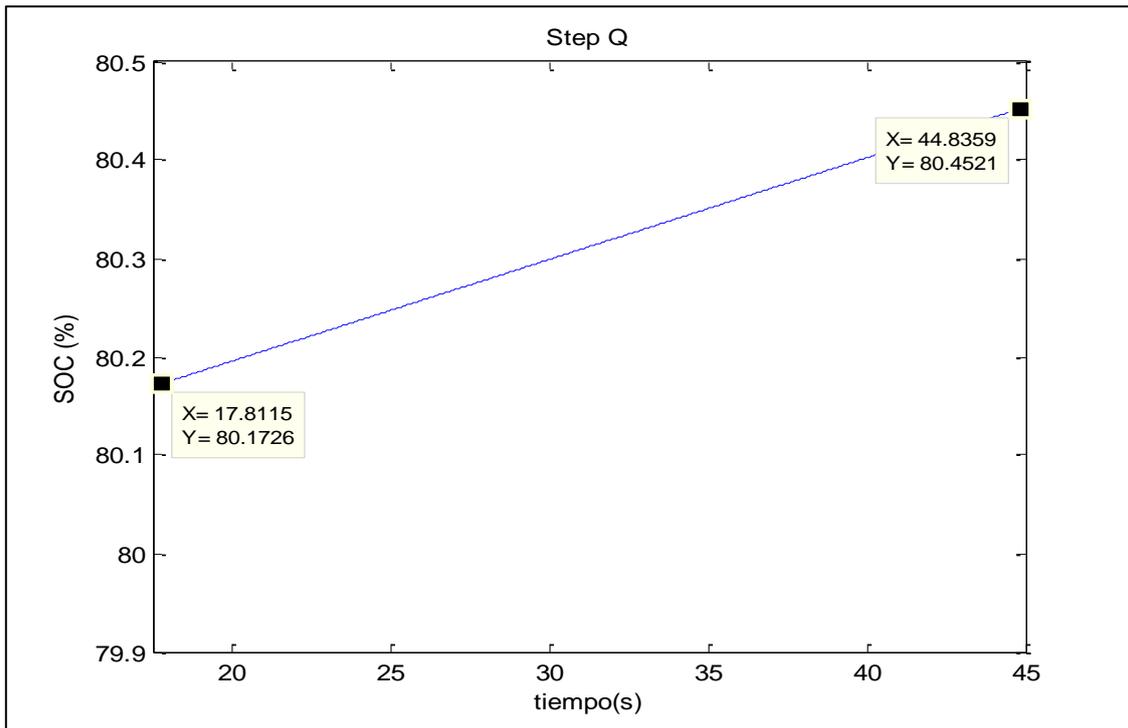


Fig 81 | Estado de carga de la batería (%) vs. Tiempo ante escalón de +30 kVar.

Como cabía esperar, el estado de carga de la batería aumenta, ya que la producción solar es mayor al consumo. Ello se estudiará más detalladamente en el medio plazo.

- Respuesta a escalones de irradiancia.

En esta sección se muestra la respuesta del sistema ante escalones de irradiancia, a partir de una situación de régimen permanente equilibrado de 2 MW y 300 kVar. La irradiancia sigue la forma que se describe a continuación:

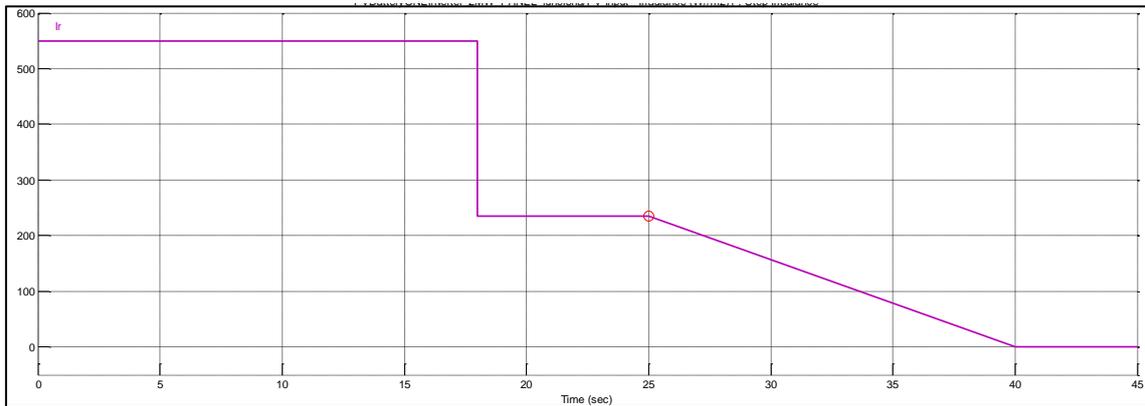


Fig 82 | Input de irradiancia (W/m^2) vs. Tiempo (s)

Los plots de la simulación se muestran a continuación:

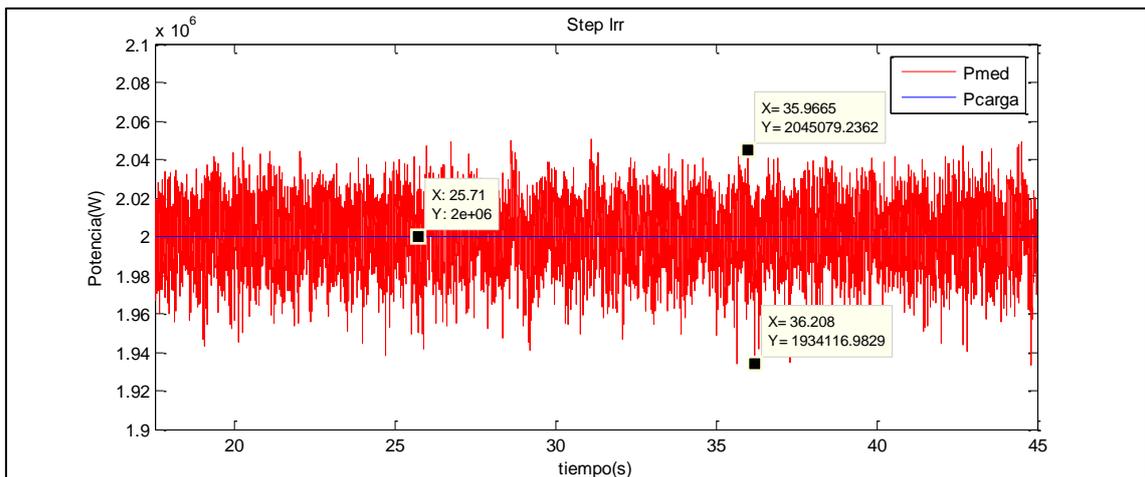


Fig 83 | Potencia (W) vs. Tiempo (s) ante escalones de irradiancia.

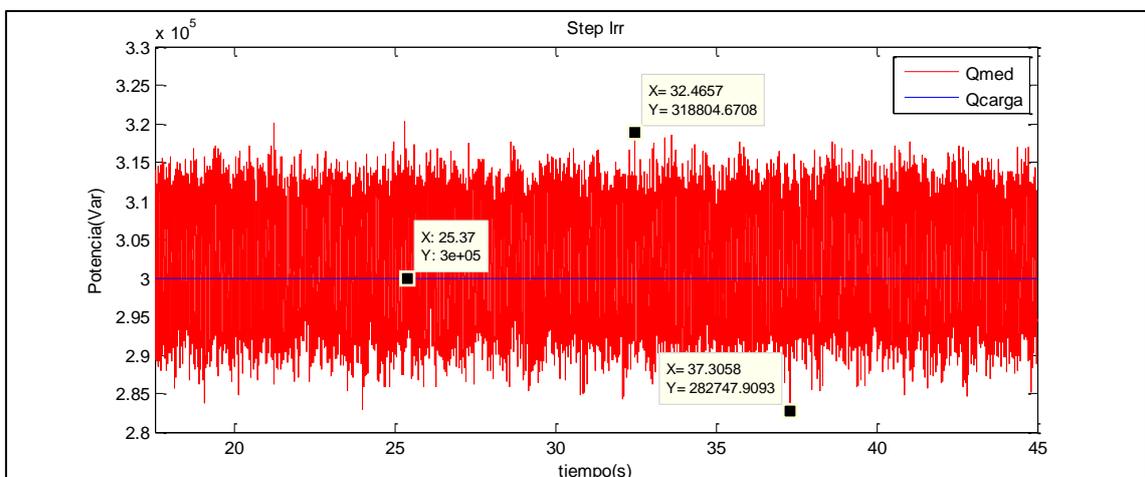


Fig 84 | Potencia (Var) vs. Tiempo (s) ante escalones de irradiancia.

Se observa que de nuevo el modelo introduce un rizado del 12% de la potencia reactiva y del 6% en potencia activa, lo cual repercute negativamente sobre los motores y otros dispositivos.

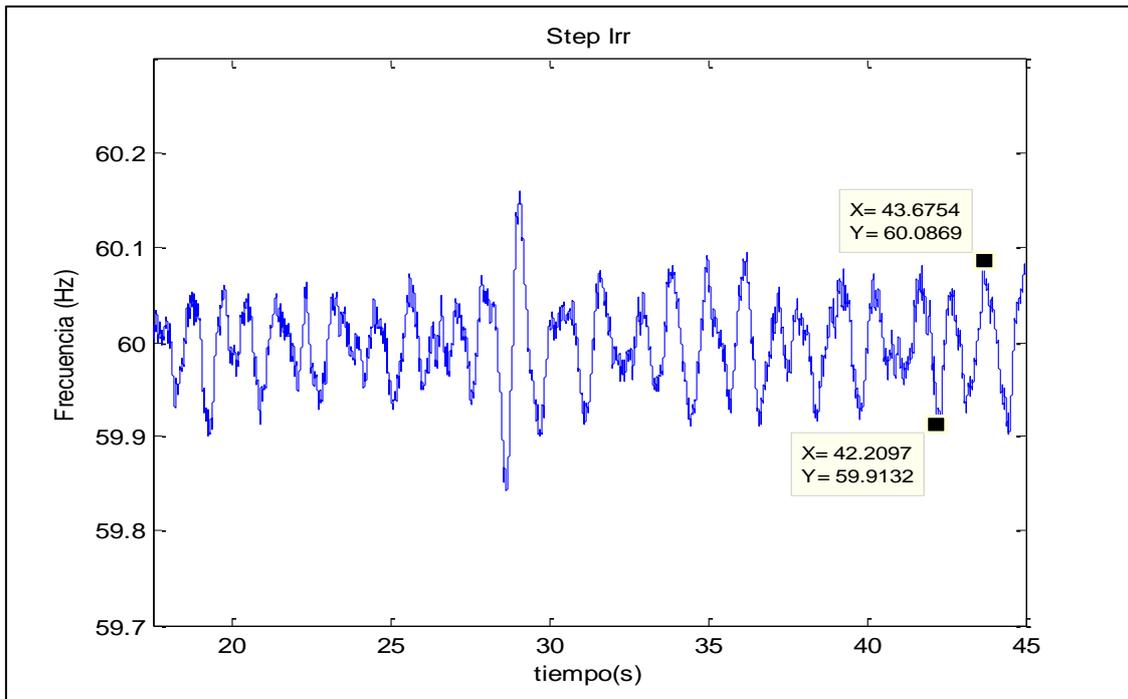


Fig 85 | Frecuencia (Hz) vs. Tiempo (s) ante escalones de irradiancia.

Se aprecia que la frecuencia no fluctúa ante los cambios en la distribución de potencias del lado DC. Por ello la frecuencia permanece entre valores pico de 59.9 y 60.1 Hz.

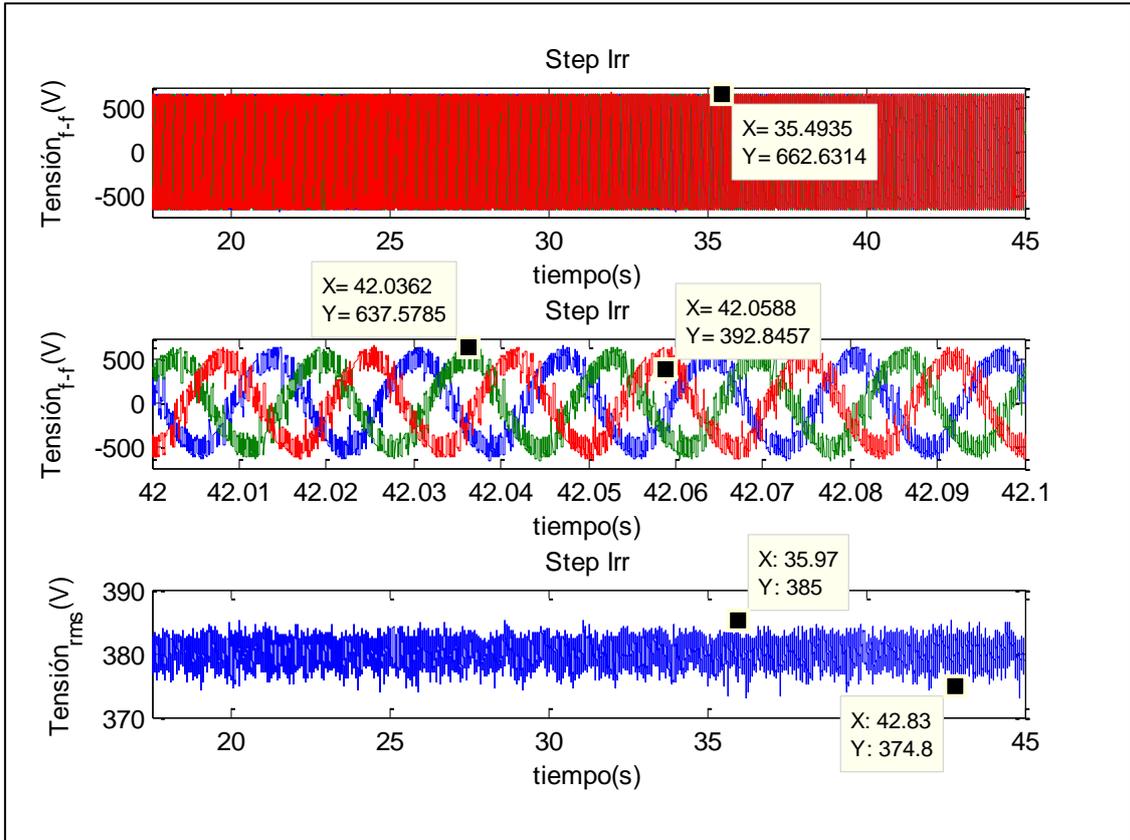


Fig 86 | Tensiones de la carga (V) vs. tiempo(s) ante escalones de irradiancia.

Se observa en la gráfica anterior que la tensión_{ff} presenta un rizado de aproximadamente el 51%.

Por otro lado, el valor eficaz de la componente fundamental de la tensión directa varía entre 385 V y 377 V. Ambos valores (0.984 y 1.01 pu, respectivamente) están permitidos y considerados como voltaje adecuado, por lo que en cuanto a tensión eficaz a la frecuencia fundamental el sistema funciona correctamente.

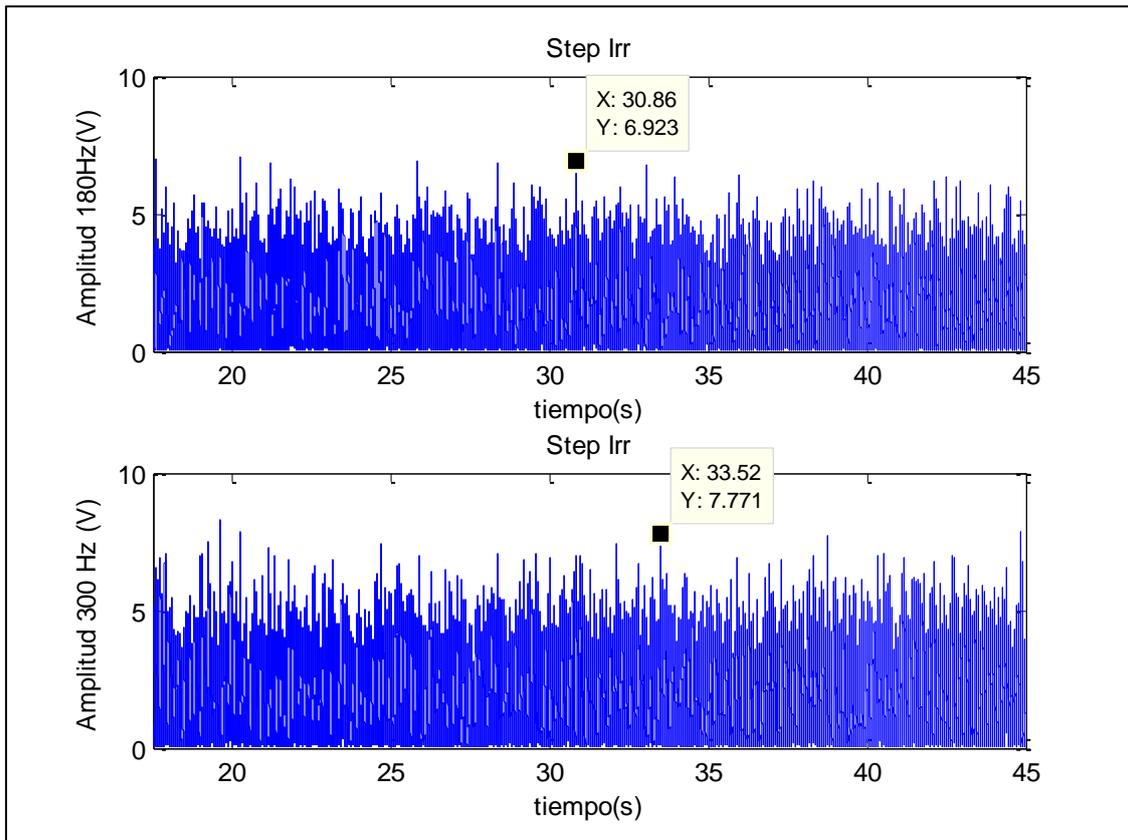


Fig 87 | Amplitud de la tensión en el 3er y 5º armónico (V) s. tiempo(s) ante escalones de irradiancia.

En cuanto a la distorsión armónica de las componentes 3era y 5ª de la tensión, se tiene que las amplitudes no sobrepasan los límites:

$$✓ \quad IHD_3 = \frac{6.9}{380\sqrt{2}} = 1.4\% < 6.5\%. \quad (22)$$

$$✓ \quad HD_3 = \frac{7.7}{380\sqrt{2}} = 1.5\% < 7.5\%. \quad (23)$$

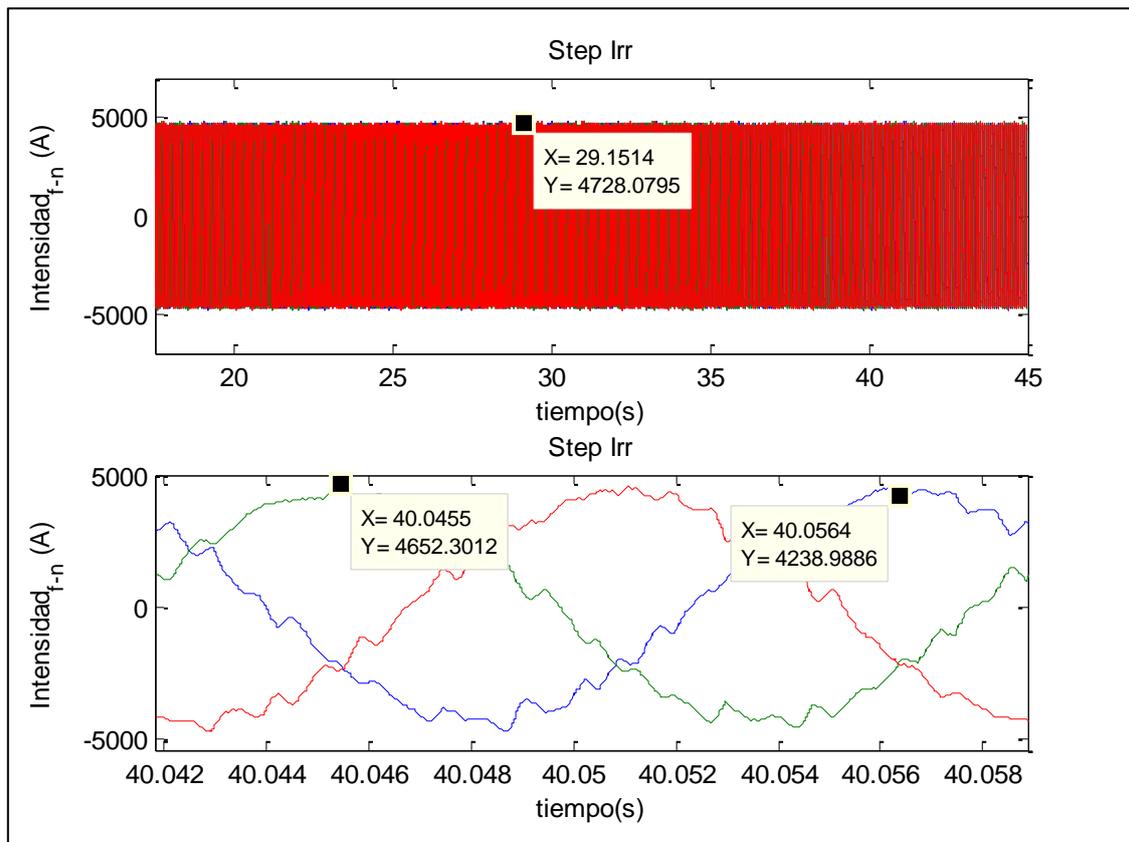


Fig 88 | Intensidad en la carga (A) vs. Tiempo(s) ante escalones de irradiancia.

En cuanto a la intensidad, presenta pequeñas variaciones en la forma senoidal, que varían en $t = 40.05$ s desde 4650 A hasta 4250 A. El valor medio anteriores es de 4350 A, que corresponde a 2025 kVA.

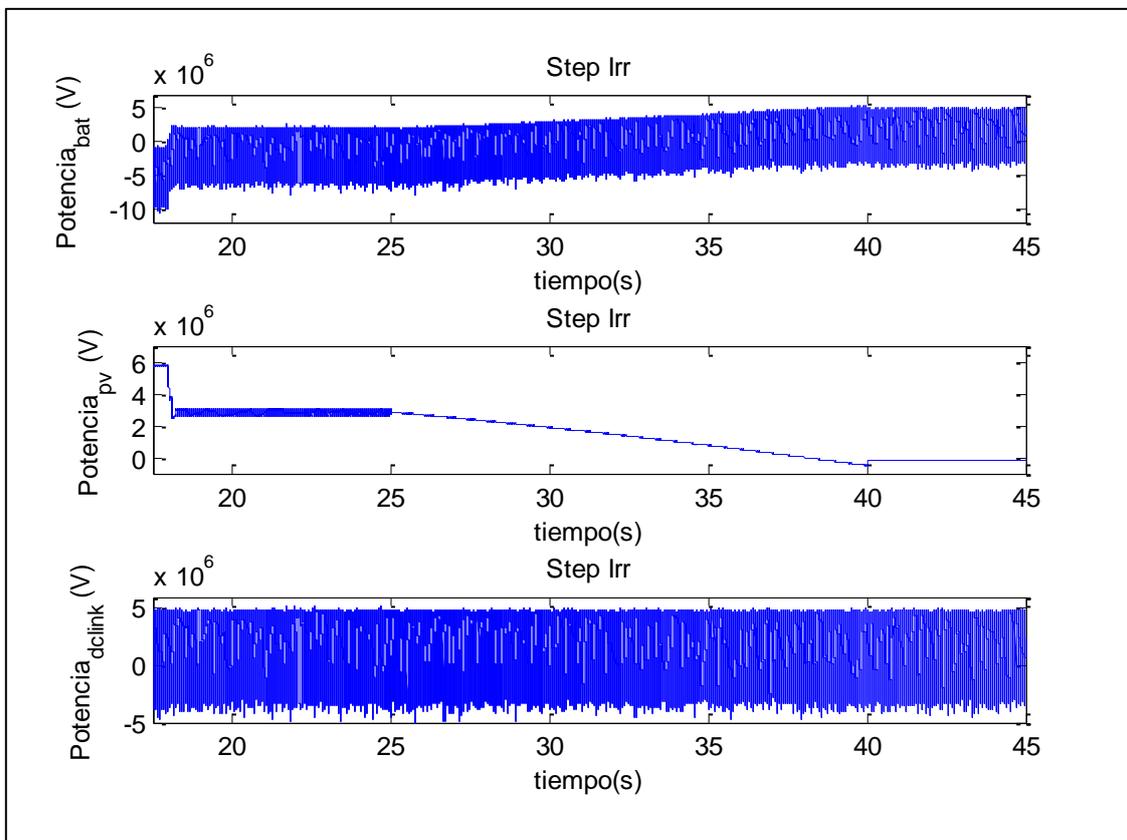


Fig 89 | Potencias de entrada al inversor (W), lado DC vs. Tiempo (s) ante escalones de irradiancia.

En el lado DC, la suma de las potencias fotovoltaica y de la batería resulta la de entrada al inversor.

En cuanto a la potencia de la batería, se observa que varía enormemente. Ello afecta negativamente a la vida de la batería, ya que corrientes tan variantes acortan los ciclos de la misma.

En cuanto a la potencia del panel, entrega la potencia que le corresponde correctamente, como se demostrará más adelante

A continuación se muestra un zoom en $t = 20$ s, donde se observa la fluctuación en las potencias DC.

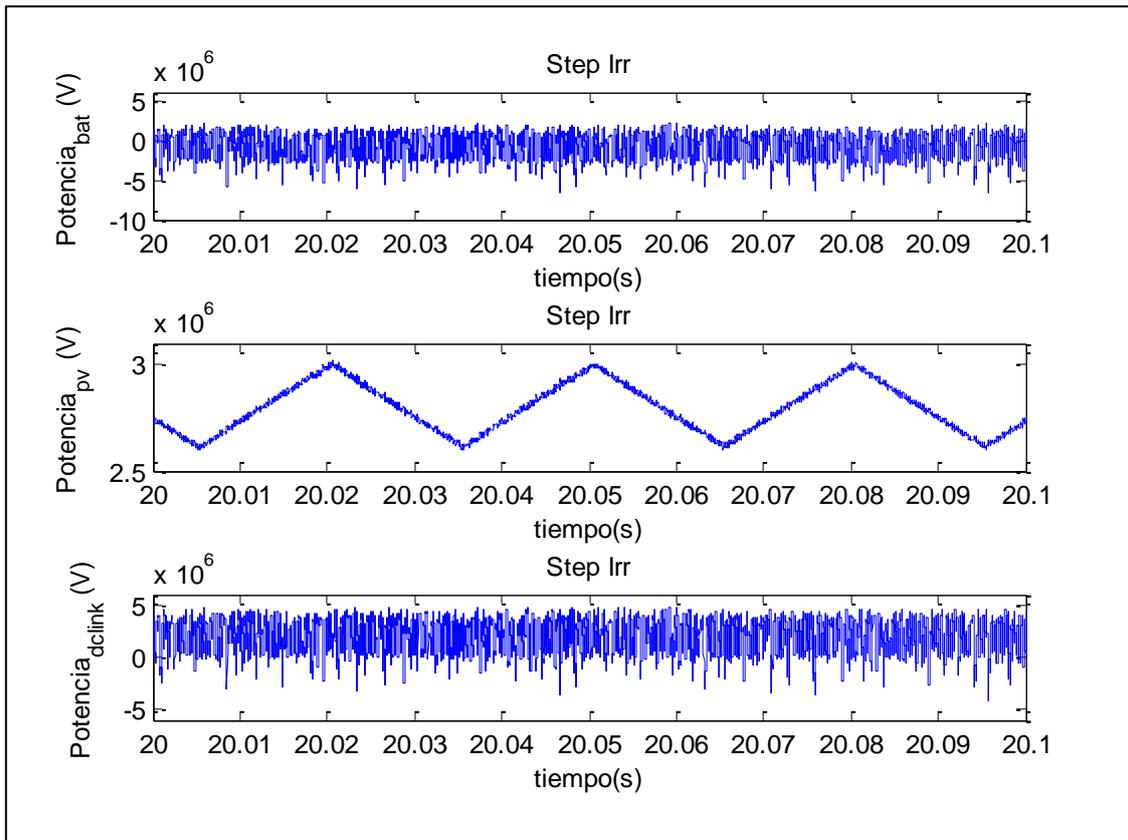


Fig 90 | Potencias de entrada al inversor (W), lado DC vs. Tiempo (s) ante escalones de irradiancia.

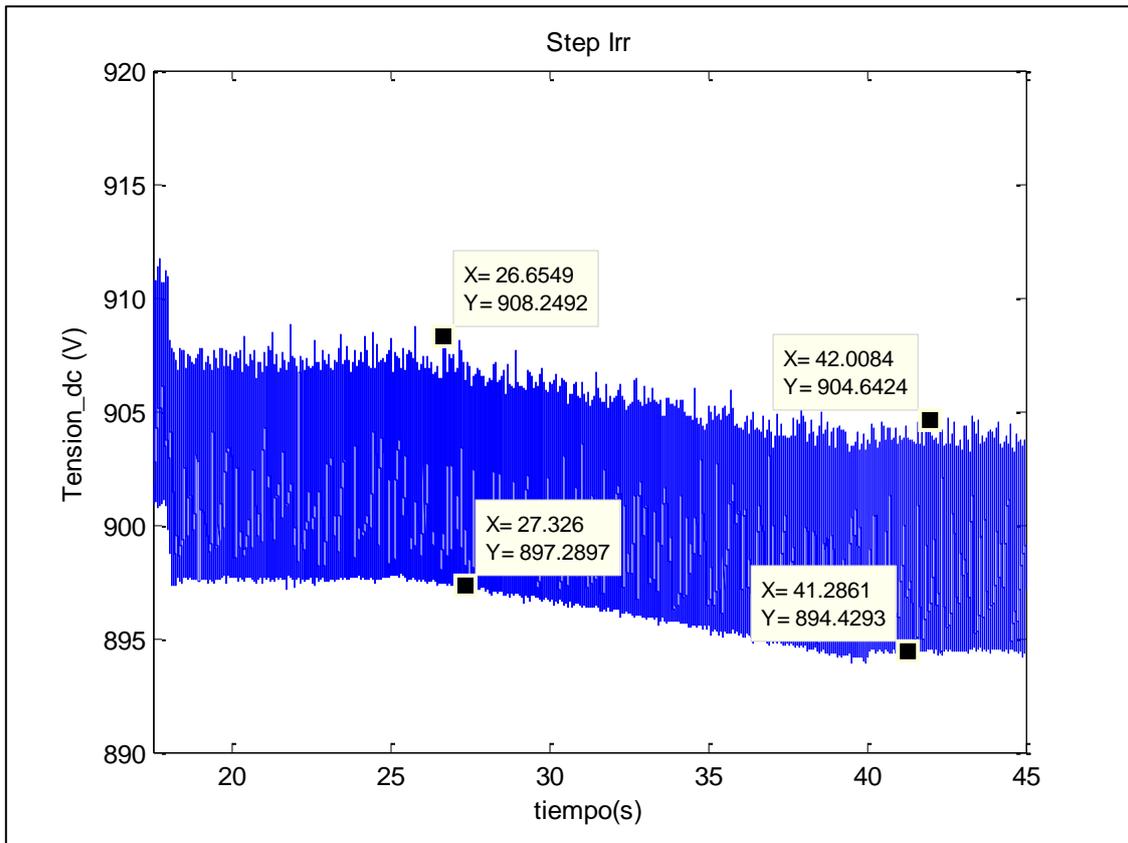


Fig 91 | Tensión en el bus de continua (V) vs. Tiempo (s) ante escalones de irradiancia.

Como se esperaba, la tensión en el lado de continua sufre modificaciones. Sin embargo, la tensión permanece cercana al valor deseado, 900 V.

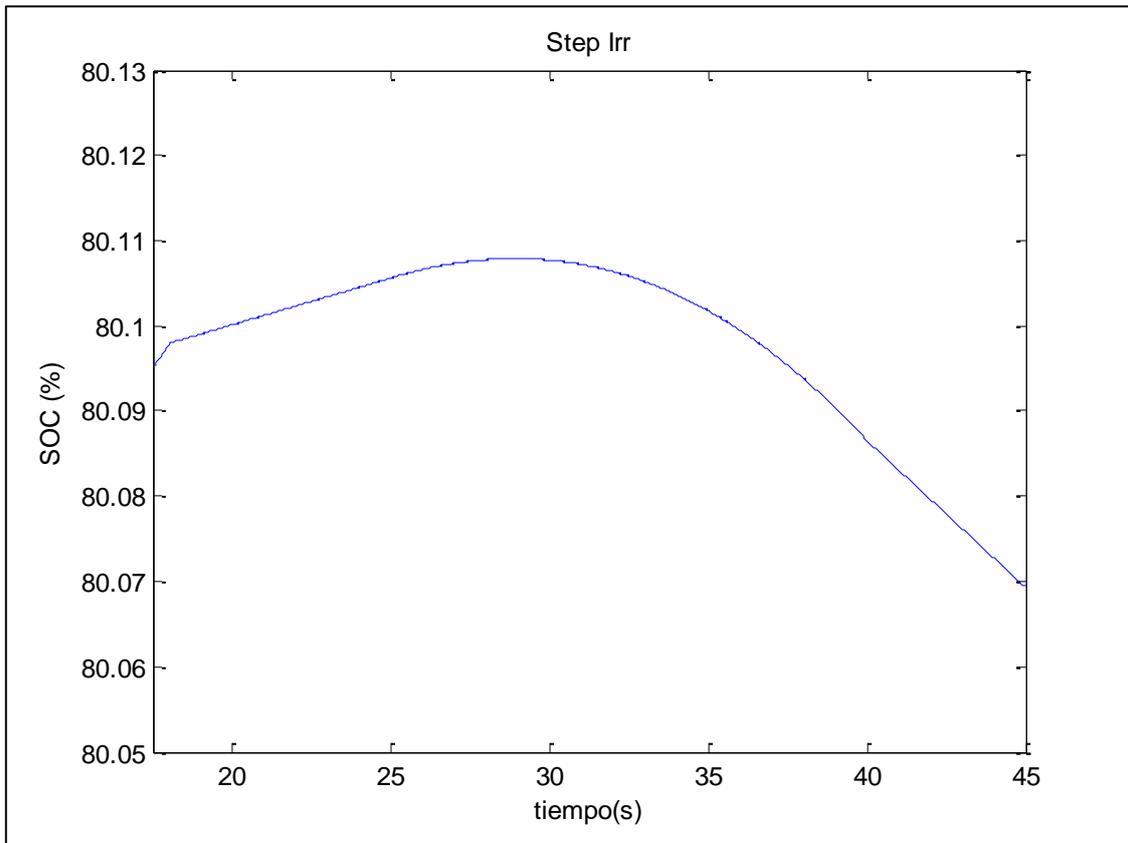


Fig 92 | Estado de carga de la batería (%) vs. Tiempo ante escalones de irradiancia.

Como cabía esperar, el estado de carga de la batería aumenta cuanto mayor es la irradiación, y disminuye cuando el panel entrega menor potencia a la demandada.

Por último se muestra la relación real entre irradiancia y generación fotovoltaica, y entre SOC y potencia de la batería:

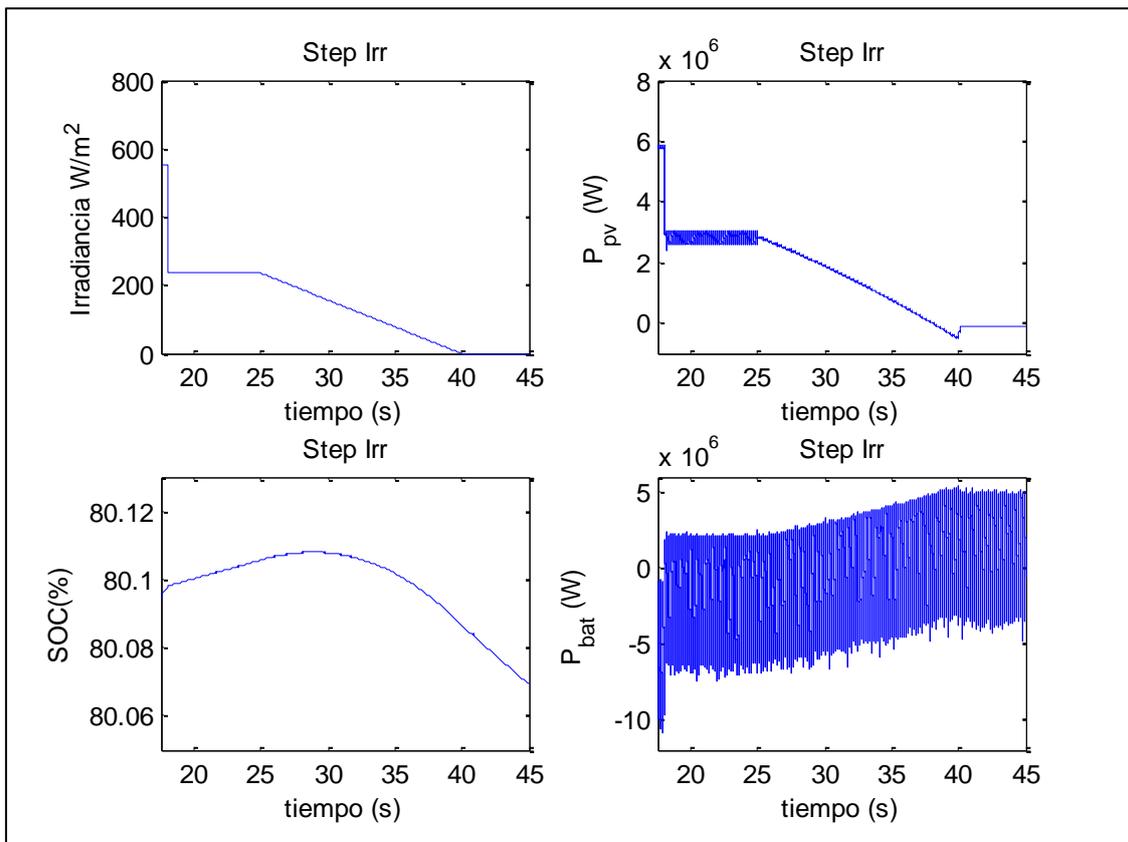


Fig 93 | Relaciones P_{pv} - I_{rr} y SOC- P_{bat} ante escalones de irradiancia.

3.2.4. Estudio del medio plazo.

El objetivo de esta sección es analizar el régimen permanente de las variables de control, así como evaluar el dimensionamiento de la batería para el correcto funcionamiento del sistema. En esta sección no se evaluará el IHD, ya que en el corto plazo se comprobó satisfactoriamente su valor ante grandes perturbaciones.

Para ello se presentará unas irradiancia y demanda variables:

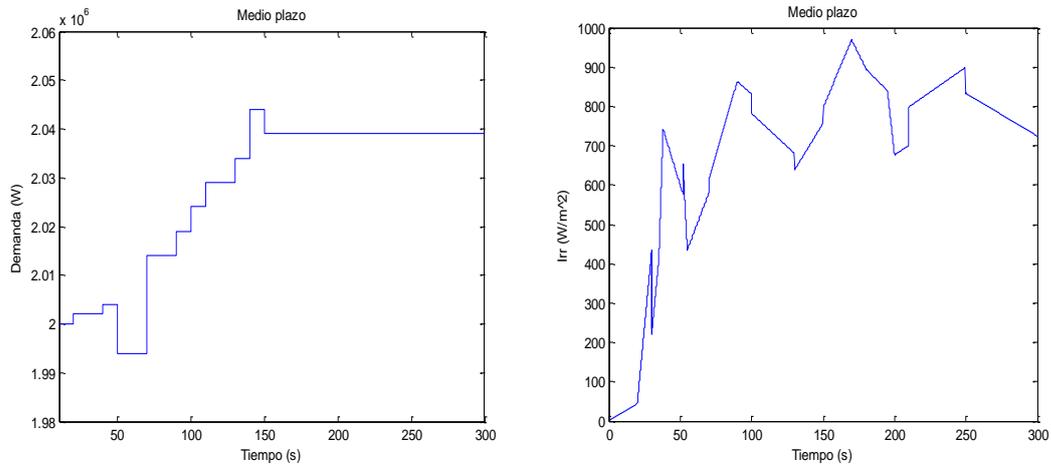


Fig 94 | Demanda e irradiación para el medio plazo

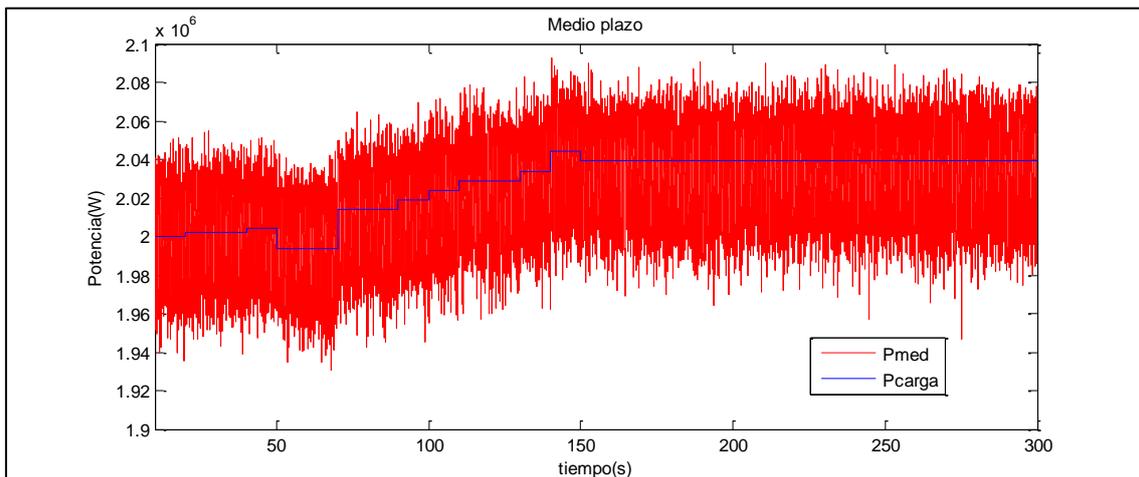


Fig 95 | Potencia (W) vs. Tiempo (s) en el medio plazo

Como se observa, la potencia real sigue la forma de la demanda, de nuevo con un rizado del 5%.

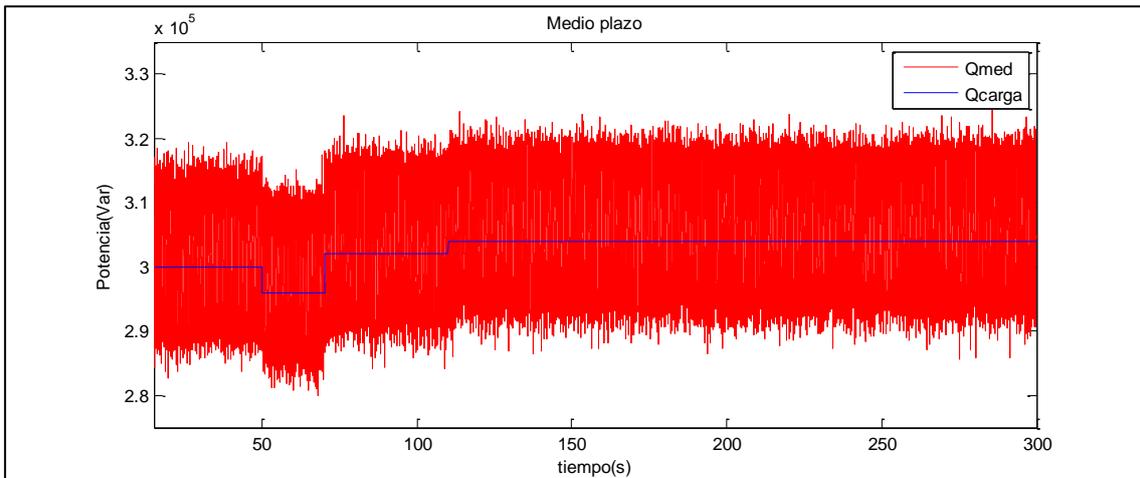


Fig 96 | Potencia (Var) vs. Tiempo (s) en el medio plazo.

Lo mismo se puede concluir de la potencia reactiva, donde el rizado es algo superior (3%)

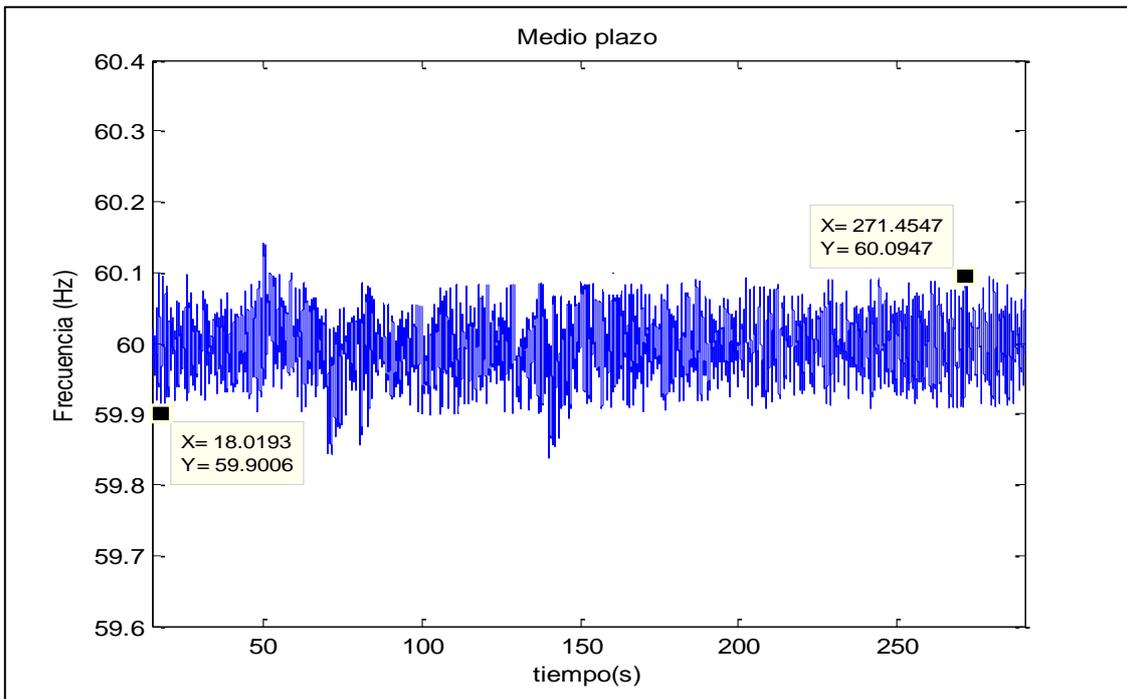


Fig 97 | Frecuencia (Hz) vs. Tiempo (s) en el medio plazo.

En este caso, el interés viene a partir de 150 s, donde dejan de producirse steps en la demanda, y a partir de donde, por tanto, la frecuencia debe mantenerse entre 59.9 y 60.1 Hz. Como demuestra la figura anterior, en ningún instante a partir de dicho tiempo se superan los límites, por lo que cumple con la normativa. Esta respuesta es

de peor calidad con respecto a la del generador diésel, ya que la frecuencia varía peligrosamente cerca de los límites.

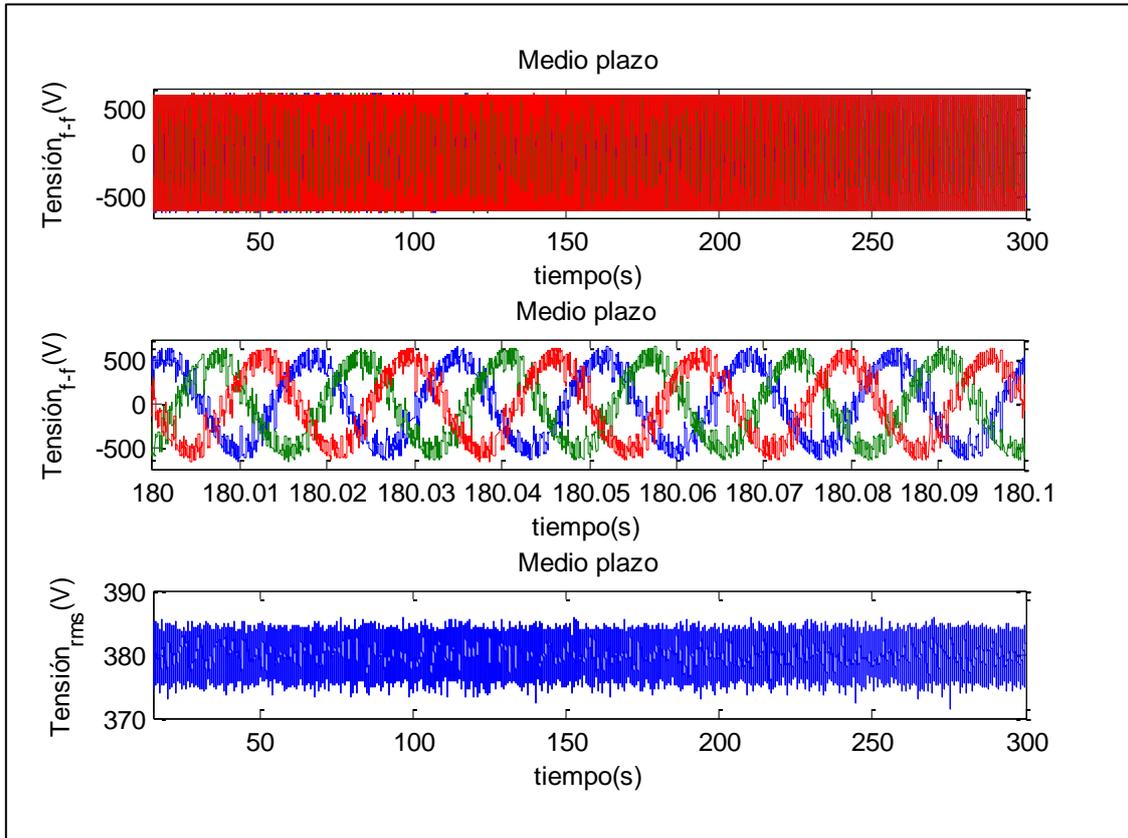


Fig 98 | Tensión (V) vs. Tiempo (s) en el medio plazo

En cuanto a la tensión, se aprecia en la imagen anterior que el valor medio de la componente fundamental directa de la tensión se encuentra dentro del margen de voltaje adecuado, según la ley brasileña ($347 < V < 398$ (V)).

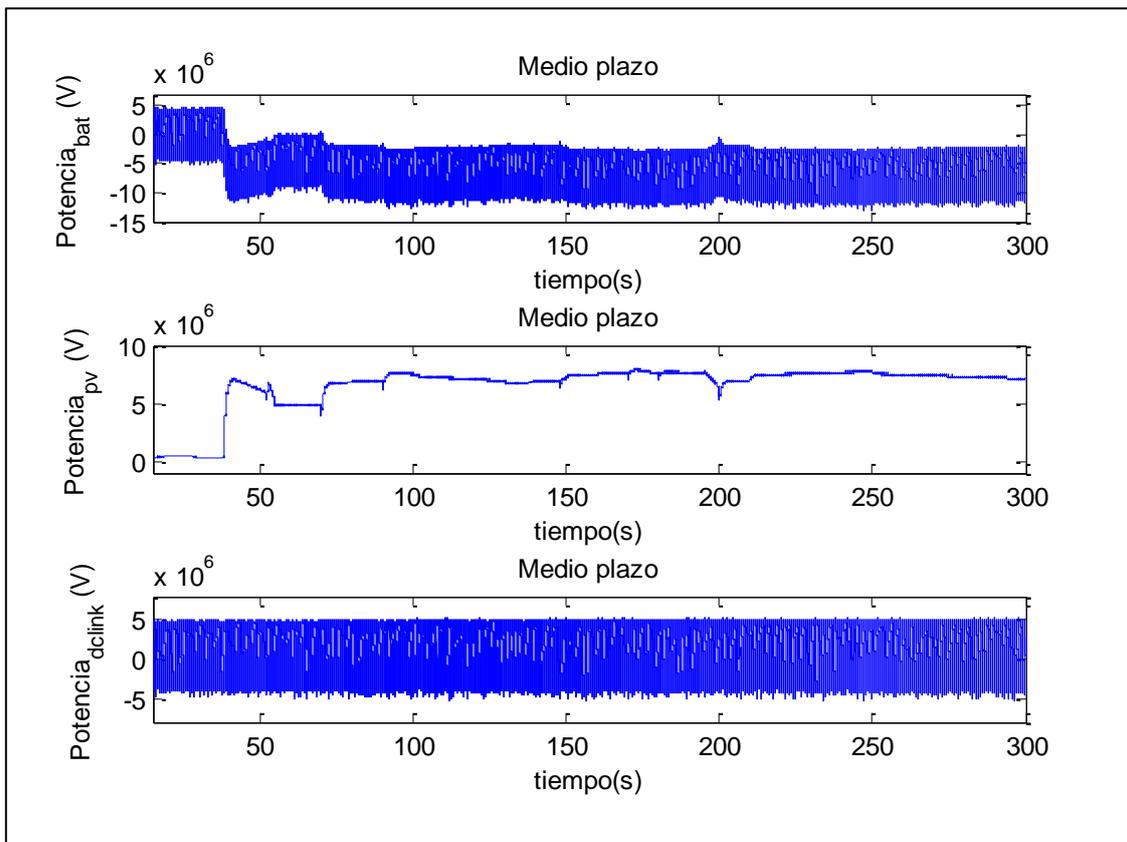


Fig 99 | Potencias (W) en el lado DC en el medio plazo.

En este apartado cabe destacar cómo responde la batería ante variaciones en la generación fotovoltaica. Se observa que en todo momento la potencia en el punto de entrada al inversor es constante, lográndose así una gran ventaja: permitir el funcionamiento del lado AC independientemente del mix de generación DC.

A continuación se muestra un detalle de las potencias anteriores, en $t = 220$ s:

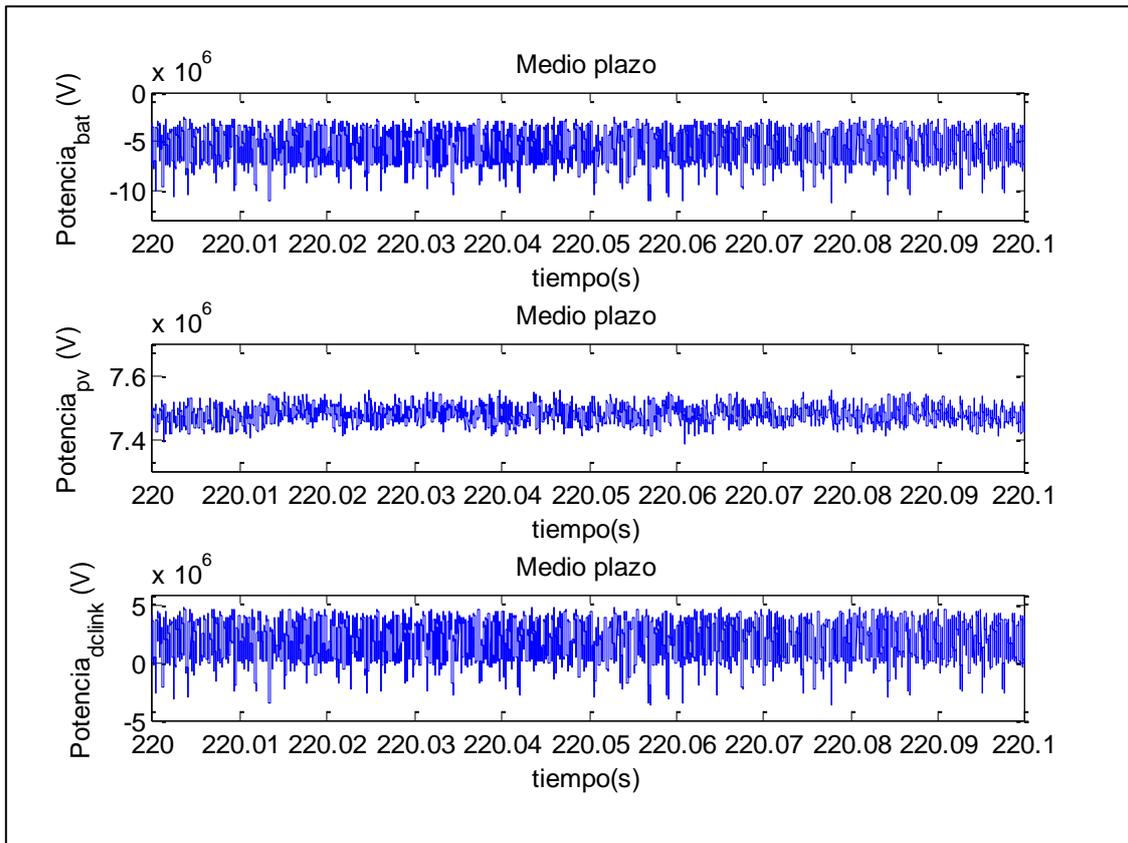


Fig 100 | Potencias (W) en el lado DC en el medio plazo.

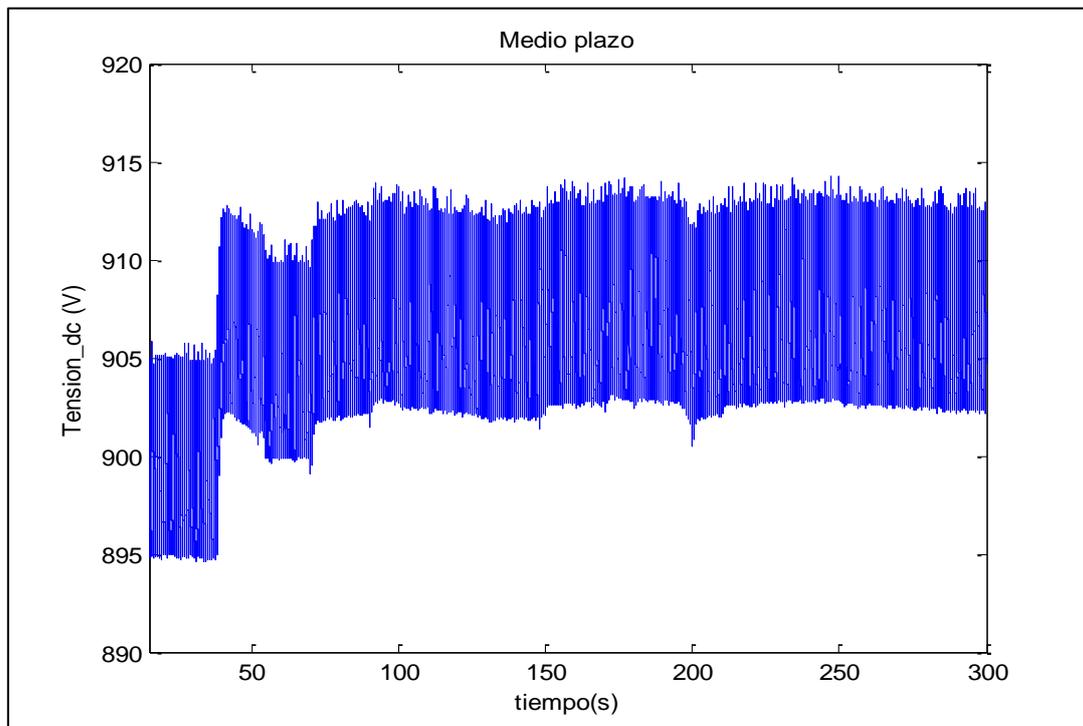


Fig 101 | Tensión del bus de continua (V) en el medio plazo.

Sí es conveniente mencionar que la tensión de continua sufre variaciones cuando la irradiación también lo hace. Sin embargo, la diferencia entre la tensión DC con 0 W/m^2 y la tensión DC con, aproximadamente, 1000 W/m^2 es menor al 1 %.

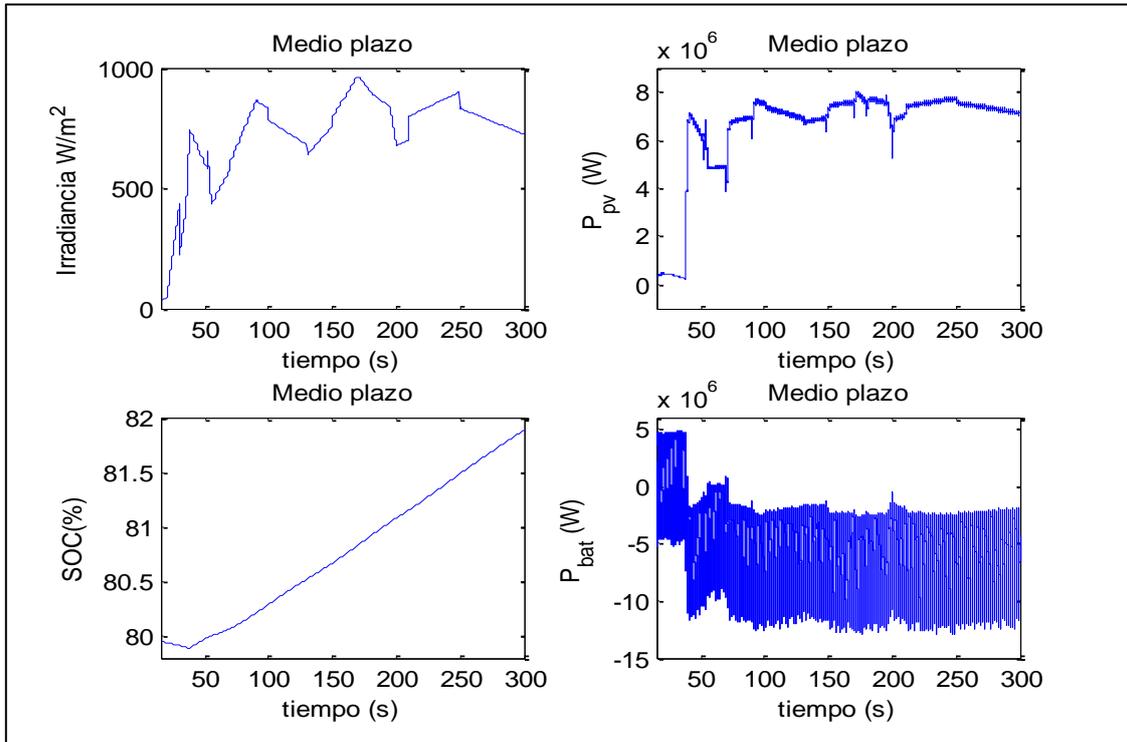


Fig 102 | Relaciones P_{pv} - I_{rr} y SOC- P_{bat} en el medio plazo.

Por un lado, tal y como muestra la imagen anterior, la potencia entregada por el panel presenta una forma proporcional a la irradiancia.

Por otro lado, se observa que el estado de carga de la batería disminuye en los primeros instantes donde la irradiancia está cercana a 0, y aumenta cuando la irradiancia es elevada.

Se aprecia que desde $t=50 \text{ s}$, el estado de carga de la batería crece a un ritmo medio de $0.0063\%/s$. Esto ocurre para un irradiancia media de 725 W/m^2 , y una potencia media en la batería de -6.1 MW .

Sin embargo, la situación diaria es de 2 MW - 2200 A de carga durante 12-14h. Por tanto, considerando la nueva intensidad de carga, se obtiene que la batería se cargará a un ritmo de $0.0019 \%/s$, lo que en 12h supondría una variación del SOC de 89%. A este valor se le ha de restar las pérdidas del 15%, por lo que la variación real del estado

de carga será de 75%. Así, se confirma que el SOC de la batería se podrá mantener entre los valores deseados: 20% y 95%.

4. Conclusiones.

Como se ha podido comprobar, la respuesta del generador diésel es óptima: la tensión y la frecuencia tienen una respuesta óptima tanto en el régimen transitorio como el régimen permanente. El principal inconveniente de este escenario es la pérdida de potencia desde el generador a la carga, lo cual se traduce en una diferencia entre el valor real y el de referencia en régimen permanente.

En cuanto al escenario renovable, se observa cómo las respuestas de frecuencia y tensión empeoran. En mayor medida la frecuencia, cuyo valor de régimen permanente se aproxima mucho al límite permitido. También cabe destacar que el escalón de 200 kW simulado supuso una frecuencia transitoria excesivamente cercana al mínimo de frecuencia permitido. Con respecto a la tensión, se observa que presenta un rizado de hasta el 50%. No obstante, el valor eficaz de la componente fundamental directa oscila levemente respecto al valor de referencia, aunque es un valor bajo (2%), y permitido por la norma. La ventaja más importante de este escenario en cuanto a suministro es que el inversor contempla las caídas en el transformador y el choke a su salida, por lo que el valor medio de la tensión eficaz fundamental directa es más cercano a la referencia que en el escenario diésel.

Se observa también que el panel entrega la potencia que le corresponde, dependiendo de la irradiancia.

Por último, respecto a la batería, cabe mencionar que el valor de intensidad de entrada varía en exceso, y supone una disminución en la vida de la misma. Una solución podría ser incrementar la tensión del bus de continua, de manera que la intensidad entregada sea menor.

También se aprecia que el estado de carga es consecuente con la capacidad de la batería, y que su dimensionado, por tanto, es correcto.

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En esta sección se llevará a cabo un análisis de los resultados obtenidos en el capítulo anterior, donde se evaluará desde un punto de vista técnico y desde un punto de vista económico los escenarios simulados.

1. Análisis técnico.

En esta sección se analizará el comportamiento de cada escenario, así como las ventajas y desventajas de cada uno.

1.1. Análisis técnico del escenario diésel.

Tras la simulación del corto plazo, caben destacar los siguientes aspectos:

- La regulación de frecuencia es excepcional, con una respuesta a perturbaciones muy rápida, y un valor constante de 60 Hz tras la estabilización preciso. Es decir, el generador responde en régimen transitorio con un sobrepaso muy pequeño, y alcanza muy precisamente la frecuencia de referencia en régimen permanente.
- La tensión en la carga toma un valor cercano al deseado (0.995 pu), aunque debido a las pérdidas en la línea y los transformadores, la tensión que alcanza la carga es ligeramente inferior.
- Por la razón anterior, las potencias activa y reactiva demandadas por la carga son mayores a la que el generador entrega.
- Ante escalones de reactiva, típicos en arranque de motores asíncronos, la respuesta en potencias es de peor calidad, aunque la frecuencia y tensión se mantienen dentro de límites permitidos.

1.2. Análisis técnico del escenario pv-baterías.

- La regulación de frecuencia tiene una respuesta de peor calidad, aunque cumpliendo siempre la normativa del sistema eléctrico brasileño, tanto para régimen permanente como para dinámico.

Como se simuló en el escalón de activa, la frecuencia cayó hasta el mínimo de frecuencia permitido, lo cual quiere decir que para cualquier escalón mayor la frecuencia alcanzaría un valor ilegal.

- La regulación de tensión se encuentra dentro de los márgenes permitidos, aunque presenta un rizado de hasta el 50%. Como ventaja, el inversor tiene en cuenta las pérdidas en el transformador y el chopper, por lo que la tensión en la carga es en valor medio más precisa. Además, como se comentó anteriormente, la distorsión armónica es menor a la máxima permitida.
- Las potencias, como desventaja de este escenario, presentan un pequeño rizado. Sin embargo, sucede lo mismo que con la tensión. Dado que el inversor contempla las pérdidas indeseadas en el camino desde él mismo hasta la carga, la potencia en valor medio es más precisa.
- Ante escalones de reactiva, las respuestas en potencia no empeoran, lo cual sí sucedía en el escenario primero.
- Los escalones y rampas en la irradiancia, al ser una conexión batería-pv DC, no afectan a la respuesta de tensión y frecuencia, influyendo única y levemente (1%) en la respuesta de la tensión DC. Es por ello que la variación en la irradiancia no supone un problema para la estabilidad de la red, lo cual supone una gran ventaja.
- El principal inconveniente de este escenario es la intensidad de carga y descarga de la batería. Como se observa en los plots, la intensidad entregada por la batería varía enormemente, lo cual repercute negativamente sobre la vida de la misma. La opción más sencilla sería elevar la tensión DC, para que la batería disminuya su intensidad.
- Otra desventaja de este escenario es la dependencia total de un único inversor central. Esto hace que el sistema esté totalmente sujeto a una única fuente de suministro.
- Dado que el convertidor DC-DC fue modelado idealmente, no se introdujeron las problemáticas en la estabilidad que el modelo real trae consigo.

2. Análisis económico.

2.1. Análisis del escenario fósil.

En el análisis económico de este escenario, el coste del sistema de generación viene determinado principalmente por el consumo de diésel y el mantenimiento.

Los generadores principales (2x910 kVA) de la isla son de la marca Caterpillar, y dado que el producto está adquirido, el coste de adquisición no formará parte del análisis.

Se estima que el consumo diario es de media 12000 litros (0.3-0.5 litros/kWh a plena carga), y corresponde a un precio de la electricidad de 380 \$/MWh.

El precio del litro de diésel al por menor fue en 2013, 1.90\$/L, valor casi tres veces mayor a la media de Brasil, 0.7 \$/L.

Por tanto, el coste asociado al combustible es de 22800 \$/día, y de 8208000 \$/año.

En cuanto a los costes asociados al funcionamiento de la máquina (Ver Anexo A), Caterpillar ofrece contratos de mantenimiento para instalaciones de generación distribuida, y ha desarrollado varios niveles de servicio, lo que ha bautizado como 'Watchguard Generator Service'. Además, ofrece un desarrollo de los costes por nivel durante los 20 primeros años.

Por tanto, se puede concluir que los costes de mantenimiento alcanzan un total de 14990 \$/año de media durante los 20 primeros años, incluyendo todos los niveles.

2.2. Análisis del escenario fotovoltaica-baterías.

El análisis económico de este escenario tiene como costes principales el grupo de paneles fotovoltaicos, el banco de baterías, el convertidor DC, y el inversor.

En cuanto al panel fotovoltaico (ver Anexo B), según lo estudiado en el capítulo 4, será del modelo SUNPOWER SPR-305-WHT, con un total de 7 módulos en serie, y 4200 en paralelo. Su garantía es de 25 años hasta una pérdida de 20% en la potencia de salida. El coste asociado al conjunto de paneles, transporte, y de su instalación se estima en 15800000 \$.

Los costes de mantenimiento en este escenario son principalmente debidos al inversor y batería, por lo que no se tendrán en cuenta en el panel.

La batería a utilizar será VRS12-100C. Es una batería de plomo del tipo VRLA, de estructura AGM (Absorbent Glass Matt), diseñada específicamente para aplicaciones de deep-cycle, con unos resultados por tanto eficientes en el uso de energías alternativas. Una ventaja es que casi no necesita mantenimiento y, dado que no expulsa gas, tampoco necesita ventilación. Tiene la habilidad de funcionar efectivamente en rangos grandes de temperaturas, desde -40 °C hasta 60.

La batería presenta una tensión nominal de 12 V, y una capacidad de 110 Ah. Según el fabricante (Véase Anexo C), la tensión de salida para una corriente constante de descarga de 5.5 A durante 20 h es de 10 V, por tanto, para alcanzar los 2200 A de descarga a 900 V durante dicho tiempo se requerirá un total de 90x400 baterías. Ello se traduce en un coste final de 6100000 \$, incluyendo transporte e instalación, lo cual se considera el precio anual, ya que la batería pierde un 36 % de su capacidad a los 12 meses, fecha donde debe ser cambiada.

En cuanto al convertidor DC-DC, tal y como se comentó en el apartado de modelado, se trata de un modelo ideal. Es por ello que para incluirlo en el análisis económico, se asumirá un modelo real, un convertidor de cuatro etapas de 2 MW, con 20 años estimados de operación, con un $V_{\text{output}} = 900 \text{ V}$ y una tensión de entrada variable entre 0 y 100 V, cuya estructura es la siguiente:

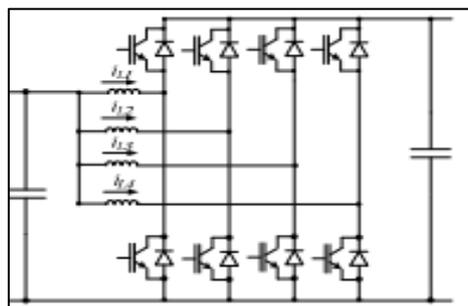


Fig 103 | Esquema de convertidor DC-DC 4-stage interleaved

Los costes de los componentes que intervienen en su diseño son los siguientes:

Componente	Precio (\$)
Inductor	36000

Módulos IGBT	10800
Sistema de enfriamiento de agua	15000
IGBT drive	2900
Control board	1000
Sensors	3000
Capacitor bank	6000
Cable and bus bar	5000
Enclosure	2000
Miscellaneous	3000
Total	84700

Fig 104 | Costes del convertidor DC-DC

Por último, encontrar un inversor de características idénticas al modelado no es posible ya que, éstas nuevas técnicas de control en los inversores son conceptos modernos y sólo se han comercializado desde hace menos de un par de años.

Sin embargo, existen ofertas para el concepto físico de inversor en sí. El inversor más adecuado es el PVS800-IS-2000kW-C, marca ABB (Ver Anexo D).

Con 25 años de vida útil, el coste total del transporte y la instalación, incluyendo un transformador de 3MVA 380 V/25 kV, se estima en 970000 \$.

2.3. Análisis comparativo.

Escenario	Diésel	Fotovoltaica-Batería
Coste total anual(\$/año) – hasta 20 años.	8,223,000	6,774,200
Precio electricidad sin subvención (\$/MWh)	475.87	392.03
Años hasta amortización	-	6

Fig 105 | Tabla comparativa de precios de cada escenario.

En la evaluación del coste total anual, se estableció un límite de 20 años, ya que a partir de dicha fecha no se conocen los datos de mantenimiento del generador.

3. Conclusiones.

La respuesta del generador es, en cuanto a estabilidad y calidad del suministro, mejor que la del escenario pv-baterías. Sin embargo, la respuesta del segundo escenario está permitida por la ley del sector eléctrico brasileño, por lo que es apta para ser puesta en funcionamiento.

Sin duda, una vez comprobada la estabilidad de la red, el análisis económico de los sistemas es necesario. Dado el alto precio del combustible, la opción pv-baterías es rentable, obteniéndose beneficios a partir del sexto año.

CAPÍTULO 6. ANEXOS.

Anexo A

Levels of Maintenance

Case study participants reported a wide range of maintenance costs and also indicated whether they used in-house services or out-sourced for the maintenance services. Although these data points provide valuable information about the expected maintenance costs, it is worth considering a standard offering of maintenance services from a contractor. This provides an “apples to apples” comparison of the maintenance costs to the specific maintenance performed and can also be compared to case study maintenance costs. Caterpillar provides maintenance contracts for distributed generation installations and has developed multiple levels of service in what they are marketing as its “Watchguard Generator Service.” Table 4-1 summarizes each level of maintenance. Caterpillar recommends that all levels of maintenance be implemented for customers who choose to contract for the maintenance services, but customers typically choose something less in order to reduce costs. Customers using the distributed generation installations to backup extremely sensitive loads are those most likely to contract for all available levels of maintenance.

Table 4-1
Summary of Caterpillar Watchguard Generator Service Program

Level	Description
Level 1 Comprehensive 64-point inspection	<ul style="list-style-type: none"> • Inspect and test engine, generator, transfer switches, day tank, battery charger, engine block heater, gauges and meters • Thoroughly check emergency engine safety shutdown systems • Test oil and coolant for contamination (ensuring they meet manufacturer's specifications) • Provide written analysis of the inspection, which will also identify areas requiring further service • Dispose all parts and fluids per EPA standards • Recommended every six to 12 months
Level 2 Comprehensive 67-point inspection plus maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • Level 1 Service • Change engine oil and replace with high-grade oil; replace fuel and oil filters • Recommended every 12 months
Level 3 Cooling System Fluid Replacement	<ul style="list-style-type: none"> • Drain and fill the cooling system with high grade antifreeze • Replace coolant hoses, including engine block heater hoses • Replace engine thermostats and test for proper operation • Dispose all parts and fluids per EPA standards • Recommended every 24 to 36 months
Level 4 Megohmmeter Testing	<ul style="list-style-type: none"> • Electrical windings in generators are covered with epoxy insulation. Vibration, general usage or moisture can break the epoxy down and cause electrical shorts. A Megohmmeter Test will identify any decrease in epoxy capacity. • Recommended every six months for prime and continuous applications; every 12 months for load management or standby applications
Level 5	<ul style="list-style-type: none"> • Load Bank Testing confirms the ability of the generator to produce a given output and attain proper engine operating temperature.

Operating Cost Data Analysis and Application Guide

Level	Description
Load Bank Testing	<ul style="list-style-type: none"> • Benefits of load bank testing: <ul style="list-style-type: none"> ○ Exercising of cooling system ○ Reseat engine piston rings in the cylinders and liners ○ Burn off carbon deposits in the combustion chamber, injector nozzles, piston rings, turbocharger and exhaust system ○ Dissipate any condensation build-up on generator copper windings • Engine safety shutdowns are fully tested • Recommended every 12 months for standby applications, and every 36 months for load management applications (consists of a two hour test, unless stated otherwise)
Level 6 Engine/Generator Inspection and Adjustment	<ul style="list-style-type: none"> • Adjust engine valves and set to factory specifications • Check ignition and injector timing where applicable • Inspect and adjust slip ring and brushes where applicable • Check rear generator bearings, lubricate as necessary • Inspect generator wiring • Inspect space heaters • Inspect coupling and guards • Inspect generator fan drive • Inspect meters and voltage regulator as required. • Test run engine generator • Recommended every 36 months
Levels 7&8	Not Applicable
Level 9 Battery Replacement Program	<ul style="list-style-type: none"> • Completely check electrical system, making sure the battery charger is properly adjusted • Check engine starter and amperage under normal operating conditions • Remove and dispose of old lead acid batteries (per EPA standards) • Install new low antimony batteries...specifically designed for standby emergency generators and fire pump engines • Recommended every 24 to 36 months

Representative Contract Maintenance Costs

Table 4-2 provides estimates for all seven levels of contracted maintenance for 1,825 kW units. Dollars are reported in nominal terms and are shown for a 20-year period. Although the details of the maintenance were not provided as part of the collected case data, some observations based on the case maintenance data can be made.

In accordance with the cost estimates in Table 4-2, it appears that cases reporting \$5,000 of maintenance may be receiving maintenance services equivalent to Levels 1, 2 and 4. Level 4 would require special test equipment, and this type of service may not be performed by cases that are providing their own maintenance. Cases that are reporting \$2,500 of maintenance costs may be receiving Level 2 service. The costs of maintenance Level 3 are fairly significant, and only

Universidad Pontificia Comillas
Escuela Técnica Superior de Ingeniería.
Grado en Ingeniería Electromecánica.

Operating Cost Data Analysis and Application Guide

are required every three years. It does not appear that the case studies are including this service in the estimated maintenance costs because the values are only reported for one year.

Table 4-2
Sample Contract Maintenance Costs

Year	Watchguard Generator Service Level							Total - Levels 1, 2, 4 & 9	Total - All Levels
	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4	Level 5	Level 6	Level 9		
2003	\$599							\$599	\$599
2004	\$628	\$2,497		\$706	\$3,699	\$1,119		\$3,631	\$8,049
2005	\$660	\$2,622		\$741	\$3,884			\$4,023	\$7,907
2006	\$693	\$2,753	\$4,576	\$779	\$4,078		\$1,762	\$5,988	\$14,640
2007	\$727	\$2,891		\$817	\$4,281	\$1,295		\$4,435	\$10,011
2008	\$764	\$3,035		\$858	\$4,496			\$4,657	\$9,163
2009	\$802	\$3,187	\$5,298	\$901	\$4,720		\$2,040	\$6,930	\$16,948
2010	\$842	\$3,346		\$946	\$4,956	\$1,499		\$5,134	\$11,589
2011	\$884	\$3,514		\$993	\$5,204			\$5,391	\$10,585
2012	\$928	\$3,689	\$6,133	\$1,042	\$5,464		\$2,361	\$8,020	\$19,617
2013	\$974	\$3,873		\$1,094	\$5,738	\$1,735		\$5,941	\$13,414
2014	\$1,023	\$4,067		\$1,149	\$6,025			\$6,239	\$12,264
2015	\$1,074	\$4,271	\$7,099	\$1,206	\$6,326		\$2,734	\$9,285	\$22,710
2016	\$1,128	\$4,484		\$1,267	\$6,642	\$2,009		\$6,879	\$15,530
2017	\$1,184	\$4,708		\$1,330	\$6,974			\$7,222	\$14,196
2018	\$1,244	\$4,944	\$8,218	\$1,397	\$7,323		\$3,165	\$10,750	\$26,291
2019	\$1,306	\$5,191		\$1,468	\$7,689	\$2,326		\$7,963	\$17,978
2020	\$1,371	\$5,450		\$1,540	\$8,074			\$8,361	\$16,435
2021	\$1,440	\$5,723	\$9,513	\$1,617	\$8,477		\$3,664	\$12,444	\$30,434
2022	\$1,512	\$6,009	\$0	\$1,698	\$8,901	\$2,893	\$0	\$9,219	\$20,813

Anexo B

SUNPOWER

BENEFITS

Highest Efficiency

Panel efficiency of 18.7% is higher than any commercially available competitor panel

More Power

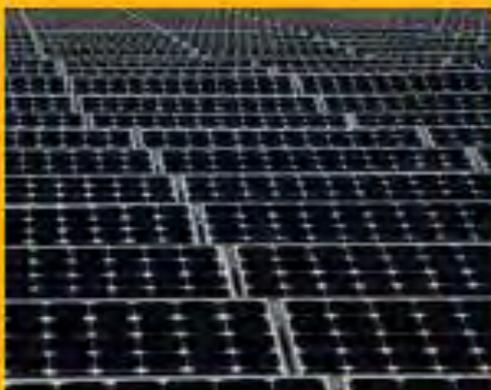
SunPower 305 delivers 50% more power per unit area than conventional solar panels and 100% more than thin film solar panels

Reduces Installation Cost

More power per panel means fewer panels per install. This saves both time and money

Reliable and Robust Design

Proven materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allow panel to operate reliably in multiple mounting configurations



SPR-305-WHT

305 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE



The SunPower 305 Solar Panel provides today's highest efficiency and performance. Utilizing 96 next generation SunPower all-back contact solar cells, the SunPower 305 delivers an unprecedented total panel conversion efficiency of 18.7%. The 305 panel's reduced voltage-temperature coefficient and exceptional low-light performance attributes provide outstanding energy delivery per peak power watt.

SunPower's High Efficiency Advantage - Up to Twice the Power

Comparable systems covering 1000 m ² / 10,750 ft ²			
	Thin Film	Conventional	SunPower
Watts / Panel	65	165	305
Efficiency	9.0%	12.0%	18.7%
kWs	90	120	187



Anexo C



Sealed Lead-Acid Battery

Absorbent Glass Mat (AGM) technology for superior performance. Valve regulated, spill proof construction allows safe operation in any position. Approved for transport by air: D.O.T., IATA, FAA, and CAB certified. UL recognized under file number E612062.

UPG No. 00051

UB121100

Maintenance-Free



Specification

Nominal Voltage	12 volts		
Nominal Capacity	77°F (25° C)		
20-hr. (5.50A)	110 Ah		
10-hr. (10.23A)	1023 Ah		
5-hr. (18.70A)	93.5 Ah		
1-hr. (66.00A)	66 Ah		
Approximate Weight	65 lbs (29.5 kgs)		
Internal Resistance (approx.)	5mΩ		
Shelf Life (% of normal capacity at 77°F (25° C))			
3 Months	91%		
6 Months	82%		
12 Months	64%		
Temperature Dependency of Capacity (20 hour rate)			
104°F	77°F	32°F	5°F
102%	100%	85%	65%

Charge Method (Constant Voltage)

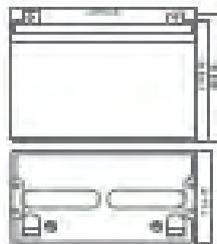
Cycle Use (Repeating Use)

Initial Current	38.5 A or smaller
Control Voltage	14.5 - 14.9 V

Float Use

Control Voltage	13.6 - 13.8 V
-----------------	---------------

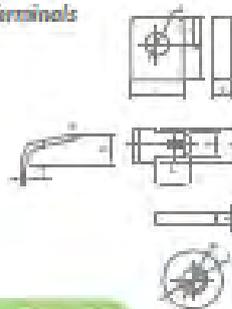
Physical Dimensions: in (mm)



L: 12.91in (328.9mm)
 W: 6.17in (157.2mm)
 H: 8.53in (217.9mm)
 TH: 9.29in (236.4mm)

Tolerances are ±0.04 in (±1.0mm) and ±0.005 in (±0.12mm) for height dimensions. All data subject to change without notice.

Terminals



L Series (S-Type Terminal)

Terminal	1	2	3	4	5	6
Size	20.0	17.0	14.0	11.0	8.0	5.0

F Series (Feston Tab)

Terminal	1	2	3	4	5	6
Size	8.0	6.0	4.0	2.0	1.0	0.5

J Series (Internal Thread Terminal)

Terminal	1	2	3
Size	10	10	8

Constant Current Discharge Characteristics Unit: A (25°C, 77°F)

F.V./Time	5MIN	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	6HR	10HR	20HR
9.60V	361.1	269.3	189.5	114.7	59.9	34.9	25.6	20.0	16.5	11.8	10.5	5.7
10.20V	325.2	245.4	169.6	108.7	58.3	33.3	24.9	19.5	16.2	11.4	10.2	5.5
10.50V	313.2	233.4	159.6	105.7	54.9	32.5	24.3	19.2	16.0	11.3	10.0	5.5
10.80V	301.2	221.4	149.6	102.7	52.9	31.7	23.7	18.9	15.6	11.0	10.0	5.4
11.10V	289.3	209.5	139.7	99.8	50.9	30.9	22.9	18.3	15.2	10.7	9.5	5.1

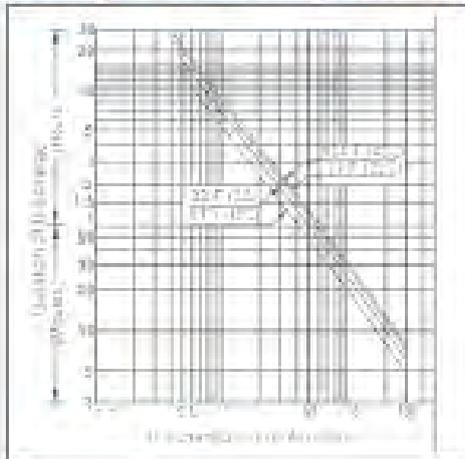
Constant Power Discharge Characteristics Unit: W (25°C, 77°F)

F.V./Time	5MIN	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	6HR	10HR	20HR
9.60V	3919.2	2959.6	2013.0	1217.9	693.3	404.0	297.3	231.4	190.5	134.7	121.7	65.5
10.20V	3610.0	2724.2	1882.3	1207.0	651.4	386.0	289.3	226.4	149.7	131.7	118.7	63.8
10.50V	3552.1	2647.4	1809.5	1199.0	630.4	377.1	282.3	221.4	184.5	130.7	116.7	63.0
10.80V	3506.2	2577.5	1741.6	1196.0	613.5	369.1	276.3	217.5	181.5	127.7	115.7	62.7
11.10V	3442.4	2492.8	1681.8	1187.0	605.5	368.1	273.3	216.5	180.5	126.7	112.7	60.8

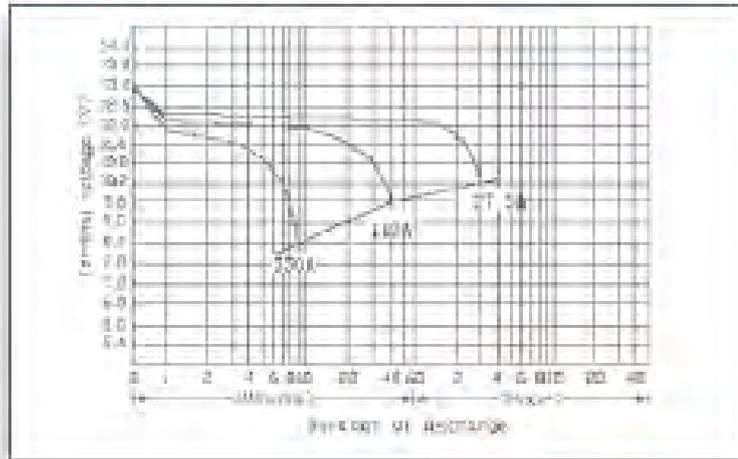


UL 1604 1604 1604

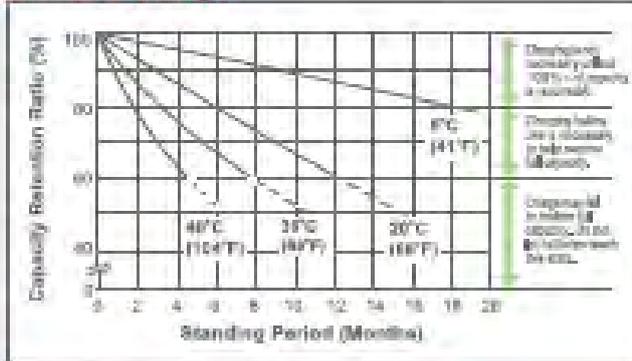
Discharge Time vs. Discharge Current



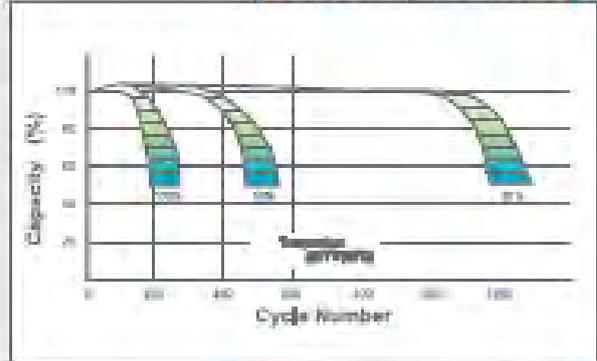
Discharge Characteristics



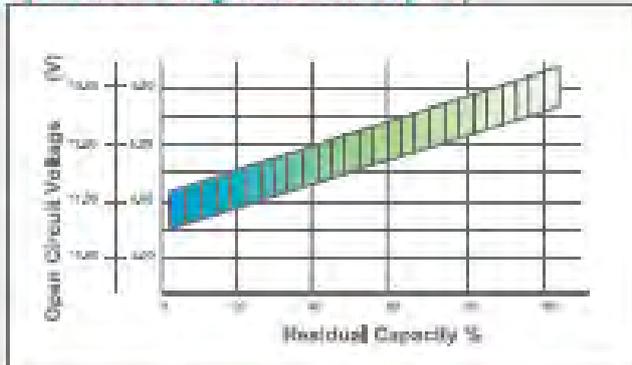
Shelf Life & Storage



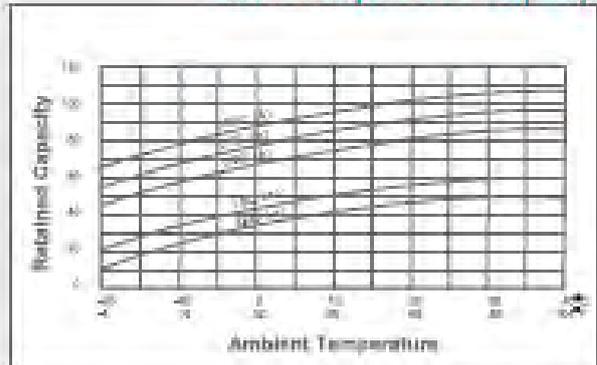
Cycle Life vs. Depth of Discharge



Open Circuit Voltage vs. Residual Capacity



Effect of Temperature on Capacity



Charge Current & Final Discharge Voltage

Application	Charge Voltage (VCh)			Max. Charge Current	Final Discharge Voltage (VCh)	1/2C	1/10	1/5	1/20
	Temperature	Set Point	Allowed Range						
Cycle Use	25(77°F)	2.45	2.40-2.50	0.5C	1.75	1.70	1.65	1.60	1.55
Standby	25(77°F)	2.35	2.30-2.35						
					Discharge Current(A)	0.20(A)	0.2(A)+0.5C	0.2(A)+10C	0.1(A)



Let UPG Power Your Life.

www.upg.com

Anexo D

Solar inverters

ABB inverter station
PVS800-IS
1.75 to 2 MW



The ABB inverter station is a compact turnkey solution designed for large-scale solar power generation. It houses all equipment that is needed to rapidly connect ABB central inverters to a medium voltage (MV) transformer station.

Turnkey solution for photovoltaic (PV) power plants:

The ABB inverter station design capitalizes on ABB's long experience in the development and manufacture of secondary substations for electrical utilities and major end-users worldwide in conventional power transmission installations.

The station houses two ABB central inverters and embedded auxiliary power, monitoring and air filtration systems.

It enables easy and rapid connection to a MV transformer station. Depending on the size of the PV power plant, several ABB inverter stations can be used to meet the capacity need.

Proven design with long operating life

The housing is based on a standard, insulated, steel-framed 20-foot shipping container. The total package weighs only 10 metric tons. The optimized shipping container solution ensures cost-effective and safe transportability to the site. The station's optimized air circulation and filtering system together with thermal insulation enable operation in harsh temperature and humidity environments. The inverter station is designed for at least 25 years of operation.

Highlights

- Proven technology and reliable components
- Standard and robust design
- Protected working interior
- Modular and redundant system
- Easy connection to a MV station
- Extendable manufacturing footprint with fast deliveries
- Embedded auxiliary power distribution system
- Double-stage air pre-filtering for reduced maintenance
- Life cycle service and support through ABB's extensive global service network

ABB inverter station

Solar inverters

ABB's PVS800 central inverters are the result of decades of industry experience and the use of proven frequency converter technology. As such the central inverters provide a highly efficient and cost-effective way to convert the direct current generated by solar modules into high-quality and CO₂-free alternating current. Two ABB central inverters are used in the ABB inverter station. The inverters provide high efficiency conversion with low auxiliary power consumption.

Easy connection to a MV station

The inverter station is easy to connect to any MV station configuration to match specific country or project requirements. ABB can provide oil or dry type transformers to go with a wide

selection of switchgear configurations. Mounting options can be selected to match exactly the environmental and project-specific needs.

Embedded auxiliary power distribution system

The embedded auxiliary power supply system supports needs of both inverter and MV stations. The system includes protected power supply terminals for stations accessories and signal terminals for alarm and control sensors.

The embedded auxiliary transformer can be included if external power supply is not available at the plant.



Technical data and types

Type designation	PVS800-IS-1700kW-B ¹⁾	PVS800-IS-2000kW-C ¹⁾
	1.75 MW	2 MW
Input (DC)		
Maximum input power [$P_{DC,max}$] ²⁾	2 x 1050 kW	2 x 1500 kW
DC voltage range, mpp [$U_{DC,mpp}$]	505 to 825 V	600 to 850 V
Maximum DC voltage [$U_{DC,max}$]	1100 V	1100 V
Maximum DC current [$I_{DC,max}$]	2 x 1710 A	2 x 1710 A
Number of protected DC inputs	2 x 12 (+/-)	2 x 12 (+/-)
Number of mpp trackers	2	2
Output (AC)		
Nominal AC output power [$P_{AC,N}$] ³⁾	2 x 875 kW	2 x 1000 kW
Power at cosφ = 0.95 ⁴⁾	2 x 831 kW	2 x 950 kW
Maximum AC output power [$P_{AC,max}$] ⁴⁾	2 x 1050 kW	2 x 1500 kW
Nominal AC current [$I_{AC,N}$]	2 x 1445 A	2 x 1445 A
Nominal output voltage [$U_{AC,N}$]	600 V	690 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁵⁾	<3%	<3%
Power factor compensation	Yes	Yes

¹⁾ Inverter limits power to safe level

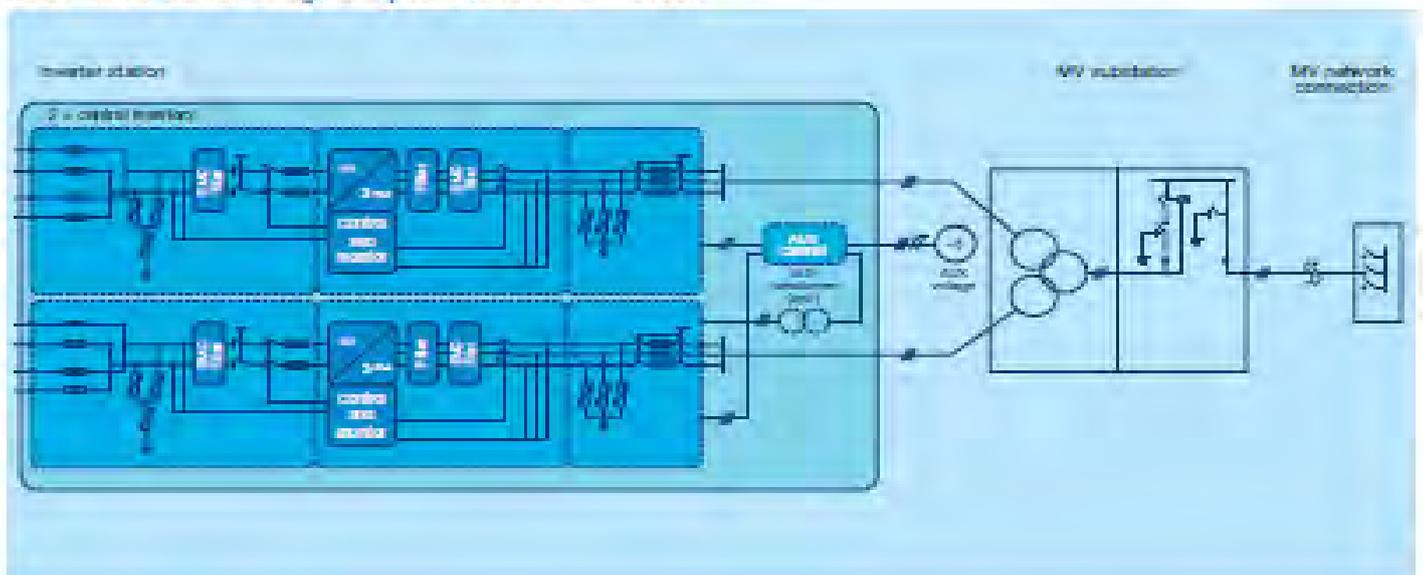
²⁾ At 45 °C ambient temperature

³⁾ At 30 °C ambient temperature

⁴⁾ At nominal power

⁵⁾ Improved design, first shown at Intersolar 2014

ABB inverter station design and power network connection



Technical data and types

Type designation	FVSR00-IS-1700kW-B	FVSR00-IS-2000kW-C
	1.75 MW	2 MW
Efficiency ¹⁾		
Maximum	96.7%	96.8%
Euro-eta	96.5%	96.6%
Power consumption		
Own consumption in operation ²⁾		<1400 W
Standby operation consumption ²⁾		<100 W
External auxiliary voltage		3/N/PE AC 400 V 50 Hz
Dimensions and weight		
Width/Height/Depth, (W x H x D)		6060 x 2696 x 2430 mm
Weight approx.		10 t
Environmental limits		
Degree of protection ³⁾		IP54
Ambient temperature range (nominal ratings)		-30 °C to +45 °C
Maximum ambient temperature ⁴⁾		+35 °C
Relative humidity, not condensing		15 to 95%

¹⁾ Efficiency without auxiliary power consumption at min. U_{DC}

²⁾ Without optional lead heating

³⁾ After installation. During transportation IP20.

⁴⁾ Power derating after 45 °C



SALVADORE ME 156 R QVE EN 21-5-2018 #17138

Accessories

- Solar array junction boxes with string monitoring
- Remote monitoring solutions
- Warranty extensions
- Solar inverter care contracts

Options

- Auxiliary transformer
- Upgrades to match environmental conditions

Support and service

ABB supports its customers with a dedicated service network in more than 60 countries and provides a complete range of life cycle services from installation and commissioning to preventative maintenance, spare parts, repairs and recycling.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com

© Copyright 2014 ABB. All rights reserved.
Specifications subject to change without notice.



CAPÍTULO 7. BIBLIOGRAFÍA

- The New Brazilian Power Quality Standard and a Low Cost Device Meter. Guilherme P. Colnago, José L. F. Vieira, Gilberto C. D. Sousa, José R. Macedo Jr.
- Dynamic simulation of a pv-diesel-battery hybrid plant for off grid electricity supply. Basem Idlbi.
- Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red Autor: Linda Hassaine.
- A Distributed Control Strategy based on DC Bus Signaling for Modular Photovoltaic Generation Systems with Battery Energy Storage. Kai Sun, Li Zhang, Yan Xing, and Josep M. Guerrero.
- Implementation of solar PV on Fernando de Noronha, Brazil. Bastian Telg Solar Consultant.
- Modeling and simulation of a hybrid wind-diesel microgrid. Vincent friedel
- Control of Distributed Uninterruptible Power Supply Systems Josep M. Guerrero, Senior Member, IEEE, Lijun Hang, and Javier Uceda, Fellow, IEEE.
- Modeling the Control of Islanded Networks Supplied by Inverters: the Case of MV and LV Systems R. Caldon, M. Coppo, A. Raciti, R. Sgarbossa, R. Turri Department of Industrial Engineering University of Padova, Italy
- Micro-grid operation of inverter based distributed generation with voltage and frequency dependent loads. MIT Open Access Articles.
- Coordinated Primary and Secondary Control with Frequency-Bus-Signaling for Distributed Generation and Storage in Islanded Microgrids Wu, Dan; Tang, Fen; Dragicevic, Tomislav; Quintero, Juan Carlos Vasquez; Guerrero, Josep M.
- IEEE Guide for Array and Battery Sizing in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems.
- Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems Frede Blaabjerg, Fellow, IEEE, Remus Teodorescu, Senior

Member, IEEE, Marco Liserre, Member, IEEE, and Adrian V. Timbus, Student Member, IEEE.

- Frequency Control of Islanded Microgrid Based on Wind-PV-Diesel-Battery Hybrid Energy Sources Yiwei Ma, Ping Yang, Yuewu Wang, Shaoxiong Zhou , Peng He.
- Control strategies of a hybrid PV-diesel-battery system in different operation modes. IEEE.
- Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red. Linda Hassaine.
- Innovative Remote Micro-Grid Systems. Chem Nayar.
- Pacific Region Electricity Bills Comparison Report 2014, July 2014.
- Modeling and Simulation of LeadAcid Storage Batteries within Photovoltaic Power Systems. Ola Subhi Waheed Al-Qasem.
- Lead-Acid Battery Guide for Stand-Alone Photovoltaic Systems. IEA Task III Report IEA-PVPS 3-06:1999. December 1999.
- Batteries In Pv Systems. Javier Bernabé Mohedano Martínez.
- Coordinated V-f and P-Q Control of Solar Photovoltaic Generators With MPPT and Battery Storage in Microgrids. Sarina Adhikari, Student Member, IEEE, and Fangxing Li, Senior Member, IEEE.
- A Power Management Strategy for PV/Battery Hybrid Systems in Islanded Microgrids Hisham Mahmood, Student Member, IEEE, Dennis Michaelson, Member, IEEE, and Jin Jiang, Senior Member, IEEE.