



TRABAJO FIN DE MÁSTER

DESARROLLO DE MODELOS DE SIMULACIÓN DE PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS PARA ESTUDIOS DE CONEXIÓN A RED

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS
RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Estudiante: Franco Llorente, Ander

Director/a: Eguía López, Pablo

Tutor/a empresa: Santamaría, Giovanna

Curso académico: Curso 2019-2020

Bilbao, 22 de Septiembre, 2020



AGRADECIMIENTO

Me gustaría hacer una especial mención a mi tutor de la Universidad del País Vasco, PABLO EGUIA, y a mi tutora de la empresa Jema Energy, GIOVANNA SANTAMARÍA, por todo el apoyo y la ayuda que me habéis proporcionado a lo largo de estos últimos meses. Sin duda una etapa diferente y satisfactoria al mismo tiempo en la que me he sentido cómodo en todo momento y eso se ha visto reflejado en todos los aspectos. Por supuesto también agradecer a todos los profesores del Máster, que han sido muchos, todo lo que me han enseñado y siempre con la disposición de ayudar.



ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	11
2.	HISTORIA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	12
3.	OBJETIVOS.....	16
4.	PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN A RED	17
5.	ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	19
5.1.	Punto de conexión	19
5.2.	Transformador de potencia.....	19
5.3.	El cableado	20
5.4.	Transformador de MT	20
5.5.	Inversor.....	20
5.5.1.	Características generales	20
5.5.2.	Tipos de inversores.....	21
5.5.3.	Curva de operación.....	23
5.5.4.	Filtros	24
5.5.4.1.	Filtros activos	24
5.5.4.2.	Filtros pasivos	24
5.5.4.3.	Filtros híbridos	25
5.6.	Panel fotovoltaico.....	26
5.6.1.	Características generales	26
5.6.2.	Curva de funcionamiento	26
5.6.3.	Seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP).....	27
5.6.3.1.	Algoritmo de perturbación y observación	28
5.6.3.2.	Algoritmo de conductancia incremental	29
6.	CONTROL DE UN INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	31
7.	DESARROLLO TEÓRICO	34
7.1.	Código de red	34
7.1.1.	Capacidad de potencia reactiva	34
7.1.2.	Capacidad para soportar variaciones de tensión	34
7.1.3.	Capacidad para soportar variaciones de frecuencia	34
7.2.	Herramientas de simulación	35
7.2.1.	DigSilent/PowerFactory	35
7.2.2.	PSS/E.....	37



8.	CASO DE ESTUDIO – PLANTA FOTOVOLTAICA 1	39
8.1.	Código de red-México.....	39
8.2.	Datos de la planta	43
8.2.1.	Red equivalente	43
8.2.2.	Línea de interconexión	43
8.2.3.	Transformador de potencia.....	44
8.2.4.	Red de MT.....	44
8.2.5.	Transformadores de MT.....	46
8.2.6.	Inversores fotovoltaicos	46
8.3.	DigSilent/Power Factory	47
8.3.1.	Modelización	47
8.3.1.1.	Estudios en régimen permanente (Flujo de cargas)	47
8.3.1.2.	Estudios dinámicos (RMS).....	47
8.3.1.2.1.	Modelado del inversor	47
8.3.1.2.2.	Modelado de planta	50
8.3.2.	Inicio.....	56
8.3.3.	Diagrama unifilar	56
8.3.4.	Simulación en régimen permanente (Flujo de cargas).....	61
8.3.5.	Resultados y gráficas.....	63
8.4.	PSS/E.....	67
8.4.1.	Modelización	67
8.4.1.1.	Estudios en régimen permanente (Flujo de cargas)	67
8.4.1.2.	Estudios dinámicos (RMS).....	67
8.4.1.2.1.	Modelado del inversor	67
8.4.1.2.2.	Modelado de planta	75
8.4.2.	Inicio.....	84
8.4.3.	Diagrama unifilar	85
8.4.4.	Simulación en régimen permanente (Flujo de cargas).....	90
8.4.5.	Simulaciones dinámicas	92
8.4.5.1.	Simulación LVRT	92
8.4.5.2.	Simulación OVRT.....	94
8.4.5.3.	Simulación OFRT	96
8.4.5.4.	Simulación UFRT	97
9.	CONCLUSIONES	99



10. BIBLIOGRAFÍA.....	100
ANEXO I – Resultados de los inversores en PowerFactory	102
ANEXO II – Tensiones transformadores MT en PowerFactory	109
ANEXO III – Datasheet modelo de inversor INIF30 V8 en PSS/E.....	113



ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.</i> Máquina de vapor alimentada con energía solar.....	12
<i>Figura 2.</i> Tecnología solar térmica.....	14
<i>Figura 3.</i> Tecnología solar fotovoltaica.....	14
<i>Figura 4.</i> Etapas de conexión a red.....	17
<i>Figura 5.</i> Inversores trifásicos IFX6 de Jema Energy.....	21
<i>Figura 6.</i> Clasificación tipos de inversores.....	21
<i>Figura 7.</i> Inversor trifásico controlado.....	22
<i>Figura 8.</i> Inversor trifásico totalmente controlado.....	22
<i>Figura 9.</i> Curva de operación inversor IFX6 2550 kVA.....	23
<i>Figura 10.</i> Filtro a instalar dependiendo del armónico y del factor de potencia.....	25
<i>Figura 11.</i> Curvas I-V y P-V de un módulo a temperatura constante.....	27
<i>Figura 12.</i> Curvas I-V y P-V de un módulo a irradiancia constante.....	27
<i>Figura 13.</i> Esquema de un sistema SPMP.....	28
<i>Figura 14.</i> Diagrama de flujo del algoritmo perturbación y observación.....	29
<i>Figura 15.</i> Diagrama de flujo del algoritmo conductancia incremental.....	30
<i>Figura 16.</i> Estructura del circuito de un inversor fotovoltaico trifásico.....	32
<i>Figura 17.</i> Estructura del sistema de control de un inversor fotovoltaico.....	33
<i>Figura 18.</i> Opciones flujo de cargas en PowerFactory.....	37
<i>Figura 19.</i> Softwares derivados de PSS.....	37
<i>Figura 20.</i> Designación tipo de bus en PSS/E.....	38
<i>Figura 21.</i> Ubicación Planta Fotovoltaica 1 en México.....	39
<i>Figura 22.</i> Diagrama P-Q/ $P_{\text{máx}}$ de una central eléctrica.....	41
<i>Figura 23.</i> Diagrama V-P-Q/ $P_{\text{máx}}$ de una central eléctrica asíncrona.....	41
<i>Figura 24.</i> Respuesta de la planta tipo D ante condiciones dinámicas o de falta.....	42
<i>Figura 25.</i> Curva de capacidad en PowerFactory.....	46
<i>Figura 26.</i> Modelo de usuario IF Inverter Full Model en la librería.....	48
<i>Figura 27.</i> Bloques de control ‘Frame IF Inverter Full Model’.....	48
<i>Figura 28.</i> Crear nuevo modelo compuesto.....	49
<i>Figura 29.</i> Nombramiento y selección de frame del modelo compuesto.....	49
<i>Figura 30.</i> Rellenar slots del frame en modelo compuesto.....	50
<i>Figura 31.</i> Modelo de usuario PPC.....	50
<i>Figura 32.</i> Frame Modelo PPC.....	51
<i>Figura 33.</i> Diagrama de bloques del modelo “BlkDef PQ control module”.....	52
<i>Figura 34.</i> Característica de estatismo configurable P-f.....	53
<i>Figura 35.</i> Creación del modelo compuesto.....	54
<i>Figura 36.</i> Nombramiento y selección del frame del modelo compuesto.....	54
<i>Figura 37.</i> Rellenar slots del frame en modelo compuesto.....	55
<i>Figura 38.</i> Nuevo proyecto en PowerFactory.....	56
<i>Figura 39.</i> Unidades variables de salida.....	56
<i>Figura 40.</i> Diagrama unifilar de la Planta Fotovoltaica 1 en PowerFactory.....	57
<i>Figura 41.</i> Modelización de un bus en PowerFactory.....	57
<i>Figura 42.</i> Modelización de una línea en PowerFactory.....	58
<i>Figura 43.</i> Modelización de un transformador en PowerFactory.....	59
<i>Figura 44.</i> Modelización de la red equivalente en PowerFactory.....	60



<i>Figura 45.</i> Modelización de un inversor fotovoltaico en PowerFactory.	60
<i>Figura 46.</i> Definir la curva de operación del inversor IFX6.	61
<i>Figura 47.</i> Definir boundary.	62
<i>Figura 48.</i> Definición de controladores externos.....	62
<i>Figura 49.</i> Cálculo del flujo de cargas en PowerFactory.....	63
<i>Figura 50.</i> Script para dibujar curva PQ.....	65
<i>Figura 51.</i> Curva PQ en el PCC a 0,95 pu de tensión.....	65
<i>Figura 52.</i> Curva PQ en el PCC a 1 pu de tensión.....	66
<i>Figura 53.</i> Curva PQ en el PCC a 1,05 pu de tensión.....	66
<i>Figura 54.</i> Measurement module.	68
<i>Figura 55.</i> Control de potencia activa.....	68
<i>Figura 56.</i> Características de estatismo en control primario de frecuencia INIF30.	69
<i>Figura 57.</i> Control de potencia reactiva.....	70
<i>Figura 58.</i> Límites de operación ante sobretensiones y huecos de tensión.	73
<i>Figura 59.</i> Límites de operación ante eventos de sub y sobrefrecuencia.	74
<i>Figura 60.</i> Puntos de operación de la corriente reactiva.....	74
<i>Figura 61.</i> Puntos de operación de la corriente activa.....	75
<i>Figura 62.</i> Diferentes configuraciones de la planta para control de tensión.....	76
<i>Figura 63.</i> Medidas tomadas por el modelo de planta.	77
<i>Figura 64.</i> Control de la regulación de potencia activa.	77
<i>Figura 65.</i> Características de estatismo en control primario de frecuencia INIFPPC.	79
<i>Figura 66.</i> Control de la regulación de potencia reactiva.	81
<i>Figura 67.</i> Nuevo proyecto en PSS/E.	84
<i>Figura 68.</i> Anotaciones en el diagrama unifilar para flujo de cargas.	84
<i>Figura 69.</i> Modelización de un nudo en PSS/E.	85
<i>Figura 70.</i> Modelización de una línea en PSS/E.	87
<i>Figura 71.</i> Modelización de un transformador en PSS/E.	87
<i>Figura 72.</i> Modelización de un inversor fotovoltaico en PSS/E.....	88
<i>Figura 73.</i> Modelización de la red equivalente en PSS/E.....	89
<i>Figura 74.</i> Datos fichero .raw de la Planta Fotovoltaica 1.	89
<i>Figura 75.</i> Diagrama unifilar de la Planta Fotovoltaica 1 en PSS/E.....	89
<i>Figura 76.</i> Opciones de cálculo de flujo de cargas en PSS/E.....	90
<i>Figura 77.</i> Tensión y frecuencia en el PCC ante hueco de tensión.	93
<i>Figura 78.</i> Potencia activa y reactiva en bornas de inversores ante hueco de tensión.....	93
<i>Figura 79.</i> Corriente activa y reactiva en bornas de inversores ante hueco de tensión.	94
<i>Figura 80.</i> Tensión y frecuencia en el PCC ante sobretensión.	95
<i>Figura 81.</i> Potencia activa y reactiva en bornas de inversores ante sobretensión.	95
<i>Figura 82.</i> Tensión y frecuencia en el PCC ante sobrefrecuencia.	96
<i>Figura 83.</i> Potencia activa y reactiva en bornas de inversores ante sobrefrecuencia.	97
<i>Figura 84.</i> Tensión y frecuencia en el PCC ante subfrecuencia.	98
<i>Figura 85.</i> Potencia activa y reactiva en bornas de inversores ante subfrecuencia.	98



ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.</i> Ventajas y desventajas de filtros activos.	24
<i>Tabla 2.</i> Ventajas y desventajas de filtros pasivos.	25
<i>Tabla 3.</i> Comportamiento del algoritmo perturbación y observación.	29
<i>Tabla 4.</i> Comportamiento del algoritmo conductancia incremental.	30
<i>Tabla 5.</i> Variables conocidas y desconocidas para cada tipo de bus.	36
<i>Tabla 6.</i> Clasificación de las centrales eléctricas según su capacidad.	40
<i>Tabla 7.</i> Valores de operación mínimos sin desconexión de la red.	40
<i>Tabla 8.</i> Parámetros de la <i>Figura 28</i> para la capacidad de respuesta de la planta.	42
<i>Tabla 9.</i> Rangos de frecuencia y tiempos de operación mínimos.	43
<i>Tabla 10.</i> Parámetros eléctricos de la línea de interconexión.	44
<i>Tabla 11.</i> Distribución de CT, secciones y longitudes de cables de MT.	45
<i>Tabla 12.</i> Parámetros eléctricos de los cables de MT.	45
<i>Tabla 13.</i> Secciones equivalentes.	45
<i>Tabla 14.</i> Balance de potencia reactiva de la planta en PowerFactory.	64
<i>Tabla 15.</i> Balance de potencia activa de la planta en PowerFactory.	64
<i>Tabla 16.</i> Parámetros del control de potencia activa en el modelo del inversor.	69
<i>Tabla 17.</i> Parámetros del control de potencia reactiva en el modelo del inversor.	71
<i>Tabla 18.</i> Parámetros de comportamiento ante eventos del modelo del inversor.	73
<i>Tabla 19.</i> Parámetros de control de potencia activa.	78
<i>Tabla 20.</i> Parámetros de regulación primaria de frecuencia.	80
<i>Tabla 21.</i> Parámetros de limitación de potencia activa.	80
<i>Tabla 22.</i> Parámetros del regulador PI de potencia activa.	80
<i>Tabla 23.</i> Parámetros de control de potencia reactiva en el PPC.	82
<i>Tabla 24.</i> Parámetros de limitación de potencia reactiva.	83
<i>Tabla 25.</i> Parámetros del regulador PI de potencia reactiva.	83
<i>Tabla 26.</i> Parámetros de consigna de P y Q del modelo de planta.	84
<i>Tabla 27.</i> Parámetros eléctricos de la línea equivalente de MT.	86
<i>Tabla 28.</i> Balance de potencia reactiva de la planta en PSS/E.	91
<i>Tabla 29.</i> Balance de potencia activa de la planta en PSS/E.	91



ACRÓNIMOS

AC: Alternating Current.
 ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
 AT: Alta Tensión.
 BT: Baja Tensión.
 AC: Corriente Alterna.
 CC: Corriente Continua.
 CdR: Código de Red.
 CE: Comisión Europea.
 CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.
 CT: Centro de Transformación.
 CTA: Contrato Técnico de Acceso.
 DC: Direct Current.
 ENTSOE: European Network of Transmission System Operators for Electricity.
 GRP: Gestor de la Red Pertinente.
 ICCTC: Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas de Conexión.
 IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor.
 IGCT: Insulated Gate Controlled Thyristor.
 ITC: Instrucción Técnica Complementaria.
 IVCTC: Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión.
 LAT: Línea de Alta Tensión.
 LVRT: Low Voltage Ride Through.
 MOSFET: Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor.
 MT: Media Tensión.
 MTE: Ministerio de Transición Ecológica.
 PCC o POC: Punto Común de Conexión o Point Of Connection.
 PI: Proportional and Integral.
 PPC: Power Plant Controller.
 PR: Proportional and Resonant.
 PWM: Pulse Width Modulation.
 REE: Red Eléctrica de España.
 RMS: Root Mean Square.
 SPMP o MPPT: Seguimiento del Punto de Máxima Potencia o Maximum Power Point Tracker.
 THD: Total Harmonic Distorsion.
 TSO: Transmission System Operator.
 OFRT: Over Frequency Ride Through.
 OVRT: Over Voltage Ride Through.
 UE: Unión Europea.
 UFRT: Under Frequency Ride Through.
 UNE: Una Norma Española.
 VSC: Voltage Source Converter.
 WECC: Western Electricity Coordinating Council.



RESUMEN

“En este Trabajo de Fin de Máster se van a desarrollar modelos de inversor y modelos de planta en softwares de simulación, tales como PSS/E y PowerFactory, para el óptimo control del comportamiento de los inversores en plantas de generación. Se van a realizar simulaciones estacionarias para verificar el correcto diseño de la planta y si cumple con la capacidad mínima de potencia reactiva tal y como establece el Código de Red correspondiente. Mediante las simulaciones dinámicas también se comprobará el correcto funcionamiento del modelo de inversor para cumplir con los requisitos dinámicos establecidos por el Código de Red.”

LABURPENA

“Master Amaierako Lan honetan, inbertsore ereduak eta planta ereduak garatuko dira simulazio software-etan, hala nola PSS/E eta PowerFactory, inbertsoreek sorkuntza-instalazioetan duten portaera behar bezala kontrolatzeko. Simulazioak egingo dira erregimen iraunkorrean instalazioaren disenua egokia dela egiaztatzen eta potentzia erreaktiboaren kapazitate minimoa betetzen dela frogatzeko, dagokion Sare Kodeak ezartzen duen bezala. Simulazio dinamikoen bitartez, ordea, inbertsore-ereduak behar bezala funtzionatzen duela ikusiko da, Sare Kodeak ezartzen dituen baldintza dinamikokoak betez.”

ABSTRACT

“In this Master’s Dissertation, inverter models and plant models will be developed in simulation softwares, such as PSS/E and PowerFactory, for the optimum control of inverters behaviour in generation plants. Stationary simulations will be carried out to verify the correct design of the plant and if it complies with the minimum reactive power capacity as established by the corresponding Network Code. The dynamic simulations will also check the correct operation of the inverter model to meet the dynamic requirements established by the Network Code.”



1. INTRODUCCIÓN

En el presente se está trabajando por un mundo sostenible. La transición energética hacia un mundo con una economía baja en carbono es ya una realidad y los siguientes años son muy prometedores para la generación renovable. El sistema eléctrico está buscando la evolución hacia un modelo bajo en carbono y eficiente en el uso de recursos, asegurando en todo momento la calidad y estabilidad del suministro para los consumidores y la eficiencia económica del sistema.

La producción renovable depende de los recursos naturales, que son irregulares e inestables, a pesar de ello, se prevén un gran número de nuevas instalaciones de generación renovable en todo el mundo por las grandes virtudes que conllevan [1]. Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y sustancias contaminantes se ha convertido en uno de los mayores objetivos en este escenario energético y medioambiental. Explotar fuentes de energía alternativas, el uso conjunto de fuentes renovables y la necesidad de menor dependencia de combustibles fósiles condenados a agotarse forman parte de la solución.

Una de las soluciones está en el sol, es sin duda una de las fuentes de energía renovable con mayor potencial y que está a nuestro alcance [2]. En la tierra una de las fuentes inagotables más abundante, limpia y viable es el sol. El sol es la fuente renovable con más potencial dado que el resto de las renovables depende de él. En un año, la superficie del hemisferio terrestre expuesto al sol recibe una energía más de 2.000 veces mayor que la energía consumida en todo el mundo.

Como dato orientativo, la superficie de la tierra recibe una radiación solar del orden de 1 kW/m² al mediodía. Este dato dependerá también según la latitud del lugar, la humedad, la nubosidad y otros factores pero el mayor problema es su intermitencia [3].

Se diferencian dos tipos de instalaciones solares fotovoltaicas: instalaciones aisladas, orientadas fundamentalmente a aplicaciones de bombeo, señalización, comunicaciones y electrificación rural, e instalaciones conectadas a red, orientadas a la venta de energía eléctrica y autoconsumo. Las posibilidades de aplicación de la energía solar fotovoltaica son inmensas y abarcan desde las aplicaciones más simples como calculadoras y relojes solares, a las más complejas como grandes plantas de generación eléctrica o sistemas de alimentación para satélites artificiales [4].

Si hacemos una comparativa entre las diferentes generaciones renovables, cabe destacar la energía fotovoltaica debido a sus cualidades intrínsecas. Entre ellas, que tienen un coste de funcionamiento muy reducido y unas necesidades de funcionamiento limitadas, son fiables, producen poco ruido (suelen producir ruido en la conmutación, pero las grandes instalaciones normalmente se encuentran en zonas aisladas, y es cierto que el ruido es inferior que el de otras fuentes de generación renovable) y son fáciles de instalar. También tiene mejores cualidades en comparación a otras generaciones renovables cuando se trata de una instalación aislada de la red, sobre todo en aquellas que tienen mayor coste de líneas eléctricas tradicionales.

La energía fotovoltaica está aumentando enormemente debido a la política de tarifas reguladas con las que se financian las instalaciones de plantas fotovoltaicas conectadas a la red, mediante incentivos concedidos por los diferentes gobiernos [2].

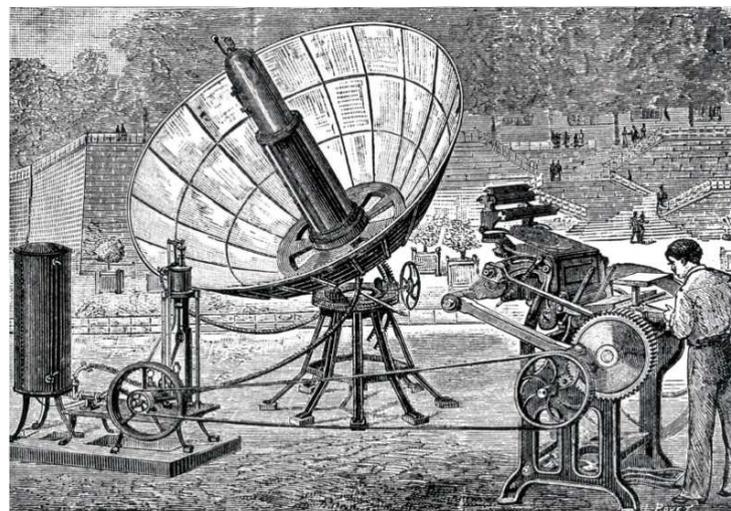
2. HISTORIA DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Hoy en día ya no es tan poco habitual el uso de los paneles solares, siendo una de las energías renovables más utilizadas. Sin embargo, el aprovechamiento de la energía solar no es cosa únicamente del presente. Los griegos aprovechaban el sol de forma pasiva en sus hogares mediante sus diseños. A pesar de ello, fueron los romanos los que empezaron a usar el vidrio en sus ventanas para atrapar la luz en sus hogares y también fueron los primeros en construir casas de cristal o invernaderos [5].

El término fotovoltaico proviene del griego *pothos*, que significa ‘Luz’ y *voltaico*, que proviene de la electricidad, en homenaje al científico italiano Alejandro Volta.

Pero todo empezó en 1838 cuando el físico francés Alexandre Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico. Mediante una pila electrolítica con electrodos de platino comprobó que la corriente subía en uno de los electrodos cuando este se exponía al sol. Se empezó a utilizar el término fotovoltaico en 1849 en Inglaterra. En 1873, el ingeniero inglés Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en sólidos, en el selenio concretamente. Unos pocos años después en 1877, el inglés William Grylls Adams, profesor de Filosofía Natural en la King College de Londres, junto con su alumno Richard Evans Day, crearon la primera célula fotovoltaica de selenio [6].

En la *Figura 1*, se puede observar el gran invento de Mouchot sobre el año 1877 que consistía en la alimentación de una máquina de vapor mediante el aprovechamiento de la energía solar. Él no creía en la sostenibilidad del planeta por los escasos recursos y la gran actividad industrial que había en aquella época. En la imagen se puede observar un receptor parabólico recubierto de espejos que concentraba toda la radiación en un punto y este calor generado accionaba un motor de vapor [7].



PRINTING A JOURNAL BY SOLAR HEAT

Figura 1. Máquina de vapor alimentada con energía solar.



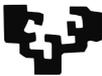
Por supuesto que en estos primeros descubrimientos la cantidad de energía producida era muy baja y no se pensaba en su aplicación dada su baja eficiencia y desconocimiento de la tecnología. Esta primera posibilidad de aplicación no llegó hasta 1953 cuando Gerald Pearson, de “Bell Laboratories”, experimentaba con las aplicaciones en la electrónica del silicio y de pronto casi por casualidad fabricó una célula fotovoltaica basada en este material que resultaba mucho más eficiente que cualquier otra de selenio. Posterior a este descubrimiento, otros dos científicos de “Bell Laboratories”, Daryl Chaplin y Calvin Fuller, perfeccionaron el invento para producir células solares de silicio que proporcionasen energía eléctrica suficiente como para que pudiesen obtener aplicaciones prácticas.

A pesar de todos los avances técnicos en el aumento del rendimiento de las células, la aplicación práctica se descartaba y era cosa de futuro dado su alto coste. El coste del vatio de electricidad producido por centrales convencionales rondaba los 50 céntimos de dólar, cuando el vatio de electricidad producido por los paneles fotovoltaicos alcanzaba los 300 dólares en el año 1956. La demanda de paneles solares venía para pequeñas aplicaciones como maquetas de aviones y coches o incluso radios para la playa. Esta situación hacía muy difícil el desarrollo de esta tecnología que necesitaba muchos ingresos.

La gran oportunidad al desarrollo llegó con la carrera espacial, la cual invertían mucho dinero y primaba la capacidad de proveer energía eléctrica de manera fiable en áreas de muy difícil acceso. A pesar de las opiniones de algunos, la tecnología fotovoltaica ganó la partida a las otras tecnologías y así se empezaron a alimentar los satélites mediante la tecnología fotovoltaica. Los paneles solares eran capaces de suministrar energía de manera fiable durante un largo periodo de tiempo.

A pesar de este éxito en el espacio, las placas fotovoltaicas seguían teniendo un coste demasiado elevado para las aplicaciones terrestres. El cambio se produjo a principios de los años 70 cuando el Dr. Elliot Berman, con ayuda financiera de EXXON, empleó silicio con un grado de pureza menor y unos materiales encapsulantes más económicos para crear una célula solar más barata. Este cambio hizo que se empezaran a usar paneles fotovoltaicos en instalaciones aisladas de la red eléctrica. Era más barata la instalación de células solares que el trazado de un cableado y su mantenimiento. A partir de ello, las aplicaciones prácticas de la energía solar fotovoltaica empezaron a aumentar: electricidad para la protección contra la corrosión de oleoductos y gaseoductos, iluminación de boyas marinas y faros, repetidores de sistemas de telecomunicaciones, sistemas de iluminación en líneas férreas. Para estas aplicaciones que se han comentado las instalaciones de paneles solares era mucho más rentable económicamente y eficientes en su labor. Hasta tal punto que en el año 1975, las aplicaciones terrestres superaron las aplicaciones espaciales [6].

De pronto surgió la idea de potenciar las bombas de extracción de agua con paneles solares, lo cual permitía obtener agua de acuíferos en todas esas zonas rurales sin electricidad. Esta aplicación aumentó mucho incluso en zonas con acceso a la electricidad pero sobre todo tuvo gran impacto en las zonas más pobres del planeta. Hubo un gran movimiento para electrificar todas esas zonas rurales más pobres, y lo que más se llevó a cabo fue la generación eléctrica en el punto de consumo mediante instalaciones de paneles solares fotovoltaicos dado que las zonas rurales estaban muy distribuidas y la infraestructura era muy costosa, no como en las zonas ricas del planeta.



En los años 80 se empiezan a construir las primeras casas con electrificación fotovoltaica en los países nórdicos. Este concepto propone una descentralización energética en el que cada hogar produce su propia energía. En la década de los 90 finalmente, las células fotovoltaicas llegan a niveles de eficiencia superiores y presentan una reducción considerable en el coste. Lo cual hace que ciertos gobiernos apoyen esta tecnología provocando así un impulso muy prometedor de la energía solar en los próximos años [6].

Debido a la versatilidad de las instalaciones fotovoltaicas, y a un aumento en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, junto con una sustancial disminución de su precio, a nivel mundial, la energía fotovoltaica es hoy en día un sector competitivo. Es decir, la energía fotovoltaica ha alcanzado ya un alto grado de madurez, aunque aún tiene un elevado margen de mejora.

Problemas de salud, lluvia ácida y aumento de concentración de dióxido de carbono (CO_2) en la atmósfera son unas de las consecuencias del uso excesivo de combustibles fósiles para producir electricidad. El aumento de la concentración de dióxido de carbono es debido a las emisiones de gases de efecto invernadero que provocan su explotación. Uno de los grandes objetivos de hoy en día es reducir estos efectos con fuentes de energía sostenibles, en este caso concreto, mediante la energía solar fotovoltaica. Como se ha comentado anteriormente, las tecnologías solares han tenido un gran desarrollo en los últimos años, ocasionando que estas tecnologías tengan una mayor viabilidad comercial. Actualmente, las tecnologías que se utilizan para producir energía solar son las que observamos en la *Figura 2* y *Figura 3*. La energía solar fotovoltaica tiene una eficiencia de conversión de energía del 20% y la energía solar térmica una eficiencia de conversión de energía del 80% aproximadamente [8]. Dado que el rendimiento de un panel fotovoltaico ronda el 20%, es importante la situación geográfica, la inclinación de los paneles (suele ser habitual una inclinación óptima de 30°) y las condiciones meteorológicas particulares de cada lugar.



Figura 2. Tecnología solar térmica.



Figura 3. Tecnología solar fotovoltaica.

Centrándonos más en nuestro país, se puede decir que el sol brilla más desde estos últimos años en España. Dado que ha tenido una década con muchas trabas legislativas y tasas impuestas por el Gobierno que han ralentizado la implantación de los avances desarrollados en los últimos años en cuanto a la energía solar fotovoltaica se refiere. La situación ha cambiado con la aprobación de una renovada regulación que abre las puertas al autoconsumo individual o compartido. Con un nuevo plan de energías renovables que se ha enviado a Bruselas y en el que



se destaca la gran cantidad de energía obtenida a través de paneles solares que se prevé instalar en el país rumbo 2030: casi 37.000 megavatios (MW), que implica un aumento del 640% en la potencia actual instalada.

Ha habido un gran movimiento en España para conseguir los objetivos de reducción de emisiones para el año 2020 y se estima que las grandes empresas instalen al menos 4.000MW de energía solar gracias a una subasta hecha en 2017. La idea inicial planteada en los años anteriores, pretendía que en el 2020 el 20% del consumo de los españoles se generara a partir de fuentes de energía renovable, se ve ya como un objetivo asumible y alcanzable. El optimismo ha vuelto a este sector y se espera llegar al 42% en la próxima década. Y es algo que el covid19 no podrá frenar.

Hay una gran cantidad de solicitudes de permisos para instalaciones de energías renovables (solar y eólica) en REE (Red Eléctrica de España), el operador del sistema español encargado de gestionar y conceder las autorizaciones. Para febrero del año pasado, la empresa había concedido permiso de acceso para 44.700MW (27.400MW de fotovoltaica) y tenía 62.600MW (53.600MW de fotovoltaica) en trámite. Estas cifras son sorprendentes, dado que duplican el objetivo planteado para 2030 [9].

Dada esta situación, Red Eléctrica anuncia en su página web que 26,3 GW de energías renovables no han obtenido el permiso de acceso y conexión a la red. De los cuales 20,5 GW eran de energía solar fotovoltaica. Esto no significa que no se vayan a instalar en el futuro, pero de momento tendrán que esperar para la nueva planificación 2021-2026 en la que se está trabajando para repotenciar y reforzar la red, en base a realizar su integración en unas condiciones de confiabilidad óptimas [10].

Como se ha comentado anteriormente, conseguir una conexión a red no está nada fácil y esto se ha convertido en un problema. Hasta tal punto que se está haciendo negocio con ellas, los permisos de conexión se han convertido en un bien escaso y muy preciado en el sector. Red Eléctrica las reparte gratuitamente, pero es tal la necesidad de las empresas que incluso se venden entre 100.000 y 200.000 euros por megavatio instalado, dependiendo del estado del proceso de solicitud. La reventa ha aumentado a pesar de las medidas adoptadas por el Gobierno para frenar la especulación, el MTE (Ministerio para la Transición Ecológica) decidió cuadruplicar el valor de los avales que se exigen a los solicitantes de permisos de conexión a la red, pasando de 10.000 a 40.000 euros por MW. Aun así, el resultado fue el aumento del precio de las reventas de permisos de acceso a conexión a red en España [11].



3. OBJETIVOS

El objetivo de este trabajo de fin de máster es desarrollar modelos de simulación para diferentes herramientas de simulación como “DigSilent-PowerFactory” y “PSS/E”. Estas simulaciones facilitan conocer el funcionamiento real de los inversores y su comportamiento en las plantas de generación. Mediante dichos modelos de simulación se validará si la planta fotovoltaica cumple con los requisitos mínimos de capacidad de potencia reactiva marcados por el Código de Red correspondiente y con ello definir el correcto diseño de la planta. También se comprobará si los modelos de simulación cumplen los requisitos dinámicos establecidos por el Código de Red.



4. PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN A RED

Para que una planta fotovoltaica se pueda conectar a la red es necesario seguir un procedimiento de conexión que está gestionado por el operador del sistema. A modo de ejemplo, en este apartado se describe el procedimiento particular en España.

Como se ha comentado anteriormente, Red Eléctrica es la empresa responsable de los procedimientos de acceso y conexión a la red, que tienen que tramitar los agentes para nuevas instalaciones como para modificar las instalaciones ya existentes o previamente tramitadas. A Red Eléctrica le corresponde ser el responsable de la gestión de los procedimientos regulados de acceso y conexión a la red y la posterior puesta en servicio, como transportista y operador del sistema que es. Dependiendo de la normativa vigente en cada momento, Red Eléctrica tendrá en cuenta requisitos técnicos de seguridad, calidad de suministro, sostenibilidad y eficiencia económica para otorgar los permisos necesarios en cada fase del proceso. En la *Figura 4* se aprecia un breve resumen de las etapas de conexión [12].



Figura 4. Etapas de conexión a red.

Etapas 1:

Red Eléctrica toma en cuenta varios aspectos, entre ellos, si la instalación a conectar en red reúne los requisitos para garantizar la seguridad y calidad de suministro, como la viabilidad de acceso de instalaciones de generación con potencia superior a 10MW que, si se conectan en red de distribución, podrían llegar a afectar también a la red de transporte o a la seguridad y calidad de suministro.

El agente deberá tramitarlo telemáticamente aportando la información técnica y de gestión requerida por Red Eléctrica. También deberá depositar un aval ante la administración competente, en el caso de nuevas instalaciones de generación.

Red Eléctrica analizará toda la información recibida y notificará al agente de las carencias de la documentación. El agente tendrá plazo de un mes para poder modificarlo y eliminar o mejorar esas carencias y volver a facilitar esa documentación. Después, Red Eléctrica puede necesitar hasta dos meses para acabar de verificar esta nueva documentación.

En caso de ser afirmativo se le concederá el permiso de acceso a la red y en caso negativo, se le comunicará la justificación y se le pondrán alternativas al agente.



Etapa 2:

En esta segunda etapa se analizará la viabilidad técnica y de ingeniería para valorar la conexión a red. Una vez conseguido el permiso de conexión y autorización administrativa para los generadores, el agente y Red Eléctrica tienen que firmar el Contrato Técnico de Acceso (CTA) a la red en un plazo máximo de un mes. Este contrato permitirá el desarrollo y construcción de la nueva instalación que se conectará a la red.

Los agentes con el permiso de acceso aceptado, deberán presentar la solicitud correspondiente junto al Proyecto Básico y Programa de Ejecución de la instalación. El agente tiene un plazo de seis meses para llevar a cabo este trámite.

Con esta información recibida, Red Eléctrica tendrá un plazo de un mes para comprobar las condiciones técnicas de la conexión y emitir el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas de Conexión (ICCTC). Como último paso de esta segunda etapa, en un plazo de un mes, Red Eléctrica debe emitir el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC). Estos dos documentos constituyen el permiso de conexión que se envía al solicitante.

Etapa 3:

Finalmente, Red Eléctrica como operador del sistema otorga el permiso de puesta en servicio una vez se realicen las pruebas correspondientes.



5. ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

5.1. Punto de conexión

El punto de conexión (PCC) es el punto donde se conecta la planta a la red. En ese punto la planta deberá cumplir con ciertos requisitos que vendrán dados por el Código de Red de cada país en concreto. Para ciertos escenarios de potencia activa, la planta deberá absorber o inyectar una cierta potencia reactiva. También se determina el funcionamiento ante huecos de tensión, sobretensiones transitorias, tiempos de respuesta, etc.

Además de las condiciones dadas por el Código de Red que hay que cumplir, la compañía eléctrica propietaria de la red puede exigir condiciones particulares a la instalación. Como generalidades, la instalación no debe provocar disminuciones en la seguridad ni averías en la red ni alteraciones más allá de las admitidas por la normativa vigente.

En el caso específico de la red española, si se quiere interconectar una instalación fotovoltaica a la red de Baja tensión (BT), la suma de las potencias nominales no debe exceder los 100kVA. Para el caso de la interconexión de una instalación fotovoltaica a una red de Media Tensión (MT) ésta se debe conectar a un centro de transformación. La suma de las potencias conectadas a ese centro no debe superar la mitad de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión. Si no se llega a un acuerdo con la compañía eléctrica, el promotor debe acudir a la Administración competente para que resuelva la discrepancia con una decisión que deben acatar las dos partes.

La conexión a la red de distribución deberá ser trifásica a partir de que la potencia nominal supere los 5kW. En cuanto al factor de potencia de la instalación fotovoltaica, se deberá llegar a un acuerdo con la empresa distribuidora, pero se debe acercar lo máximo posible a la unidad.

5.2. Transformador de potencia

El transformador de potencia eleva la tensión de media tensión entre 20-36kV a una tensión de 110-220kV. Contiene elementos de maniobra y protección para operar en la planta fotovoltaica. Por lo que el transformador se encarga de inyectar directamente la energía en AT (Alta Tensión) al punto de conexión. La conexión más común en estos transformadores es Ynd1-11, aun que eventualmente se puede especificar Dyn1. Dependiendo del tamaño de la planta fotovoltaica, se puede usar uno o bien dos equipos en paralelo y sus potencias suele ir desde 5 hasta 125 MVA aproximadamente. A continuación, se muestra un ejemplo de configuración de un transformador de potencia típico:

- Ratio tensión: 220 + 2,5%-2,5% / 34,5 kV
- Potencia nominal: 85 MVA
- Tensión de cortocircuito: 6%
- Grupo de conexión: YNd11
- Pérdidas de carga: 278 kW
- Pérdidas de vacío: 48kW
- Corriente de vacío: 0,1%



5.3. El cableado

El cableado se dimensiona tratando de minimizar las caídas de tensión y el sobrecalentamiento que genere pérdidas en cada tramo de la planta fotovoltaica, tal que la sección se ajusta para garantizar las caídas de tensión máximas en los tramos de CC y de CA acorde a las caídas de tensión que establece el reglamento.

Los cables de CC de cada módulo fotovoltaico se unen en strings o cuadros de CC. El cableado que une los strings al inversor será de mayor sección y los módulos, tendrán que estar protegidos el negativo y positivo de cada grupo de módulos. Los módulos casi siempre se conectan en serie. El cableado de continua tendrá un doble aislamiento y adecuado para el uso en intemperie, al aire o enterrado. Se conectarán a tierra las pantallas y armaduras de todas las fases en cada uno de los extremos y en puntos intermedios. Esto garantiza que no existan tensiones inducidas en las cubiertas metálicas.

Todo este cableado deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos demasiado grandes y deberán tener la seguridad de que ninguna persona pueda engancharse con ellos.

5.4. Transformador de MT

Cada transformador de media tensión conecta uno o dos inversores a la barra de media tensión. En una instalación fotovoltaica hay varios centros de transformación con este tipo de transformadores. A modo de ejemplo se muestran las características típicas de un transformador de media tensión, en este caso de tres devanados, conectando dos inversores y una barra de MT.

- Tensión nominal: $34,5 \pm 2,5\% \pm 5\%$ / 0,62/0,62 kV (cambiador en vacío)
- Potencia nominal: 5,1 MVA
- Grupo de conexión: Dy11y11
- Tensión de cortocircuito: 5,5% (AT-MT), 11% (MT-BT) y 5,5% (BT-AT)
- Pérdidas de carga: 54 kW
- Pérdidas de vacío: 8,6 kW
- Corriente de vacío: 0,8%

5.5. Inversor

5.5.1. Características generales

Los inversores, en las herramientas de simulación analizadas en el presente proyecto, se modelizan como generadores o inversores estáticos, que son los encargados de realizar la conmutación mediante la ayuda de dispositivos semiconductores de potencia. El inversor fotovoltaico es uno de los elementos más importantes en una instalación solar fotovoltaica, sobre todo en las instalaciones de generación conectadas a red, dado que maximiza la producción de corriente del dispositivo.

Este dispositivo convierte la corriente continua a corriente alterna para inyectarla a la red cumpliendo con las características de amplitud, frecuencia y fase de la corriente de red [13].

En la *Figura 5* se presentan tres inversores trifásicos IFX6 de la empresa colaboradora Jema Energy con una potencia nominal de 2,55 MW cada uno.



Figura 5. Inversores trifásicos IFX6 de Jema Energy.

5.5.2. Tipos de inversores

Actualmente, los semiconductores de potencia más utilizados en los inversores fotovoltaicos son los transistores de potencia MOSFET e IGBT. Los MOSFET llegan a frecuencias de 10^8 Hz y los IGBT a frecuencias de 10^5 Hz. La señal sinusoidal ideal que se quiere obtener tendrá una mejor aproximación a mayores frecuencias, lo cual reduce la distorsión armónica y mejora el factor de potencia. Los inversores pueden ser de varios tipos y se han clasificado como se muestra en la *Figura 6*.



Figura 6. Clasificación tipos de inversores.

El primer tipo de inversores que se menciona son los no controlados. Estos inversores tienen como ventajas que su funcionamiento es sencillo y que son muy económicos, pero no tienen ningún grado de libertad con un factor de potencia fijo y con una corriente distorsionada.

El segundo tipo de inversor son los controlados conmutados por línea. Esta tecnología usa interruptores basados en tiristores como observamos en la *Figura 6* y se usan con potencias superiores a 10MW. Son dispositivos de potencia que pueden controlar el tiempo de activación de la conducción pero no el tiempo de parada. Estos tienen un factor de potencia escaso y una elevada distorsión armónica y presentan la necesidad de implantación de grandes filtros pero, tienen la ventaja de que son controlables y trabajan en dos cuadrantes, dependiendo del valor de α , pueden operar como rectificadores o como inversores:

- α entre 0° y 90° rectificador.
- α entre 90° y 180° inversor.

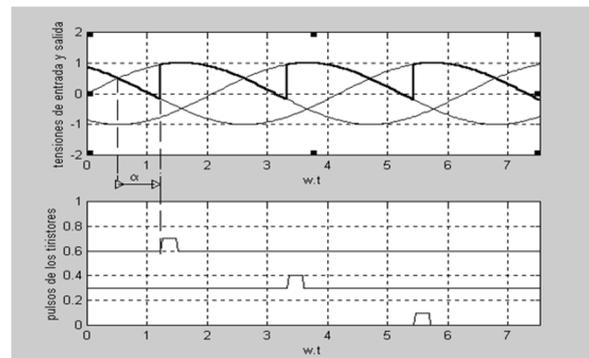
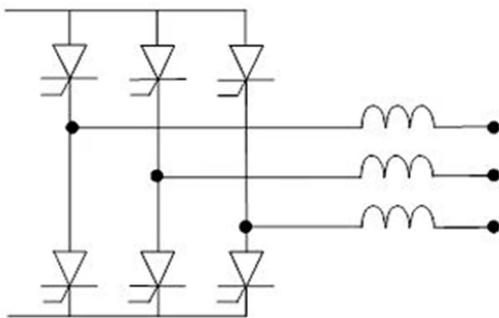


Figura 7. Inversor trifásico controlado.

En la *Figura 8* se muestra el inversor trifásico controlado autoconmutado. Estos inversores se suelen basar en la tecnología de transistores IGBT's o IGCT's y MOSFET's y son los más utilizados en la actualidad, principalmente los basados en IGBT's. Se emplean para potencias de unos pocos megawattios, con un rendimiento de 96-98%. Pueden controlar la frecuencia, amplitud y fase. Su funcionamiento puede ocupar los 4 cuadrantes lo cual es una gran ventaja. Trabajan a modo inversor en los cuadrantes 1 y 3. Su principal ventaja es que presentan una baja distorsión armónica pero, en contraposición presentan un coste elevado, los IGCT's incluso son más caros que los IGBT's.

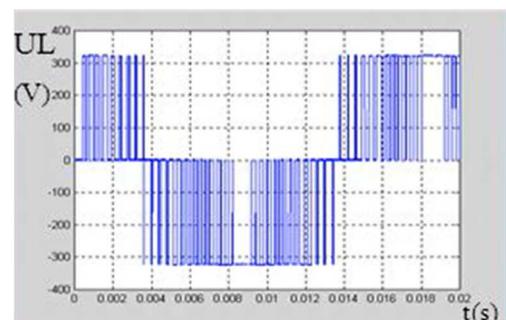
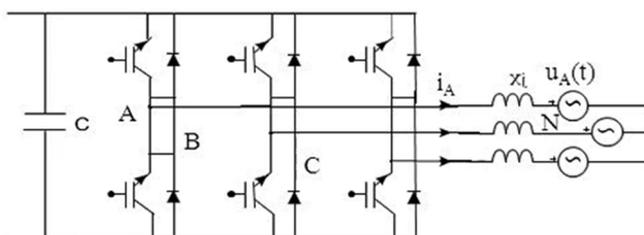


Figura 8. Inversor trifásico totalmente controlado.

Estos dispositivos pueden trabajar como fuente de tensión o como fuente de corriente, incluso variar su frecuencia en función de la potencia de entrada y la carga de salida. Para regular la tensión mediante estos inversores se suele utilizar la modulación del ancho de pulso PWM conmutando a alta frecuencia [14].

5.5.3. Curva de operación

Cada fabricante de inversores presenta dispositivos propios con características y puntos de funcionamiento diferentes. En el presente estudio se analiza el inversor IFX6 2550 kVA de la empresa colaboradora Jema Energy. En la *Figura 9* se observa su curva de operación. Los inversores se han limitado a un 10% de la tensión nominal y los datos se han recogido para una temperatura ambiente de 25°C y una altitud de 1000msnm.

- La curva roja limita la potencia activa y reactiva cuando el inversor trabaja a una tensión de 0.9pu.
- La curva azul limita la potencia activa y reactiva cuando el inversor trabaja a una tensión de 1pu.
- La curva verde limita la potencia activa y reactiva cuando el inversor trabaja a una tensión de 1.1pu.

A modo de ejemplo, si el inversor está generando 1,5MW a una tensión de 0.9pu, la potencia reactiva máxima que puede inyectar el inversor es de 1,7MVar. Una de las razones para simular las plantas de generación es comprobar que los inversores están trabajando dentro de estos límites de potencia reactiva y dentro de los requisitos que marca el código de red aplicable a cada caso, y que posteriormente se estudiará más en detalle.

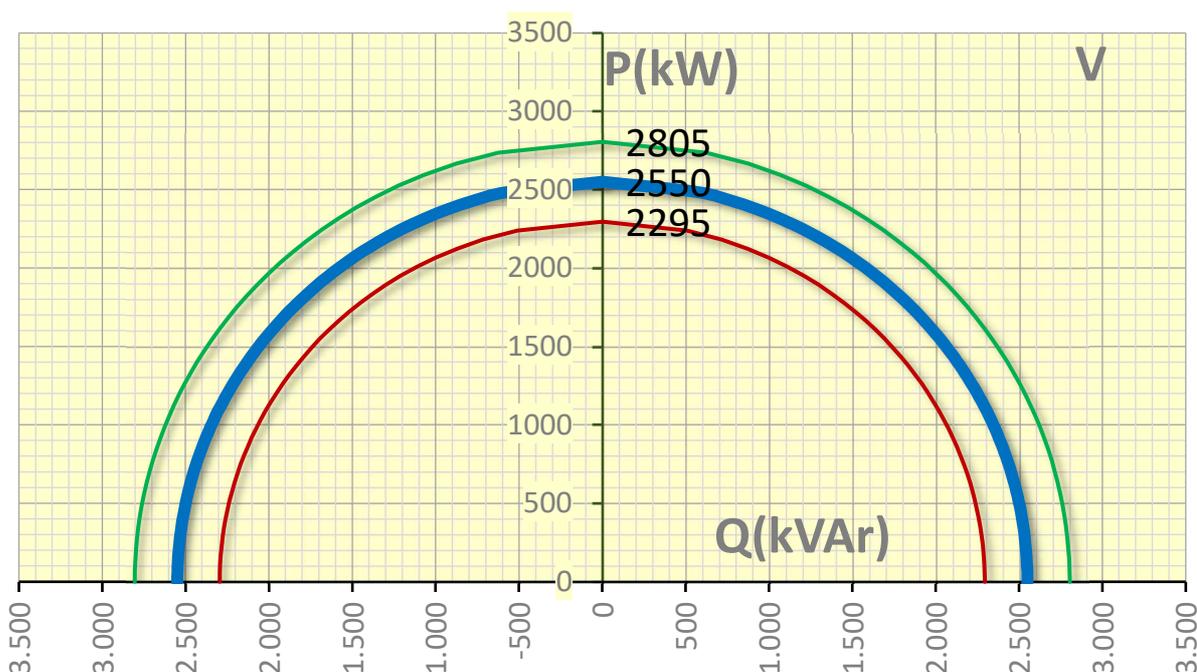


Figura 9. Curva de operación inversor IFX6 2550 kVA.



5.5.4. Filtros

Como se ha comentado anteriormente se requieren filtros para asegurar que la señal generada sea sinusoidal y se encuentre dentro de los requisitos de la calidad de onda especificados en cada caso. Los filtros pueden ser elementos pasivos (condensadores y bobinas) o elementos activos. En ambos casos permiten reducir las componentes armónicas permitiendo el paso a ciertas bandas de frecuencia, y atenuando aquellas que no están dentro de esa banda. Los filtros se pueden clasificar en tres tipos.

5.5.4.1. Filtros activos

Los filtros activos están basados en la utilización de IGBT's para reducir armónicos y mejorar el factor de potencia. Estos filtros están compuestos por elementos como amplificadores operacionales, resistencias, inductores, y capacitores. La forma de actuación de estos filtros es la siguiente, mide la corriente armónica y crea una corriente idéntica en magnitud, pero opuesta a ella con objeto de que las dos corrientes se anulen entre sí. Este proceso tiene la misma eficacia en sistemas monofásicos como en trifásicos. En la *Tabla 1* observamos algunas de las ventajas y desventajas de los filtros activos.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Tamaño pequeño.	Susceptibles de distorsión por intermodulación.
Fácil sintonización.	Algoritmo especial para reducir la distorsión proveniente de la tensión de red.
Error relativamente bajo.	Necesidad de fuente de alimentación.
Eliminación de armónicos de orden superior e inferior.	Estudio pormenorizado, para evitar sobre costes y sobredimensionados.
Reduce el ancho de banda del control de corriente.	
Compensa los armónicos de carga más perjudiciales.	
Protegen contra sobretensiones y transitorios.	
Reducción del coste energético.	
Amplio rango de tensiones de entrada.	

Tabla 1. Ventajas y desventajas de filtros activos.

5.5.4.2. Filtros pasivos

A principios del siglo XX no se utilizaban los filtros activos por su coste y volumen, por lo que se puede decir que los primeros filtros en desarrollarse y utilizarse fueron los pasivos. Dan un camino alternativo de baja impedancia a las corrientes armónicas, haciendo así que circulen por el filtro y no por la fuente de alimentación. En la *Tabla 2* se observan algunas ventajas y desventajas de estos filtros.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Reducción de tensiones armónicas de la tensión de alimentación.	No se podrán eliminar ni añadir cargas a un grupo compensado.
Corrigen factor de potencia.	La resonancia entre filtro e impedancia fuente puede causar amplificaciones de tensiones armónicas.
Bajo coste.	Número secciones superior cuantos más armónicos haya que atenuar.
	Consumo de componente fundamental que provoca armónicos.
	Posibilidad de provocar una resonancia paralela con la red.
	Selectividad. No compensan todo el margen de armónicos.

Tabla 2. Ventajas y desventajas de filtros pasivos.

Los filtros pasivos se utilizan en instalaciones que requieren de una reducción de la distorsión de tensión evitando así la perturbación de cargas sensibles, en instalaciones con necesidad de corrección del factor de potencia y en instalaciones que necesitan una reducción de la distorsión de corriente para evitar sobrecargas.

Los inversores trifásicos convencionales usan filtros pasivos LC o simplemente un filtro L. Sin embargo, con el nivel de potencia de los inversores más avanzados, la electrónica de potencia requiere una baja frecuencia de conmutación para eliminar las pérdidas de potencia, que llevarán a un aumento en los armónicos de orden superior en el lado de la red. Como resultado, la inductancia requerida para cumplir con la distorsión armónica total (THD) estándar, será muy alta si se utiliza un filtro L. La implementación de este tipo de filtros conlleva una serie de problemas, no sólo los más evidentes como el mayor coste y el requerimiento de un mayor tamaño, sino también un aumento de la inductancia total del sistema, que afecta al comportamiento del mismo de forma dinámica. La tendencia actual consiste en la implementación de filtros LCL. Estos filtros muestran un mejor rendimiento reduciendo los armónicos de orden superior y con una inductancia total menor.

5.5.4.3. Filtros híbridos

Combina los dos tipos de filtros anteriormente comentados, aprovechando las ventajas de los dos. Por lo que tienen un amplio rango de niveles de potencia y rendimiento. La *Figura 10* nos muestra las aplicaciones de cada tipo según el factor de potencia y el armónico producido.



Figura 10. Filtro a instalar dependiendo del armónico y del factor de potencia.



Estos filtros se utilizan para la reducción de las distorsiones de corriente y tensión, evitando así las sobrecargas y las perturbaciones en las cargas sensibles. También para cumplir con los niveles de emisiones armónicas de manera estricta [14].

5.6. Panel fotovoltaico

5.6.1. Características generales

Un panel fotovoltaico está compuesto por la agrupación de células fotovoltaicas en serie o en paralelo. Cuenta a su vez con una envolvente que protege a las células de los agentes de la intemperie, las aísla eléctricamente del exterior y proporciona rigidez mecánica al conjunto. Hay diferentes modelos, pero el más característico es el constituido por células de silicio de igual tamaño, asociadas en serie/paralelo, encapsuladas en una lámina de vidrio. El silicio es caro y puede ser:

- Monocristalino → Es el de mayor pureza y por lo tanto el más caro pero también el de mejores características eléctricas.
- Policristalino → El proceso de cristalización del silicio es diferente y presenta un aspecto y unas propiedades eléctricas distintas.
- Amorfo → No tiene estructura cristalina alguna, presenta las peores cualidades eléctricas de los tres.

En el caso particular de España, todos los módulos fotovoltaicos de silicio deberán cumplir con la norma UNE-EN 61215 y también estar reconocidos por un laboratorio reconocido. Los módulos tendrán de forma visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante, más el número de serie trazable a la fecha de fabricación.

La estructura metálica del panel estará conectada a tierra. Es conveniente que todos los módulos de la instalación sean del mismo modelo, en caso contrario, se deberá demostrar su compatibilidad y la ausencia de fallos debido a la diferencia entre los mismos. Por seguridad y para facilitar las reparaciones y el mantenimiento del generador se instalarán elementos de protección para la desconexión como fusibles, interruptores... de forma independiente y en los dos extremos de cada rama.

5.6.2. Curva de funcionamiento

Los paneles fotovoltaicos presentan una curva I-V y una curva P-V de funcionamiento, estas curvas las proporciona el fabricante, y recogen la relación entre la corriente, la tensión y la potencia aportadas por el panel dependiendo de la radiación solar y de la temperatura. En la *Figura 11* podemos ver un ejemplo a temperatura constante. La temperatura también hará que la curva se desplace, a mayor temperatura menor tensión [15].

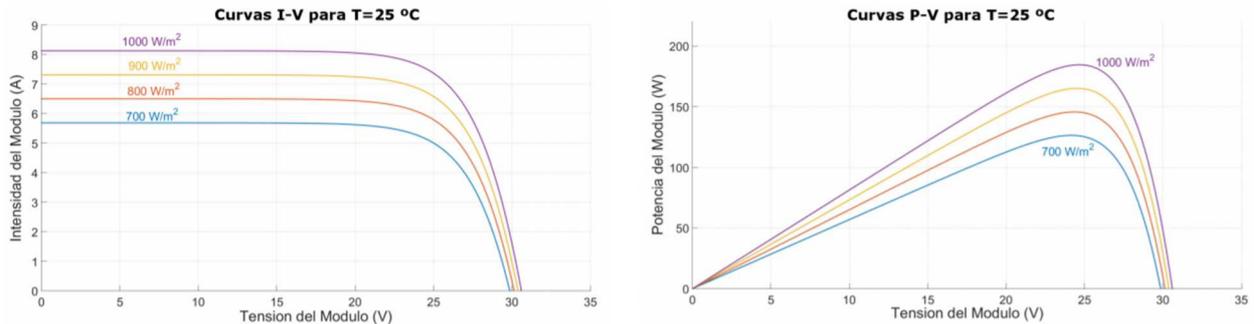


Figura 11. Curvas I-V y P-V de un módulo a temperatura constante.

En la *Figura 12*, en cambio, la irradiancia es constante y muestra como varían las curvas para diferentes temperaturas.

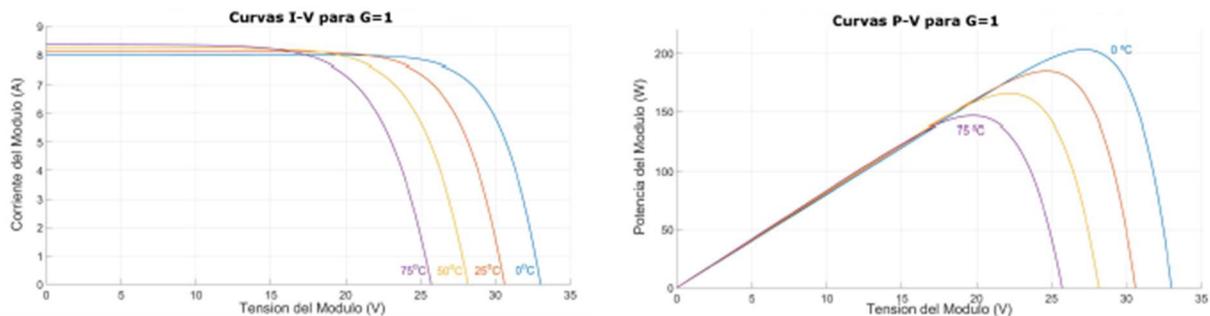


Figura 12. Curvas I-V y P-V de un módulo a irradiancia constante.

5.6.3. Seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP)

La reducción de costes de la tecnología fotovoltaica tiene como objetivo mejorar la eficiencia de la conversión de la energía. Para ello se emplean algoritmos de control para el seguimiento del punto de máxima potencia, así se consigue el máximo aprovechamiento del sol.

Como se ha visto en el anterior punto, la temperatura y la radiación son dos variables de las que depende la instalación fotovoltaica. Pero hay otras variables que se pueden controlar y modificar para buscar un óptimo funcionamiento en cierta situación meteorológica específica.

El SPMP (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia) es la estrategia que se utiliza para controlar que el sistema fotovoltaico entregue la máxima potencia en la salida, para unas determinadas condiciones meteorológicas. Como se ha mostrado en las figuras anteriores la operación del módulo fotovoltaico depende de las tres variables V, I y P. Conociendo una de las variables ya se conoce el punto de funcionamiento del módulo, pero con el inconveniente de que la radiación o la temperatura pueden variar cambiando las curvas de operación. Estas curvas no son estáticas y varían durante el día dependiendo de la radiación y de la temperatura de cada momento y con ello el punto de máxima potencia. Por lo que es necesario un SPMP para el rendimiento óptimo del módulo fotovoltaico [15].

En la *Figura 13* se muestra un esquema básico de un sistema de SPMP, el cual se compone de un convertidor CC/CC que conecta el módulo fotovoltaico a la carga. Todo ello controlado por un sistema que ejecuta un algoritmo de SPMP. El control genera una señal PWM con una determinada relación del Ciclo de Trabajo o Duty Cycle, la cual utiliza el convertidor.

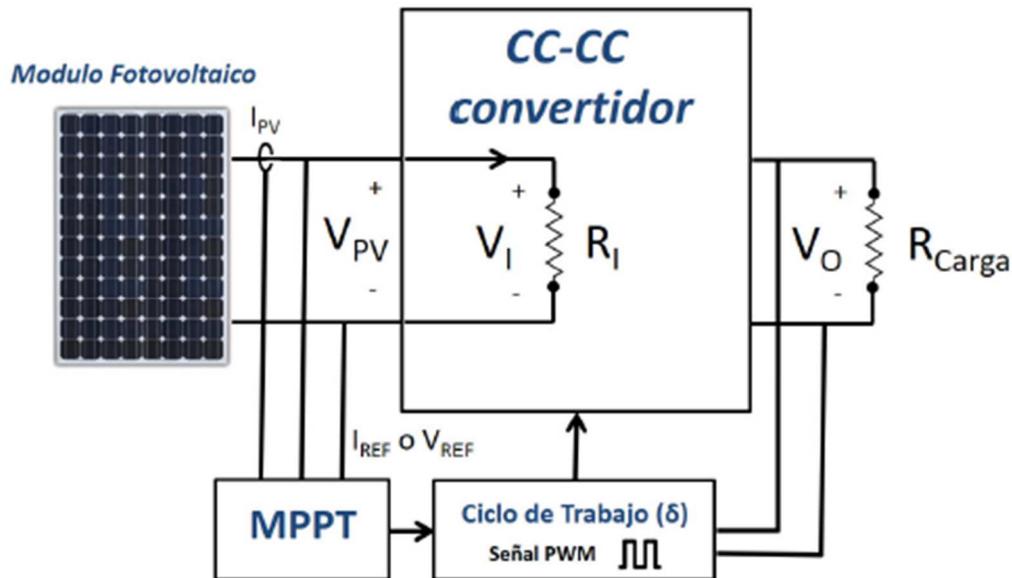


Figura 13. Esquema de un sistema SPMP.

Existen varios algoritmos de SPMP pero se van a presentar los más importantes: algoritmo de perturbación y observación y el algoritmo de conductancia incremental.

5.6.3.1. Algoritmo de perturbación y observación

Este algoritmo es el más utilizado por su sencillez en la implementación. El módulo trabaja en un cierto punto que no coincide con el PMP y el sistema de SPMP perturba la tensión de trabajo en un pequeño valor ΔV . Después se mide el cambio en la potencia ΔP . Si ΔP es positivo, el punto de operación se ha acercado al PMP, por lo que la siguiente perturbación la producirá en la misma dirección que la anterior. En el caso de que ΔP sea negativo, el proceso será opuesto, la perturbación que producirá será en la dirección opuesta dado que se ha alejado del PMP. Las perturbaciones se consiguen mediante la variable ciclo de trabajo del PWM a la cual tenemos acceso. Incrementar el ciclo de trabajo supone una disminución de la resistencia de entrada del convertidor CC/CC, y por tanto una disminución en la tensión de trabajo del módulo fotovoltaico, y viceversa. Una vez el sistema alcanza el PMP, el sistema hará que trabaje en torno a ese punto.

La *Tabla 3* resume el comportamiento del algoritmo y en la *Figura 14* se presenta el diagrama de flujo del algoritmo [15].

Mediciones	Ciclo de Trabajo	Tensión
$\Delta P < 0 ; \Delta V < 0$	Disminuir	Aumentar
$\Delta P < 0 ; \Delta V > 0$	Aumentar	Disminuir
$\Delta P > 0 ; \Delta V > 0$	Disminuir	Aumentar
$\Delta P > 0 ; \Delta V < 0$	Aumentar	Disminuir

Tabla 3. Comportamiento del algoritmo perturbación y observación.

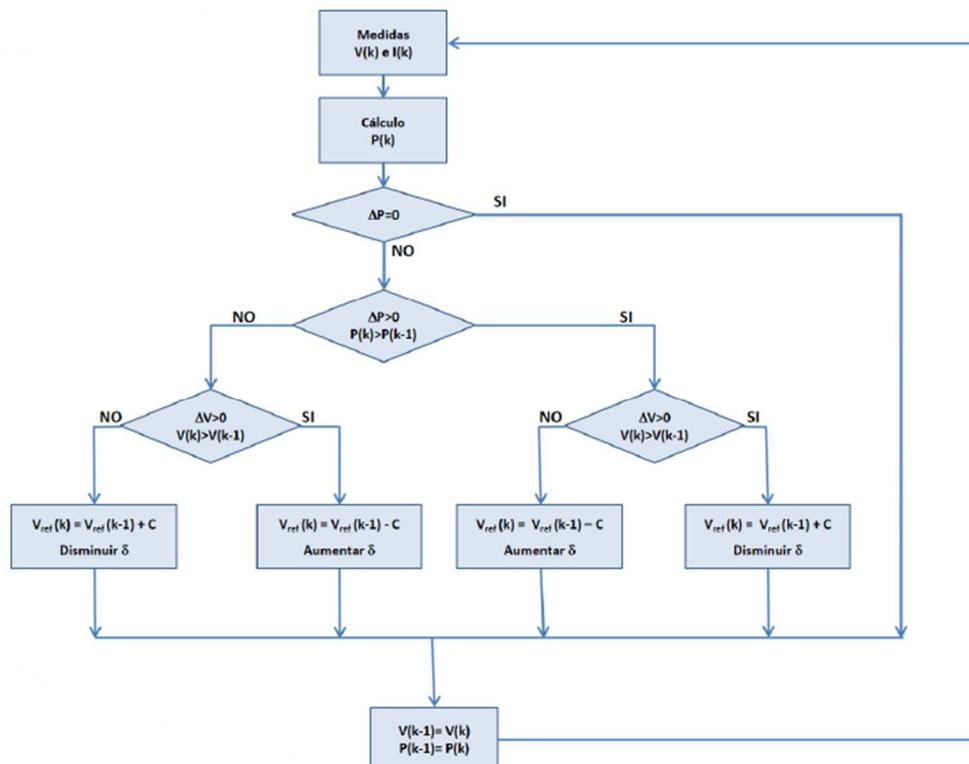


Figura 14. Diagrama de flujo del algoritmo perturbación y observación.

5.6.3.2. Algoritmo de conductancia incremental

El algoritmo de conductancia incremental se basa en el concepto de que la pendiente de la curva P-V del panel fotovoltaico en el PMP es igual a cero, en el margen izquierdo es positiva y en el margen derecho es negativa:

- Si $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$, el punto de operación actual está a la izquierda del PMP.
- Si $\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$, el punto de operación actual está a la derecha del PMP.

La Tabla 4 resume el comportamiento del algoritmo y en la Figura 15 se presenta el diagrama de flujo del algoritmo.



Mediciones	Ciclo de Trabajo	Tensión
Si $dV \neq 0$ y $dI/dV = -I/V$	Mantener	Mantener
Si $dV \neq 0$ y $dI/dV > -I/V$	Disminuir	Aumentar
Si $dV \neq 0$ y $dI/dV < -I/V$	Aumentar	Disminuir
Si $dV = 0$ y $dI = 0$	Mantener	Mantener
Si $dV = 0$ y $dI > 0$	Disminuir	Aumentar
Si $dV = 0$ y $dI < 0$	Aumentar	Disminuir

Tabla 4. Comportamiento del algoritmo conductancia incremental.

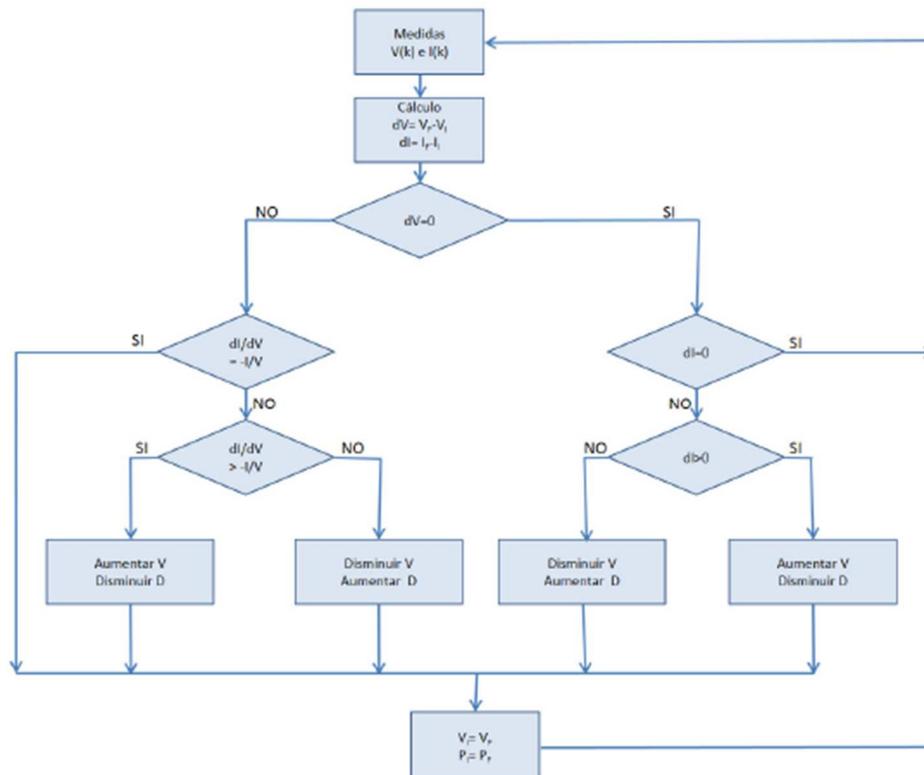


Figura 15. Diagrama de flujo del algoritmo conductancia incremental.



6. CONTROL DE UN INVERSOR FOTOVOLTAICO

En este apartado se describen algunos métodos de control convencionales para sistemas de inversores fotovoltaicos. El inversor fotovoltaico es una de las partes fundamentales de una instalación porque convierte la corriente directa de los paneles de generación en corriente alterna para usuarios conectados o desconectados de la red.

Dado que los inversores son el núcleo de una instalación fotovoltaica y se quiere una corriente de salida de calidad, el control ha sido objeto de estudio durante años para garantizar la calidad de salida deseada. Para una mayor eficiencia de los inversores solares, la corriente de salida de los inversores tiene que guiarse por las corrientes de referencia que se obtienen mediante el seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP).

En las últimas décadas se ha incrementado la demanda de energía solar por lo que la investigación del control de los inversores conectados a la red está en el punto de mira desde hace años. El gran cambio climático que estamos viviendo también hace que la radiación sea incierta y la distribución de los paneles fotovoltaicos hacen que sean difíciles de detectar los daños en el sistema. Estos factores harán que sea más difícil controlar los inversores fotovoltaicos y por lo tanto asegurar la eficiencia de estos. Estos son los principales problemas técnicos [16]:

- *Distorsión armónica.* Para los sistemas de control de los inversores, la electrónica de potencia puede incrementar los armónicos en la corriente de salida. Además, si la red a la que se conecta la planta fotovoltaica esta distorsionada, puede influir en el sistema de control del inversor. Por lo que los sistemas de control de los inversores deberán estar preparados para reducir los armónicos de orden superior.
- *Aleatoriedad de la fuente de energía.* Para una fuente de energía renovable, factores variables como la temperatura, el ambiente o la radiación solar pueden influir en la salida del sistema de control del inversor.
- *Efecto isla.* Este efecto ocurre cuando la red se desconecta pero el sistema de control de los inversores no lo detecta y continua trabajando solo. Esta situación pone en peligro a los clientes y trabajadores de la compañía eléctrica. Por lo que los sistemas de control de los inversores deberán tener protección para evitar el efecto isla.
- *Incertidumbre de los parámetros.* Las incertidumbres del sistema tienen mayor influencia en los sistemas de control de los inversores fotovoltaicos debido a las características poco fiables de la fuente de energía solar. Por ello uno de los desafíos hoy en día es la integración de estas fuentes renovables en la red. Mediante el potencial de la tecnología de control se está consiguiendo solventar estos problemas.

Se han adoptado muchos enfoques para la mejora de fiabilidad de los sistemas de control de los inversores. A continuación se van a presentar varios métodos para la mejora de la estrategia para mejorar el control de los inversores fotovoltaicos.

Se han desarrollado técnicas de control vectorial resonante, tales como la técnica PI+PR (Proportional Integral+Proportional Resonant), con esta técnica se consigue reducir los efectos de los armónicos de orden superior en los sistemas ya que añadiendo la acción PR sobre el controlador PI convencional es posible eliminar o atenuar en gran medida los armónicos a una frecuencia particular, aquella en la que el controlador PI no puede reducir el componente armónico.

En [17], los autores construyen un controlador clásico para los inversores mediante el uso de filtros LCL pasivos. Este método atenúa los armónicos de corriente pero en ocasiones no resulta suficiente por lo que se requieren de técnicas de control más avanzadas, como las mencionadas anteriormente en base a desarrollar un controlador fiable frente a las perturbaciones de los armónicos de orden superior y a las incertidumbres del sistema.

La función de un inversor trifásico es modificar la tensión y la corriente de CC de entrada mediante la conmutación para convertirla en la corriente alterna deseada. La *Figura 16* muestra la estructura del circuito de un inversor trifásico conectado a red. El panel fotovoltaico genera las entradas de corriente (I_{PV}) y tensión (U_{PV}) en el sistema. Estas entradas pasan por una serie de transistores bipolares aislados (IGBT's) y se convierten en corriente del lado del inversor $i_{i,a,b,c}$. Al pasar por el filtro LCL (representado por L_f , L_g y C , R_f , R_g y R_c) la corriente del lado del inversor se filtra y el sistema del inversor produce la salida $i_{g,a,b,c}$.

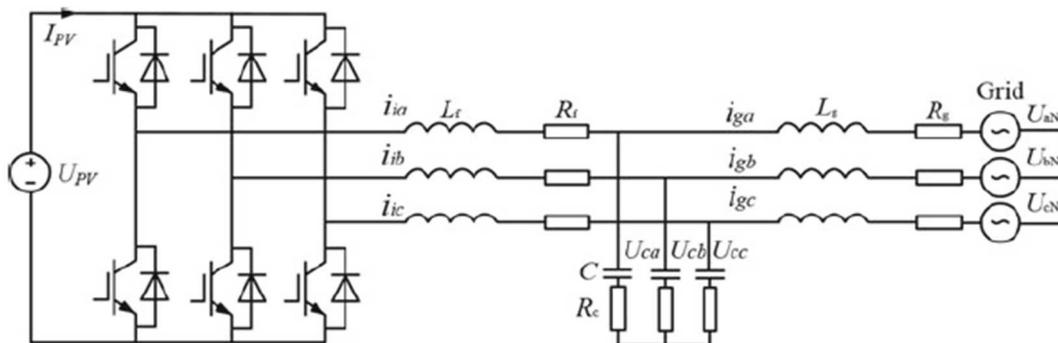


Figura 16. Estructura del circuito de un inversor fotovoltaico trifásico.

En la estructura del sistema de control de la *Figura 17* se observan tres componentes por cada señal, dado que es un sistema trifásico. El controlador controla el estado de conmutación de los IGBT's para que el sistema del inversor fotovoltaico esté constantemente operando en el punto de máxima potencia. Para lograr dicho objetivo, el controlador debe proporcionar unas corrientes objetivo al controlador, son las denominadas corrientes de referencia I_{gd}^* , I_{gq}^* . En los inversores solares antiguos se asumía que la corriente de referencia $I_{gq}^* = 0$ en todo momento, lo cual implicaba que no había potencia reactiva intercambiada con la red.

En las aplicaciones actuales, la potencia reactiva a intercambiar con la red ya no es nula, por lo que la corriente de referencia rara vez suele ser nula. En la mayoría de las ocasiones, I_{gq}^* debe ser variable en el tiempo por lo que la estrategia de control para el seguimiento de $I_{gq}^*(t)$ es análoga al seguimiento de I_{gd}^* . La señal de control U_{abc} representa los ciclos de trabajo de los anchos de pulso del modulador PWM, que genera señales de conmutación a los IGBT's dentro del

inversor y produce las corrientes $i_{i,a,b,c}$ del lado del inversor. En este proceso, la corriente continua se transforma en la corriente alterna de salida deseada. Al pasar por el filtro LCL, se obtienen las corrientes $i_{g,a,b,c}$ de salida. Antes de la conexión a red, se requiere un lazo de control externo para confirmar que la fase y magnitud de la tensión de salida del inversor son iguales a la tensión de la red, deben estar sincronizadas. Por lo tanto, se requiere un módulo que genere señales de cierre [16].

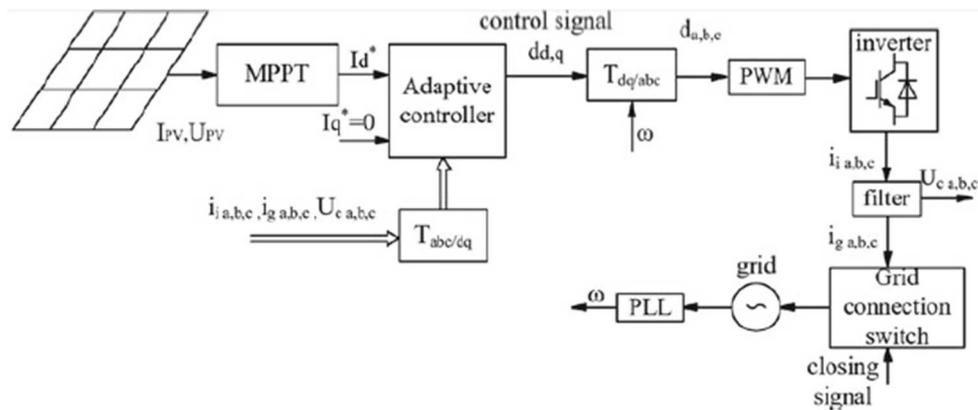


Figura 17. Estructura del sistema de control de un inversor fotovoltaico.



7. DESARROLLO TEÓRICO

7.1. Código de red

Los Códigos de Red regulan aspectos como la conexión a red, operación del sistema y el mercado eléctrico. El objetivo de los Códigos de Red es contribuir en la armonización, integración y eficiencia del mercado eléctrico.

- *Conexión a la red.* Requerimientos de instalaciones de producción de electricidad, instalaciones de consumo y de distribución de energía, y también las instalaciones de transporte en HVDC que se conectan al sistema eléctrico.
- *Operación del sistema.* Dado que se sigue una directriz común en la operación de los sistemas de cada país, se establecen una serie de reglamentos comunes. La interconectividad de los sistemas eléctricos entre países europeos y las prácticas individuales de cada TSO para asegurar la seguridad y garantía de suministro en tiempo real va en aumento, por ello se implementa este reglamento común.
- *Mercados.* Establecen una base para la creación del mercado interior de la electricidad en el ámbito del cálculo y la asignación de capacidad en los horizontes de largo plazo, diario e intradiario y en el funcionamiento de los mercados de balance eléctrico.

Este trabajo se centra en las plantas de generación y por lo tanto los requisitos que se deben analizar mediante simulación forman parte de la conexión a la red dentro del Código de Red.

7.1.1. Capacidad de potencia reactiva

Los Códigos de Red establecen cual es la capacidad de potencia reactiva mínima que deben inyectar/absorber los inversores en el punto de conexión para diferentes niveles de generación de potencia activa y a distintos niveles de tensión en el PCC. Mediante softwares de simulación se realizan flujos de cargas para verificar que estos requerimientos se cumplen, de lo contrario, habrá que rediseñar la planta de generación o instalar equipos de compensación reactiva.

7.1.2. Capacidad para soportar variaciones de tensión

En este apartado, los Códigos de Red recogen los tiempos de duración que tiene que soportar la planta en funcionamiento para cada nivel de hueco de tensión o de sobretensión que se pueda originar en el punto de conexión. Se detallan los puntos de operación y se muestra una gráfica que delimita la zona de funcionamiento y la zona de desconexión.

7.1.3. Capacidad para soportar variaciones de frecuencia

En cuanto a las subfrecuencias y sobrefrecuencias que pueden ocurrir en el punto de conexión, el Códigos de Red también recoge los límites de operación de la planta. Se detallan los



puntos de operación y se muestra una tabla o gráfica con varios escalones o rangos de frecuencia que delimitan el tiempo mínimo de operación. Cada operador del sistema de dicho país dará los detalles como crea conveniente.

7.2. Herramientas de simulación

El sistema eléctrico convierte la energía de fuentes primarias en energía eléctrica, la cual se distribuye a clientes del sector industrial, comercial y residencial. Esta energía eléctrica se distribuye mediante sistemas de transporte y distribución, que mayormente están constituidos por instalaciones AC operando a frecuencia y tensión constantes. No obstante, debido a los objetivos de transición en los diferentes países del mundo hacia economías sostenibles, se están instalando muchas instalaciones de generación renovable de gran escala. Por lo que los sistemas eléctricos están sufriendo grandes cambios estructurales y topológicos, instalando cada vez más tecnologías basadas en electrónica de potencia en las redes de transmisión.

El funcionamiento y planificación de estos sistemas complejos requieren de importantes estudios para comprender las posibles causas de las amenazas para estados estacionarios y dinámicos. Estos estudios permitirán idear soluciones desde el punto de vista operacional como de control. Hasta el momento estos estudios se han basado en la modelización fiable de los componentes del sistema y la disponibilidad de instrumentos adecuados para la simulación y el análisis de diferentes tipos de fenómenos. Es por ello que se han creado paquetes de softwares, como DigSilent/PowerFactory o PSS/E, para abordar estos sofisticados enfoques que suponen una gran ayuda para las investigaciones y los proyectos industriales de los ingenieros especializados [20].

El cálculo de flujo de cargas es un análisis de estado estacionario del sistema eléctrico utilizado para calcular las tensiones en las barras y sus ángulos, así como el flujo de cargas en todas las ramas de la red analizada en cuestión. Este cálculo es algo esencial en los procesos de planificación, diseño y operación de los sistemas bajo diferentes condiciones de operación y configuración. Mediante este cálculo se pueden estimar diferentes resultados como las pérdidas de las líneas de transmisión, pérdidas de los transformadores o su sobrecarga, tensiones en diferentes puntos, el intercambio de potencia...

Para el análisis de una instalación, como estudio preliminar, se realiza el cálculo de flujo de cargas, que sirve como escenario previo para la realización del resto de estudios: estudios en estado estacionario, análisis dinámicos o análisis de armónicos. Así mismo es la base para múltiples cálculos de flujo de cargas en el análisis de contingencias y de fiabilidad.

Este trabajo se centra en el análisis del flujo de cargas mediante el software PowerFactory y en el análisis dinámico mediante el software PSS/E. Para ello, previamente se analizará el flujo de cargas en PSS/E, dado que es la base para poder realizar el análisis dinámico del sistema a estudio.

7.2.1. DigSilent/PowerFactory

Las ecuaciones (1) y (2) representan la base del cálculo de flujo de cargas. Mediante este método se formula la matriz de admitancias.



$$P_1 = U_1 \sum_{m=1}^n U_m \{G_{1m} \cdot \cos(\delta_1 - \delta_m) + B_{1m} \cdot \sin(\delta_1 - \delta_m)\} \quad (1)$$

$$Q_1 = U_1 \sum_{m=1}^n U_m \{G_{1m} \cdot \cos(\delta_1 - \delta_m) + B_{1m} \cdot \sin(\delta_1 - \delta_m)\} \quad (2)$$

Para resolver el sistema, el número de variables desconocidas se reduce al número de ecuaciones dividiendo en tres categorías las barras o buses del sistema. Estos tipos de buses se llaman ‘Bus de carga’ o ‘Bus PQ’, ‘Bus generador’ o ‘Bus PV’ y ‘Bus slack’ o ‘Bus SL’. En la *Tabla 5* se especifican los parámetros conocidos y desconocidos. Tendrá que haber un único nudo slack de referencia en todo el sistema.

Tipo de Bus	Datos conocidos	Parámetros desconocidos
Bus slack	U, δ	P, Q
Bus generador	P, U	Q, δ
Bus de carga	P, Q	U, δ

Tabla 5. Variables conocidas y desconocidas para cada tipo de bus.

En cuanto a la modelización del diagrama unifilar, en PowerFactory los componentes eléctricos se dividen en cuatro categorías [20]:

- *Busbar o barra:* Es un elemento fundamental en el sistema eléctrico en el cual se calculan la tensión y el ángulo. También se conoce como nodo terminal o de unión. En PowerFactory, se identifica mediante la clase llamada *ElmTerm*.
- *Source o generador:* Los generadores se modelizan como fuentes de tensión controlada que controlan la tensión y la inyección de potencia activa en la barra. La barra conectada a un generador se le llama bus PV. Los modelos de generadores más comunes en PowerFactory son las máquinas síncronas (*ElmSym*), las máquinas de inducción doblemente alimentadas (*ElmAsmsc*), generadores estáticos (*ElmGenstat*), red externa (*ElmXnet*), fuente de tensión AC (*ElmVac*) y fuente de corriente AC (*ElmIac*).
- *Shunt filter/Load:* Estos componentes intercambian potencia activa y/o reactiva y la barra conectada a estos componentes se denomina bus PQ. Generalmente, una carga se modeliza en PowerFactory usando una clase *ElmLod*, pero también hay otras clases dependiendo del nivel de tensión de la red, por ejemplo carga MT (*Elmlodmv*) y carga BT (*ElmLodlv*). Shunt filter (*ElmShnt*) se puede modelizar como filtro resistivo (R), inductivo (L) y capacitivo (C) o con combinaciones entre ellos.
- *Series branches:* Estas ramas en serie son los componentes eléctricos que conectan dos terminales para formar la red. Incluye líneas (*ElmLne*), transformadores (*ElmTr**), reactancias serie (*ElmSind*), capacitancias serie (*ElmScap*), filtros (*ElmSfilt*) y dispositivos de control.

A la hora de dibujar el diagrama unifilar del sistema siempre se dibujarán primero los buses, después elementos que unen las barras (transformadores y líneas) y por último los elementos conectados a las barras (equivalente de red, generadores, cargas, elementos de compensación). Dependiendo de las conexiones de los diferentes elementos, el software asigna su categoría a cada bus. En la *Figura 18* se muestran las opciones que PowerFactory ofrece para el análisis de flujo de cargas.

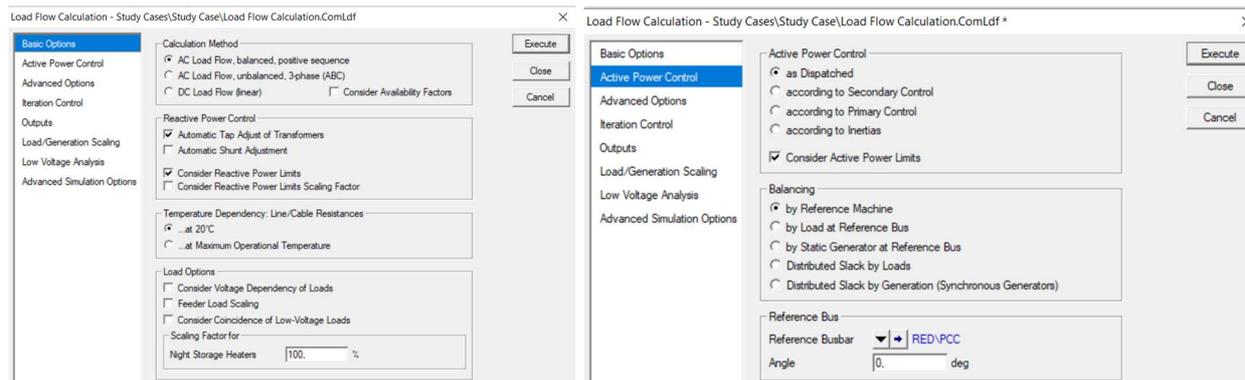


Figura 18. Opciones flujo de cargas en PowerFactory.

7.2.2. PSS/E

Es un software de simulación integrado por un conjunto de programas. Se desarrolló en 1976 por Power Technologies International (PTI) y en 2005 la empresa SIEMENS se hizo propietaria del software a partir de la versión 30.3, operando bajo la marca SIEMENS PTI. Este paquete de programas permite estudiar sistemas eléctricos tanto en estado estacionario como en condiciones dinámicas [21]. En cuanto a sus limitaciones, permite sistemas de hasta 150.000 buses, 300.000 cargas, 26.840 centrales, 33.050 generadores, 300.000 líneas, 60.000 transformadores...

La *Figura 19* muestra todos los softwares derivados de PSS. En este trabajo se hace uso de ‘PSS®E – High-performance transmission planning and analysis software’.

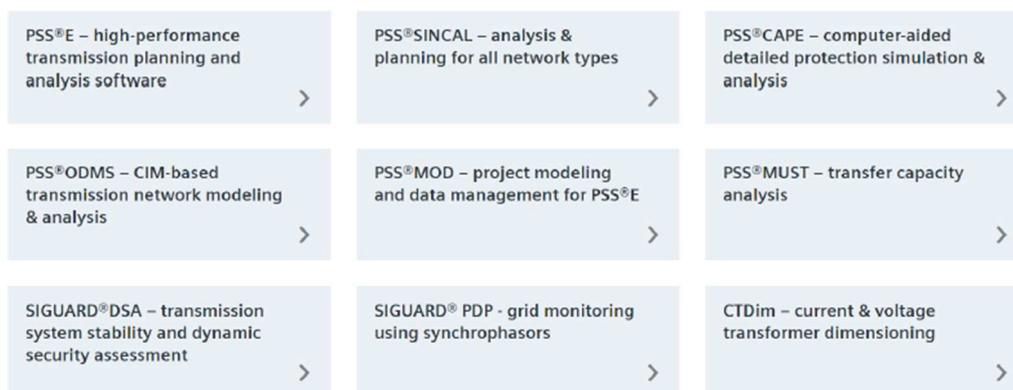


Figura 19. Softwares derivados de PSS.

Una de las complejidades de este software son los diferentes ficheros de los que hace uso. Los ficheros más utilizados en PSS/E son los siguientes:

- *.RAW: Es el fichero de texto del caso inicial que almacena los datos del sistema eléctrico. Son los datos de secuencia directa únicamente.
- *.SLD: Es el fichero binario de representación gráfica del sistema en el que se guardará el diagrama unifilar.
- *.SAV: Es un fichero binario que contiene los mismo datos que el fichero *.RAW pero además, también guarda la configuración de PSS/E que tenía el usuario que creo el fichero.
- *.DYR: Es el fichero de texto que contiene los datos dinámicos del sistema eléctrico, en este caso contiene el modelo de inversor Jema INIF30.
- *.SNP: Es el fichero binario que guarda una imagen de la memoria de datos dinámicos. Quedan guardados los parámetros de los modelos como los datos de los canales y la condición de todos los modelos dinámicos simulados en ese instante.
- *.OUT: Es el fichero binario que se genera a partir de la simulación dinámica, guardando los valores de cada canal definido en el fichero SNP para cada instante de tiempo simulado.
- *.PY: Es el fichero de texto que guarda la secuencia de sentencias escritas en lenguaje Python, se trata de un método automático el cual se ejecuta como un script, y se recomienda su uso ya que facilita las labores de simulación. Estos scripts de Python se crean con la herramienta de grabación.

En PSS/E, al igual que en PowerFactory, los buses también se dividen en tres tipos, pero en este caso, cada vez que se agregan los buses al diagrama hay que definirlos manualmente, tal y como se muestra en la *Figura 20*. Aquí también se dibujarán primero los buses, después los transformadores y líneas, y finalmente, los generadores y las cargas. En caso de que sean necesarios dispositivos de compensación se añadirán en último lugar.

The screenshot shows a 'Bus Data Record' dialog box with the following fields:

Basic Data	
Bus Number	1
Bus Name	
Type Code	1 - Non-Gen Bus
Base kV	0.0
Angle (deg)	0.00

Limit Data

Normal Vmax (pu)	1.10
Normal Vmin (pu)	0.90

Figura 20. Designación tipo de bus en PSS/E.



8. CASO DE ESTUDIO – PLANTA FOTOVOLTAICA 1

Para desarrollar los modelos de control en estos softwares de simulación se va a modelizar una planta de generación fotovoltaica llamada Planta Fotovoltaica 1, ubicada en México. En la *Figura 21* se puede observar su ubicación exacta en México. Es una de las plantas de generación fotovoltaica a la cual la empresa colaboradora Jema Energy suministró 44 inversores IFX6. Cada inversor tiene una potencia nominal de 2,55MW y la potencia nominal de la planta es de 100MW. En el punto de conexión, la planta tiene una tensión nominal de 115kV. La red de MT se divide en seis ramales a una tensión nominal de 34,5kV. Se detalla más en profundidad en el apartado 8.2.



Figura 21. Ubicación Planta Fotovoltaica 1 en México.

Para dicho estudio se van a utilizar como herramienta los softwares de simulación PowerFactory V15.1 y PSS[®]E V33. Se hará uso de la herramienta PowerFactory para representar el modelo detallado de la planta y con ello comprobar la capacidad reactiva según el Código de Red, con el objetivo de validar el diseño de la planta. Con PSS/E, en cambio, se realiza un análisis dinámico de un modelo equivalente para verificar que se cumple con los requisitos dinámicos que establece el Código de Red. También se podría haber llevado a cabo este análisis dinámico con PowerFactory pero se realiza con PSS/E dado que es el software que utiliza el operador del sistema mexicano (CENACE) y es obligatorio facilitarles el modelo y todos los ficheros asociados en formato PSS/E.

8.1. Código de red-México

La planta de generación fotovoltaica debe cumplir con los requerimientos establecidos por el Código de Red mexicano. En la *Tabla 6* se especifican las diferentes categorías según su capacidad instalada. Independientemente del área síncrona, la planta cuenta con una potencia nominal de 100 MW por lo que queda claro que se encuentra en la categoría tipo D [22].



Áreas síncronas	Central Eléctrica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléctrica tipo D
Sistema Interconectado Nacional	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$
Sistema Baja California	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$	$P \geq 20 \text{ MW}$
Sistema Baja California Sur	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$
Sistema Interconectado Mulegé	$P < 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$P \geq 3 \text{ MW}$

Tabla 6. Clasificación de las centrales eléctricas según su capacidad.

La planta debe contar con el equipamiento necesario para aportar la información a CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), correspondiente a la regulación primaria y secundaria. Se requieren mínimo las siguientes señales:

- Valor actual de potencia activa.
- Consigna de potencia activa.
- Señal de estado del control primario.
- Parámetros de ajuste actuales de respuesta de potencia activa a la frecuencia.
- Rango de potencia activa en relación con la capacidad instalada.
- Banda muerta de frecuencia.
- Ajuste de insensibilidad de respuesta a la frecuencia.
- Umbral de desactivación de respuesta de potencia activa ante sub o sobrefrecuencia.
- Característica de regulación.

Si es necesario, el CENACE puede requerir señales adicionales y dispositivos de registro de faltas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema que deberá proporcionarlo la central eléctrica.

Dada su ubicación, el área síncrona corresponde al sistema interconectado nacional y la *Tabla 7* muestra los rangos de tensión y el tiempo mínimo de funcionamiento para otros rangos de tensión.

Área síncrona	Rango de tensión del punto de interconexión	Tiempo mínimo de operación
Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé	$1,05 \text{ pu} \leq V < 1,10 \text{ pu}$	30 minutos
	$0,95 \text{ pu} \leq V < 1,05 \text{ pu}$	Ilimitado
	$0,90 \text{ pu} \leq V < 0,95 \text{ pu}$	30 minutos

Tabla 7. Valores de operación mínimos sin desconexión de la red.

La planta debe poder operar con un factor de potencia comprendido entre 0,95 inductivo hasta 0,95 capacitivo para la potencia nominal declarada para la planta, con una potencia reactiva mínima y máxima que se mantiene hasta el 50% de la potencia nominal. A partir del 50% de la potencia nominal hasta generación nula, la potencia reactiva mínima requerida se reduce proporcionalmente como se muestra en la *Figura 22*.

Para la potencia nominal de la planta de 100 MW, el factor de potencia 0,95 inductivo implica una inyección de potencia reactiva de 32,87 MVAR, mientras que el factor de potencia 0,95 capacitivo implica una absorción de potencia reactiva de -32,87 MVAR.

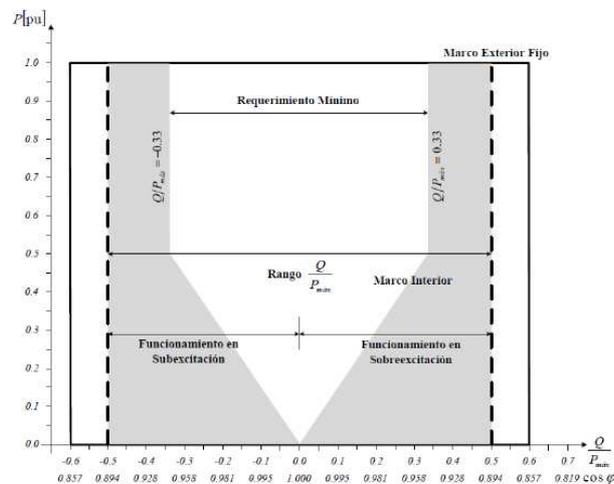


Figura 22. Diagrama P-Q/ $P_{\text{máx}}$ de una central eléctrica.

En la *Figura 23* se representa el mismo diagrama, pero esta vez se tiene en consideración el valor de la tensión en el punto de conexión, de ahí que el diagrama se vuelva tridimensional, ya que se tiene en cuenta que estos requisitos de potencia se deben cumplir también para los diferentes rangos de tensión comprendidos dentro del rango 0,95pu y 1,05pu de la tensión nominal de la instalación en el PCC.

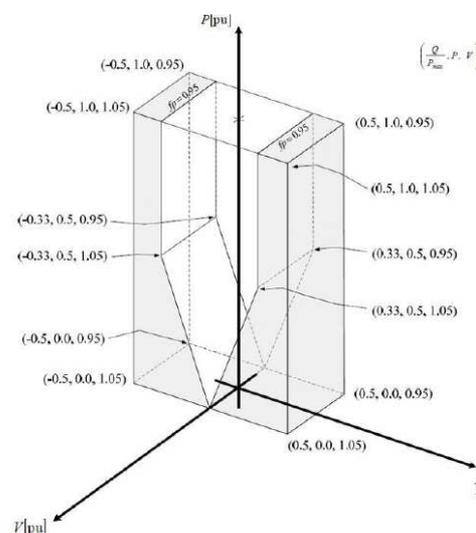


Figura 23. Diagrama V-P-Q/ $P_{\text{máx}}$ de una central eléctrica asíncrona.

NOTA*: En este documento un generador operando con factor de potencia inductivo inyecta potencia reactiva a la red (potencia reactiva positiva). Un generador operando con factor de potencia capacitivo absorbe potencia reactiva de la red (potencia reactiva negativa).

En los softwares utilizados, una potencia negativa en un generador significa que la potencia es entrante o que está absorbiendo. Si la potencia es positiva en un generador, la potencia es saliente o que está generando.

En cuanto a los requerimientos generales de las plantas fotovoltaicas asíncronas tipo D, en la *Figura 24* se muestra la respuesta que debe darse ante condiciones dinámicas o de falta. La planta debe permanecer interconectada y en operación estable mientras la tensión permanezca en la zona A. Como se puede apreciar los puntos de operación no concuerdan con la gráfica dado que el Código de Red mexicano facilita los puntos de operación de las plantas fotovoltaicas asíncronas y no la gráfica.

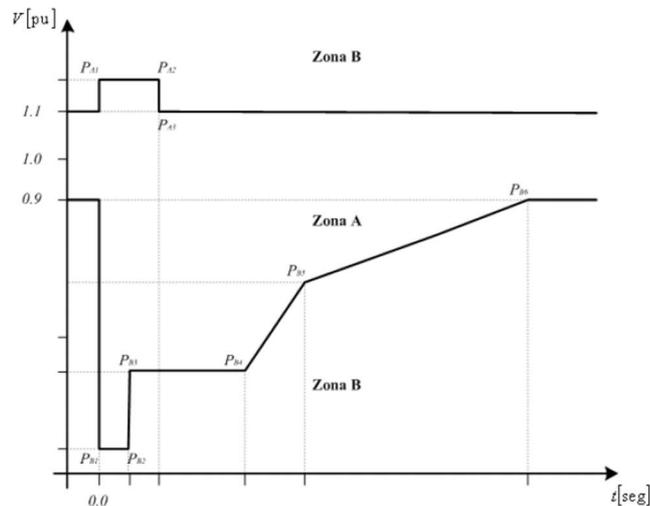


Figura 24. Respuesta de la planta tipo D ante condiciones dinámicas o de falta.

Estos puntos de respuesta se muestran en la *Tabla 8*:

Punto de operación	Parámetros de tensión (pu)	Parámetros de tiempo (segundos)
PB1	0,00	0,00
PB2	0,00	0,25
PB3	0,00	0,35
PB4	0,00	0,45
PB5	0,45	1,05
PB6	0,90	1,50
PA1	1,20	0,00
PA2	1,20	0,20
PA3	1,10	0,20

Tabla 8. Parámetros de la *Figura 28* para la capacidad de respuesta de la planta.



Las plantas fotovoltaicas asíncronas tipo D tienen los requisitos mínimos de funcionamiento para diferentes rangos de frecuencia tal y como se muestra en la *Tabla 9*. Dichos tiempos y rangos de operación se ajustarán en el modelo de inversor INIF30 en el caso de estudio. Al igual que los parámetros marcados por el Código de Red mexicano en el apartado anterior para las variaciones de tensión.

Área síncrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo de operación
Sistema Interconectado Nacional y Baja California	61,8 Hz = $f < 62,4$ Hz	15 minutos
	61,2 Hz = $f < 61,8$ Hz	30 minutos
	58,8 Hz = $f < 61,2$ Hz	Ilimitado
	58,2 Hz = $f < 58,8$ Hz	30 minutos
	57,0 Hz = $f < 58,2$ Hz	15 minutos
Sistema Baja California Sur y Pequeño Sistema Mulegé	61,8 Hz = $f < 63,0$ Hz	15 minutos
	61,2 Hz = $f < 61,8$ Hz	30 minutos
	58,8 Hz = $f < 61,2$ Hz	Ilimitado
	58,2 Hz = $f < 58,8$ Hz	30 minutos
	57,0 Hz = $f < 58,2$ Hz	15 minutos

Tabla 9. Rangos de frecuencia y tiempos de operación mínimos.

8.2. Datos de la planta

La planta consiste en 44 inversores IFX6 conectados a una red de 115kV mediante 22 centros de transformación. Cada centro de transformación cuenta con un transformador 34,5/0,63/0,63kV de tres devanados. La planta de generación fotovoltaica tiene una potencia nominal de 100 MW en el PCC que se evacúa mediante un transformador de 115MVA 115/34,5kV y una línea de transmisión a 115kV de 10km en aéreo y 0,65km en subterráneo.

8.2.1. Red equivalente

Se ha modelizado una red equivalente en el punto de conexión con las siguientes características de tensión:

- Tensión nominal: 115 kV
- Variación de tensión en operación normal: $\pm 5\%$ (Acorde al Código de Red)

8.2.2. Línea de interconexión

La planta de estudio se conecta al punto de conexión mediante una línea la cual está compuesta por un tramo aéreo de 10 km y otro tramo subterráneo de 650 m. En la *Tabla 10* se especifican sus respectivos parámetros eléctricos.



Tramo	Longitud (km)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)	B1 (μS/km)
Aéreo	10	0,075353	0,461062	3,6
Cable	0,65	0,017168	0,066	90,47787

Tabla 10. Parámetros eléctricos de la línea de interconexión.

8.2.3. Transformador de potencia

La planta a analizar cuenta con un transformador de potencia con las siguientes características dadas por el fabricante:

- Ratio tensión: 115 + 9%-7,5% / 34,5 kV
- Potencia nominal: 115 MVA
- Tensión de cortocircuito: 9%
- Grupo de conexión: YNd11
- Pérdidas de carga: 224,244 kW
- Pérdidas de vacío: 42kW
- Corriente de vacío: 0,2%

8.2.4. Red de MT

La Planta Fotovoltaica 1 cuenta con 22 centros de transformación de MT/BT que conectan 44 inversores IFX6 a 6 circuitos de MT. La *Tabla 11* y *Tabla 12* muestran la distribución de los centros de transformación para cada circuito, con las correspondientes longitudes de los cables de MT y la sección asignada.

Circuito 1		Sección (kcmil o AWG)	Longitud (m)
From Bus	To Bus		
SET	CT 03	500	2854
CT 03	CT 02	4/0	157
CT 02	CT 01	4/0	157
Circuito 2		Sección (kcmil o AWG)	Longitud (m)
From Bus	To Bus		
SET	CT 06	500	2420
CT 06	CT 05	4/0	157
CT 05	CT 04	4/0	157
Circuito 3		Sección (kcmil o AWG)	Longitud (m)
From Bus	To Bus		
SET	CT 10	750	1841
CT 09	CT 10	500	157
CT 08	CT 09	4/0	157



CT 07	CT 08	4/0	157
Circuito 4		Sección (kcmil o AWG)	Longitud (m)
From Bus	To Bus		
SET	CT 18	750	1407
CT 18	CT 13	500	157
CT 13	CT 12	4/0	157
CT 12	CT 11	4/0	723
Circuito 5		Sección (kcmil o AWG)	Longitud (m)
From Bus	To Bus		
SET	CT 22	750	1555
CT 22	CT 21	500	157
CT 21	CT 20	4/0	157
CT 20	CT 19	4/0	157
Circuito 6		Sección (kcmil o AWG)	Longitud (m)
From Bus	To Bus		
SET	CT 17	750	828
CT 17	CT 16	500	157
CT 16	CT 15	500	157
CT 15	CT 14	500	157

Tabla 11. Distribución de CT, secciones y longitudes de cables de MT.

Sección (kcmil o AWG)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)	B (μ S/km)	Capacidad (A)
750	0,18	0,19	80,3	633
500	0,21	0,23	71,6	498
4/0	0,39	0,28	63,3	230

Tabla 12. Parámetros eléctricos de los cables de MT.

Los datos de las secciones de los cables de MT se dan en dimensiones norteamericanas, por lo que se han calculado las secciones equivalentes según [23]. En la *Tabla 13* se muestran las secciones geométricas y también las secciones equivalentes normalizadas.

Sección	Sección geométrica (mm ²)	Sección normalizada (mm ²)
750 kcmil	380,03	400
500 kcmil	253,35	300
4/0 AWG	107,22	120

Tabla 13. Secciones equivalentes.

8.2.5. Transformadores de MT

Cada uno de los centros de transformación conecta dos inversores a la red de MT mediante un transformador de tres devanados. Estas son las características de dicho transformador:

- Tensión nominal: $34,5 \pm 2,5\% \pm 5\%$ / 0,63/0,63 kV (cambiador en vacío)
- Potencia nominal: 5,05 MVA
- Grupo de conexión: Dy11y11
- Tensión de cortocircuito: 5,5% (AT-MT), 11% (MT-BT) y 5,5% (BT-AT)
- Pérdidas de carga: 41 kW
- Pérdidas de vacío: 5,24 kW
- Corriente de vacío: 0,9%

8.2.6. Inversores fotovoltaicos

Los 44 inversores de la planta fotovoltaica son del modelo IFX6 con las siguientes características:

- Tensión nominal: 630 V
- Potencia nominal: 2605 kVA
- Límites de tensión en bornes: ± 10

En la *Figura 25* se muestra el método para añadir los puntos de funcionamiento del inversor IFX6 empleado para introducir la curva de capacidad del inversor en PowerFactory.

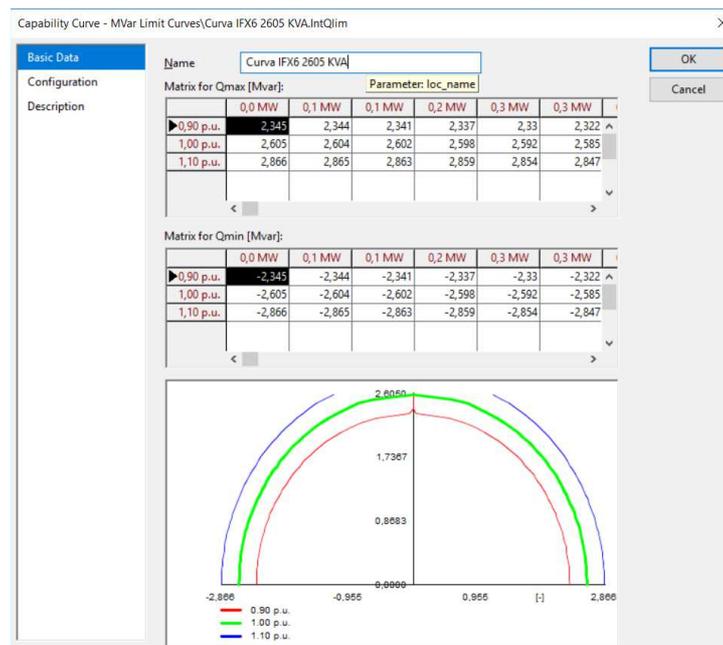


Figura 25. Curva de capacidad en PowerFactory.



8.3. DigSilent/Power Factory

8.3.1. Modelización

8.3.1.1. Estudios en régimen permanente (Flujo de cargas)

Los inversores IFX6 de la empresa colaboradora Jema Energy son los que se van a modelizar en el diagrama unifilar. En el software PowerFactory se estudiará únicamente el flujo de cargas y las gráficas PQ, por lo que se darán unas pinceladas generales sobre la modelización del controlador central de planta o PPC (Power Plant Controller).

En PowerFactory para el análisis de flujo de cargas las plantas fotovoltaicas se representan mediante generadores estáticos. Cada planta tiene N inversores similares, en este caso 44 inversores IFX6, y se pueden modelizar de tres maneras diferentes:

- La primera forma consiste en definir las características nominales del fabricante para cada generador estático del diagrama unifilar. Es decir, definir uno a uno todos los inversores.
- La segunda forma consiste en definir el generador estático con las características nominales aportadas por el fabricante y poner la cantidad de inversores en el parámetro ‘parallel machines’ del generador estático.
- La tercera consiste en definir de nuevo las características nominales del generador equivalente multiplicando por N.

Cuando se modelizan este tipo de plantas fotovoltaicas en régimen permanente, para el análisis de flujo de cargas, hay que decidir el nivel de detalle en cuanto al número de inversores que se desea añadir, cantidad de transformadores elevadores, la red de media y baja tensión, etc. En el caso a estudio mediante la herramienta de software PowerFactory, se ha decidido modelizar los inversores mediante la primera de las opciones, ya que se trata de la más visual y permite visualizar los 44 inversores en el diagrama unifilar del modelo.

8.3.1.2. Estudios dinámicos (RMS)

8.3.1.2.1. Modelado del inversor

Los inversores IFX6 de la Planta Fotovoltaica 1 se pueden emplear para estudios dinámicos en PowerFactory mediante un modelo de usuario llamado “IF Inverter Full Model” que ha facilitado la empresa colaboradora Jema Energy. Es un modelo de usuario en formato .pfd o .dz, que se importa directamente al software en el apartado “User Defined Models” de la librería. También es posible copiarlo desde la librería de otro proyecto el cual disponga de dicho modelo. En la *Figura 26* se puede observar el modelo en cuestión.

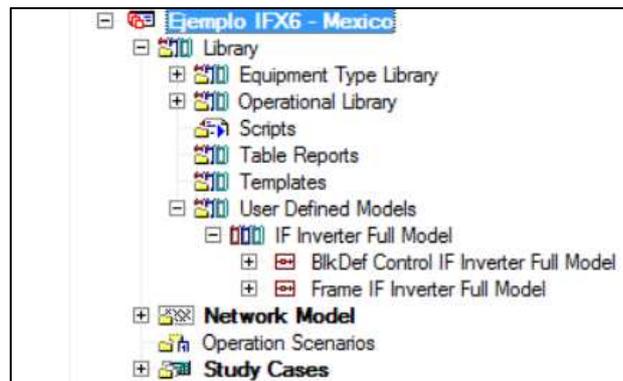


Figura 26. Modelo de usuario IF Inverter Full Model en la librería.

Este modelo se asocia a un inversor equivalente, modelizando los inversores mediante la segunda o la tercera de las opciones planteadas en el apartado anterior. Para asociar este modelo al generador estático, hoy que crear un ‘Modelo Compuesto’ y asignarle el tipo de marco compuesto denominado “Frame IF Inverter Full Model”, el mostrado en la *Figura 26*. El marco incluye el modelo del convertidor junto con sus controles asociados. En la *Figura 27* se pueden observar los bloques de control del Frame asociados al generador estático.

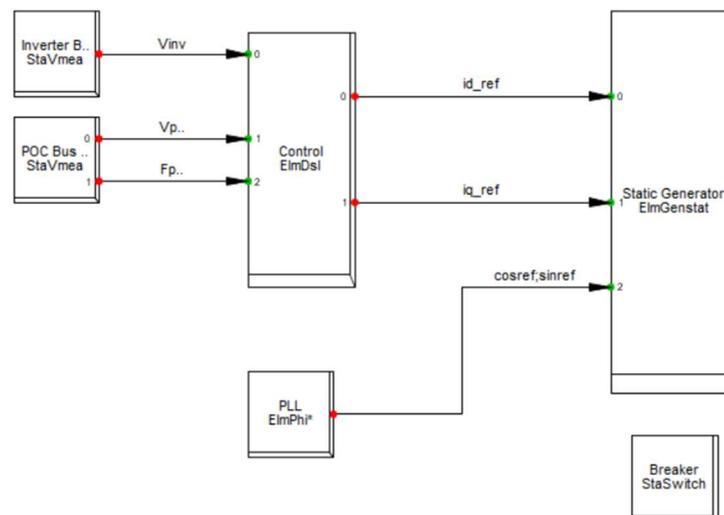


Figura 27. Bloques de control ‘Frame IF Inverter Full Model’.

En caso de no trabajar con modelos compuestos el proceso es diferente. A continuación se explica brevemente paso a paso como crear un modelo compuesto para los inversores IFX6. El ejemplo se lleva a cabo con inversores IFX6.

Primero, preferiblemente, se representa la planta con un inversor equivalente y se crea un modelo compuesto de la planta pinchando en “New Object” dentro de la ventana “Data Manager”. Seleccionando la opción “Composite Model”, tal y como se muestra en la *Figura 28*, se crea el elemento *ElmComp*.

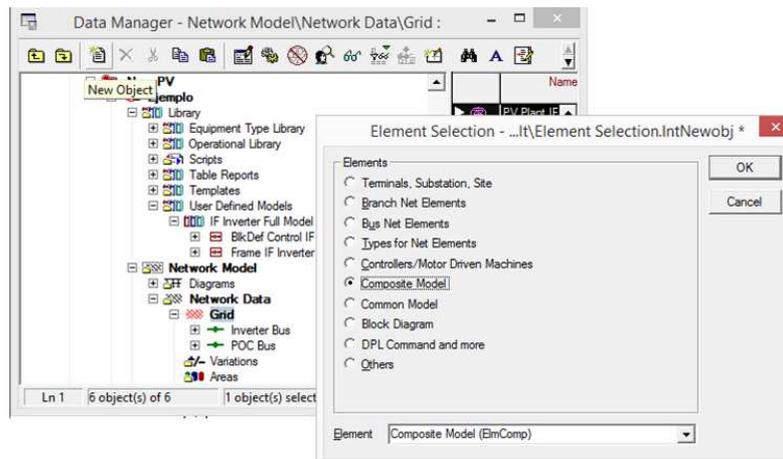


Figura 28. Crear nuevo modelo compuesto.

En la siguiente ventana que se abre, hay que nombrar el modelo para identificarlo en nuestra red y en la opción 'Frame' hay que añadir el frame llamado "Frame IF Inverter Full Model", que se ha debido importar a la librería con anterioridad. En la *Figura 29* se muestra el procedimiento llevado a cabo.

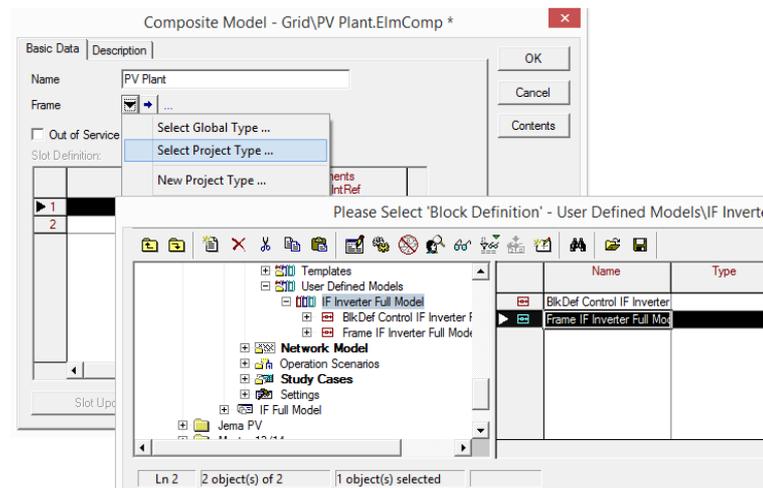


Figura 29. Nombramiento y selección de frame del modelo compuesto.

Una vez asociado el frame, llamado "Frame IF Inverter Full Model", aparece una estructura definida la cual está formada por seis slots que hay que cumplimentar. Para poder añadir la información en los elementos vacíos en cada slot del frame hay que pulsar el botón derecho del ratón en su espacio vacío y seleccionar la opción "Select Element/Type". En la *Figura 30* se puede ver el resultado final tras rellenar todos los slots con la información requerida, por lo que ya se habría completado la implementación del modelo compuesto.

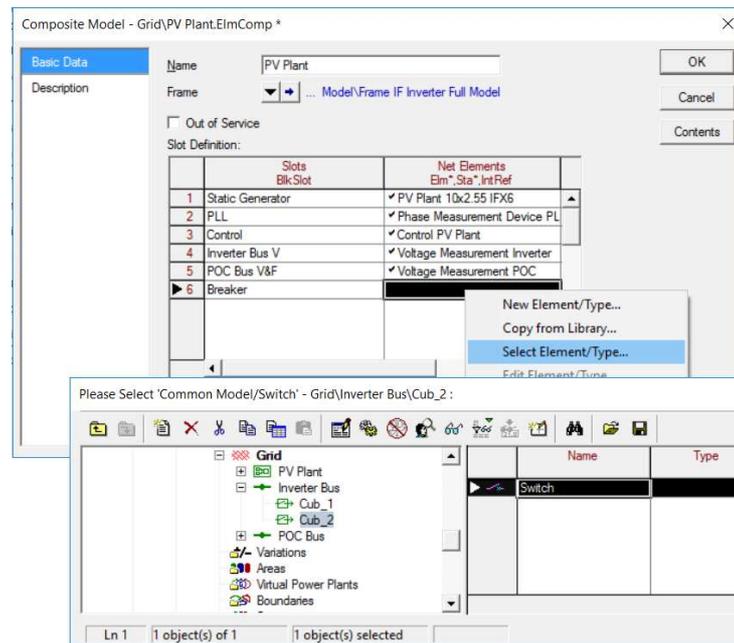


Figura 30. Rellenar slots del frame en modelo compuesto.

Como se puede ver, los slots se han rellenado seleccionando elementos tales como medidores de tensión, el inversor equivalente, un interruptor, elementos de control, etc. No se especifica más en profundidad debido a que no se va a utilizar este control de inversor para el análisis de flujo de cargas que se va a llevar a cabo en este trabajo y tampoco se especifican los parámetros de control utilizados en el elemento “Control PV Plant” para respetar el “Know-How” de la empresa colaboradora Jema Energy.

8.3.1.2.2. Modelado de planta

El modelo de planta “JEMA PPC Model” es un modelo de usuario en formato .pfd o en formato .dz, que se puede importar directamente a la librería como se aprecia en la Figura 31.

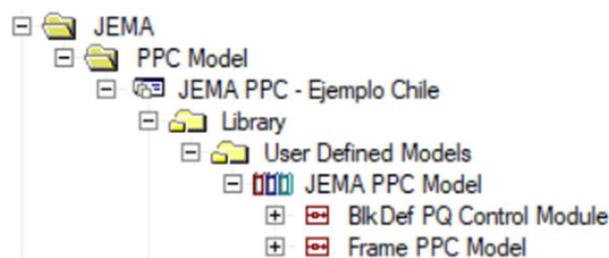


Figura 31. Modelo de usuario PPC.

En el caso a estudio se utilizará el modelo “JEMA PPC Model” con objeto de analizar los comportamientos dinámicos de una planta fotovoltaica con controlador central y con inversores IFX de la marca Jema Energy, mediante el software PowerFactory. Este modelo es necesario usarlo junto con el modelo dinámico “IF Inverter Full Model” de los inversores, el cual se ha

explicado anteriormente. La combinación de ambos modelos permite el estudio de plantas fotovoltaicas representadas mediante la forma agregada de los inversores, con un inversor equivalente, o también, el estudio de las plantas representadas de forma desagregada, en el que se emplea el modelo detallado de toda la planta. Para la realización de análisis de comportamientos dinámicos en PowerFactory, habría que modelizar uno a uno los 44 inversores IFX6 que se van a representar y dibujar en el diagrama unifilar y posteriormente añadir todo los modelos de los inversores en los slots del modelo de planta.

Como recordatorio, para el análisis de flujo de cargas los inversores se pueden representar de tres formas diferentes. La primera es la más visual pero supone más trabajo, sobre todo si se quieren hacer simulaciones dinámicas. Por lo que en estos casos se recomienda el uso de la representación agregada de los inversores mediante un inversor equivalente.

Aunque el modelo del controlador de planta esté preparado para manejar 40 modelos de inversor, es posible añadir nuevos slots “PV X Control” conectando las entradas a las salidas del slot “Plant Control Module”. En la *Figura 32* se muestra el frame del modelo PPC.

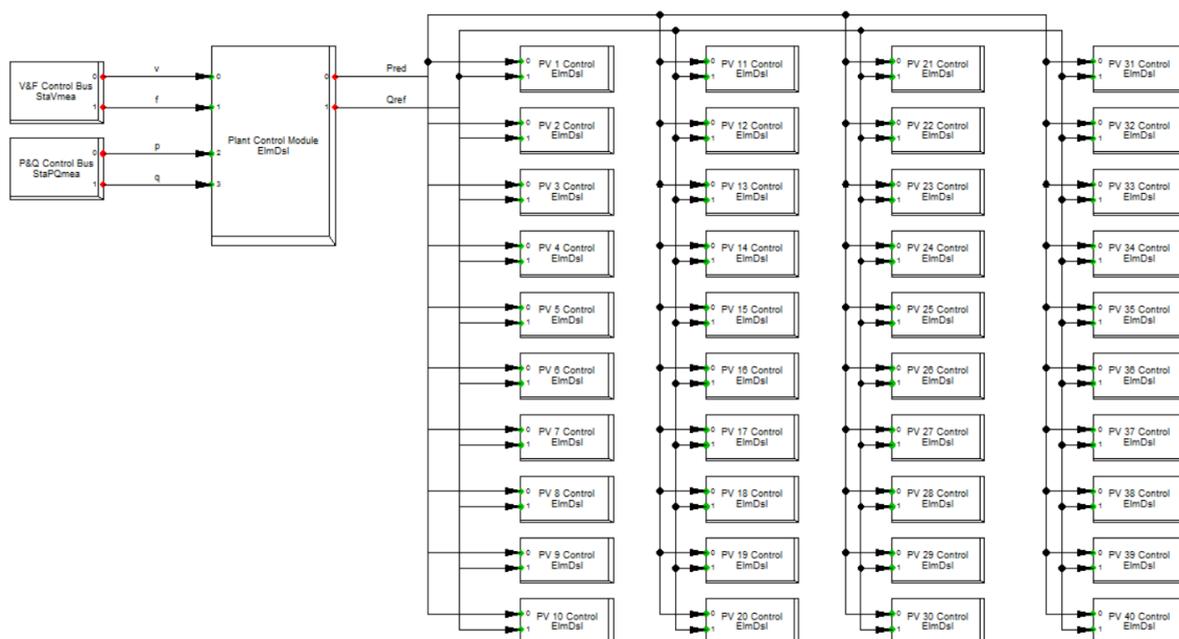


Figura 32. Frame Modelo PPC.

A continuación se describen los 43 slots que forman el modelo:

- Slot 0. “V&F Control Bus”. Debe contener el modelo de un medidor de tensión. Se obtiene el módulo y la frecuencia de la tensión en el PCC.
- Slot 1. “P&Q Control Bus”. Debe contener el modelo de un medidor de potencia. Se utiliza para obtener la potencia activa y reactiva inyectada por la planta en el PCC.



- Slot 2. “Plant Control Module”. Debe contener el modelo DSL definido mediante el modelo “BlkDef PQ Control Module”. Representa el controlador central de planta con los lazos de control P-f y Q-V en el PCC. Es el encargado de enviar las consignas de referencia de P y Q a cada modelo de inversor.
- Slots 11 a 50. “PV X Control” con X de 1 a 40. Debe contener el modelo DSL definido mediante el modelo “IF Inverter Full Model” de cada uno de los inversores representados en el modelo detallado de la planta.

Los lazos de control P-f y Q-V de la planta en el PCC se simulan mediante el modelo “BlkDef PQ Control Module”, enviando consignas individuales a cada inversor de la planta. En la *Figura 33* se puede ver su diagrama de bloques.

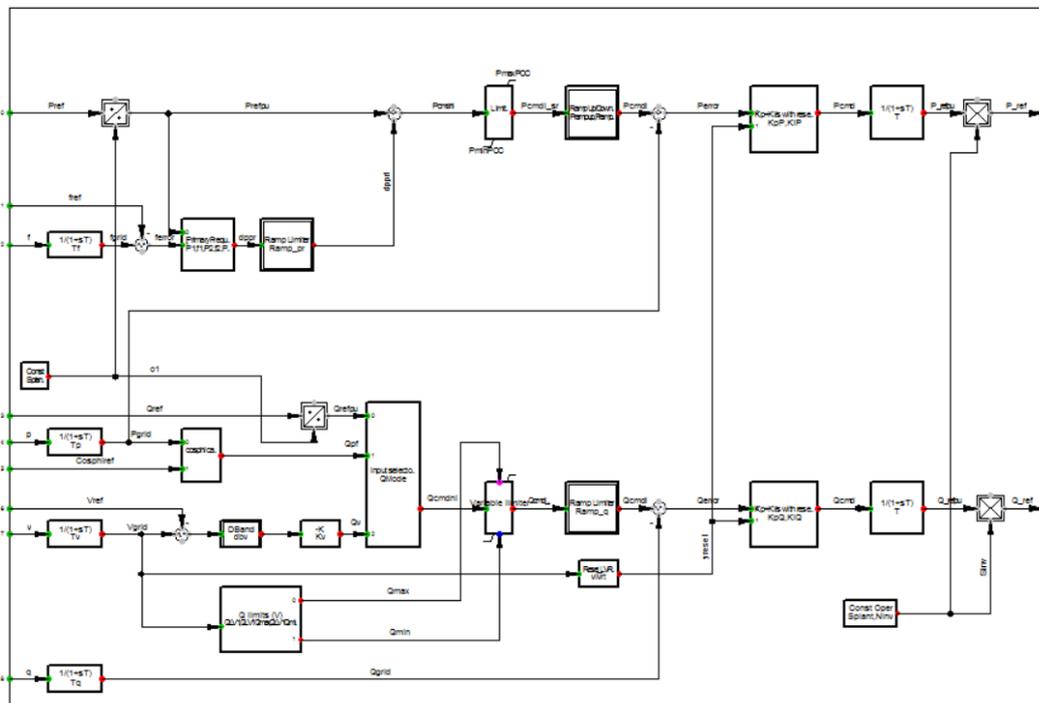


Figura 33. Diagrama de bloques del modelo “BlkDef PQ control module”.

Mediante una consigna de potencia activa se puede controlar el valor de potencia activa entregada a la red por la planta. El control de la potencia activa permite ajustar la potencia activa en el PPC, con la combinación del valor de referencia y junto con la respuesta de regulación primaria. La consigna de potencia activa está condicionada por la limitación mínima y máxima en el PCC y por la rampa de variación. Este valor de consigna se compara con la potencia que se está inyectando a la red por la planta. El error alimenta un controlador PI cuya salida es la potencia activa que se envía a cada inversor, afectada por un retardo para simular el efecto de las comunicaciones entre el controlador central y el controlador del inversor.

Los 6 puntos de la *Figura 34* forman la característica de estatismo configurable para el control primario de frecuencia de la planta. Esta planta presenta los valores de variación de frecuencia en pu respecto a valores de variación de potencia en pu.

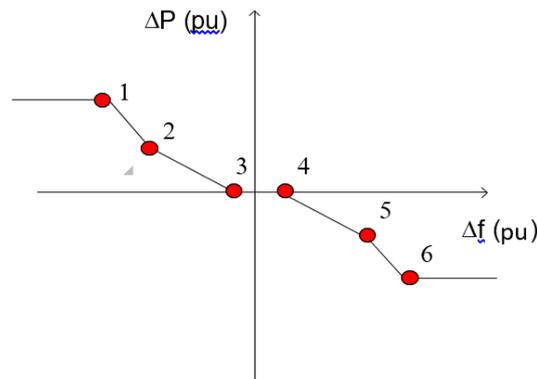


Figura 34. Característica de estatismo configurable P-f.

La potencia reactiva que proporciona la planta a la red se controla mediante tres posibles modos, el cual se selecciona en el parámetro Qmode del modelo de control:

- Modo 1: Control de potencia reactiva.
- Modo 2: Control de factor de potencia.
- Modo 3: Control de tensión.

Este control de potencia reactiva se lleva a cabo en el PCC, que es donde se deben cumplir las especificaciones del Código de Red correspondiente. En el caso del control de potencia reactiva, proporciona el ajuste de potencia reactiva en el PPC, con la combinación del modo de control seleccionado (QMode), junto a la limitación de potencia reactiva en función del nivel de tensión en el PCC y la limitación de rampa. La potencia reactiva inyectada por la planta (Qgrid) se compara con el valor de potencia reactiva de la consigna. Dicho error, alimenta un controlador PI cuya salida es la potencia reactiva que se envía a cada inversor, afectada por un retardo para simular el efecto de las comunicaciones entre el controlador central y el controlador del inversor.

Así mismo también se tienen en cuenta en la simulación el retardo en las medidas de tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva del controlador. El controlador tiene un límite mínimo de tensión en el PCC para detectar huecos de tensión y en tal caso, congelar los reguladores de P y Q para que la potencia pase a ser controlada por la función LVRT (Low Voltage Ride Through) de los inversores.

Para enlazar el modelo “JEMA PPC Model” a un controlado de planta, hay que crear un modelo compuesto, tal y como se ha hecho con el modelo de inversor y después asignarle el tipo de marco compuesto denominado “Frame PPC Model”, que se ha importado a la librería del proyecto. El marco incluye el modelo del controlador central de planta junto a las conexiones para el control de cada inversor.

Para la creación de un modelo compuesto de control de planta hay que seguir varios pasos que se explican a continuación. El primer paso consiste en representar la planta fotovoltaica en el

diagrama unifilar con las respectivas características de cada elemento. En segundo lugar, hay que crear el modelo compuesto de la planta, pinchando en el botón “New Object” en la ventana “Data Manager” y seleccionar “Composite Model”, tal y como se muestra en la *Figura 35*.

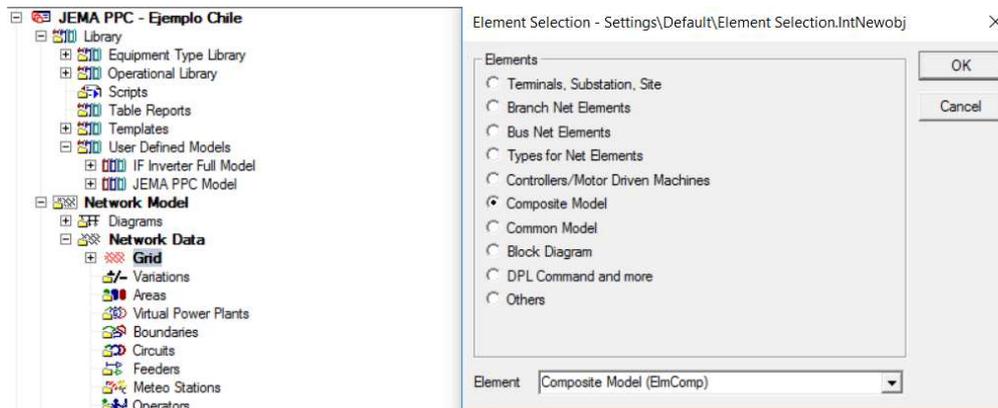


Figura 35. Creación del modelo compuesto.

En la ventana que aparece se pone nombre al modelo compuesto y después se selecciona el frame con la opción “Select Project Type” como se muestra en la *Figura 36*.

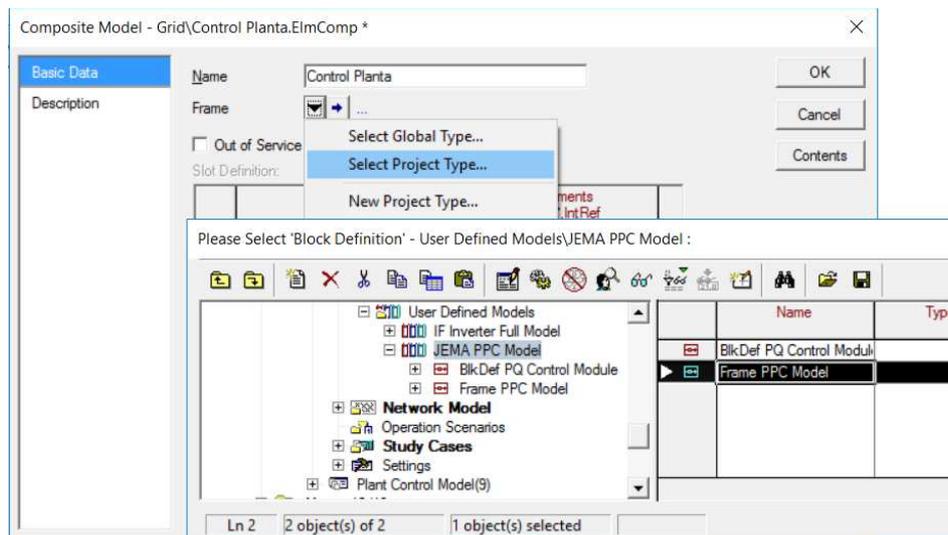


Figura 36. Nombramiento y selección del frame del modelo compuesto.

Al seleccionar el frame “Frame PPC Model” de la librería, se abre una estructura predefinida la cual contiene los 43 slots que se han analizado anteriormente. Para rellenar los elementos vacíos en cada slot del frame hay que pulsar el botón derecho del ratón en su espacio vacío y seleccionar la opción “Select Element/Type”. En la *Figura 37* se puede ver una muestra con algunos slots asociados.

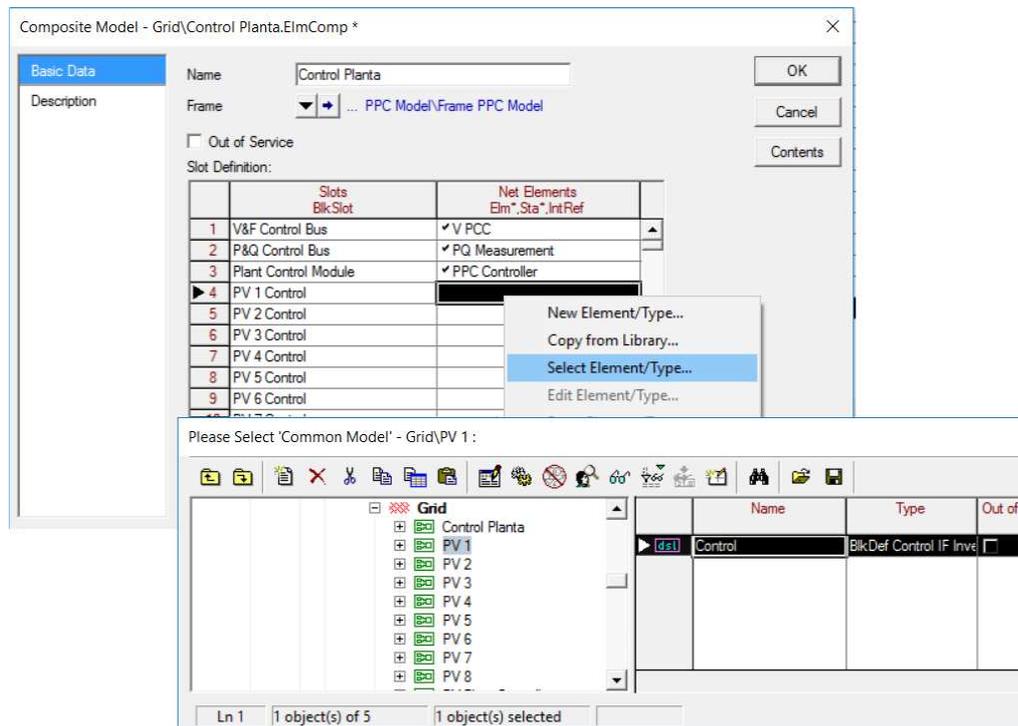


Figura 37. Rellenar slots del frame en modelo compuesto.

Como se puede ver, los slots se han rellenado seleccionando elementos tales como medidores de tensión, elementos de control, etc.

El modelo del controlador central de planta “JEMA PPC Model” debe cumplir con algunos criterios de ajuste, dado que ejecuta los lazos de control P-f y Q-V de la planta enviando consignas de P y Q a cada uno de los controladores de cada inversor. Para el correcto funcionamiento de los lazos de control, los diferentes modelos deben seguir varios criterios de ajustes:

- El controlador central de planta “JEMA PPC Model” toma todos los inversores de la planta. Por lo que los modelos individuales de los inversores deben de responder más rápido que el modelo de planta.
- Los inversores individuales deben operar en modo control de reactiva (Q Mode Selector = 0).
- Hay que desactivar el control P-f de cada inversor individual, ya que este lo realiza el controlador de planta PPC.
- Hay que fijar las rampas de subida y bajada de potencia activa de cada inversor individual en un valor elevado.
- Los límites de reactiva de cada inversor individual se fijan en un valor mayor a los límites de reactiva del control de planta.

8.3.2. Inicio

Para crear un nuevo proyecto en PowerFactory, se debe pulsar “File → New → Project...”. Se abrirá una ventana en la que hay que nombrar el proyecto y al aceptar se abrirá una nueva ventana en la que hay que nombrar la red y asignar la frecuencia que le corresponda como se aprecia en la *Figura 38*.

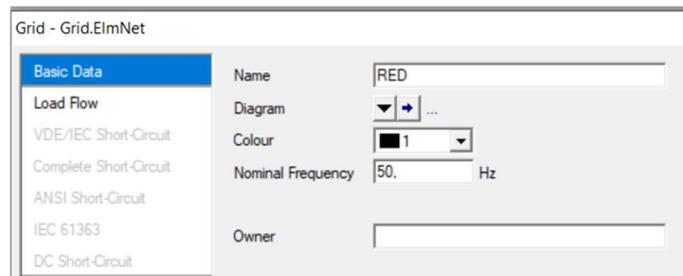


Figura 38. Nuevo proyecto en PowerFactory.

Si se pulsa “Insert → Study case...” se abrirá una ventana en la que se pueden definir las unidades de salida de las variables en el flujo de cargas o en cortocircuitos. En este caso se van a elegir en kV, kA y MVA/MW/MVAr como muestra la *Figura 39*.

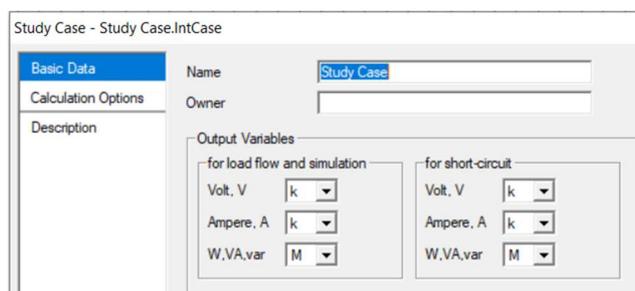


Figura 39. Unidades variables de salida.

8.3.3. Diagrama unifilar

A continuación se indican los pasos a seguir para dibujar el diagrama unifilar de la Planta Fotovoltaica 1. Se van a enumerar en orden de creación. En la *Figura 40* se muestra el diagrama unifilar completo.

- Buses: se nombran los nudos y se les asigna la tensión que les corresponde.
- Líneas y transformadores: se nombra cada elemento y se asignan sus características.
- Red y generadores estáticos: se nombra cada elemento y se asignan sus características, entre ellas la curva de operación en los inversores.
- Equipo de compensación: en este caso no hay equipo de compensación.

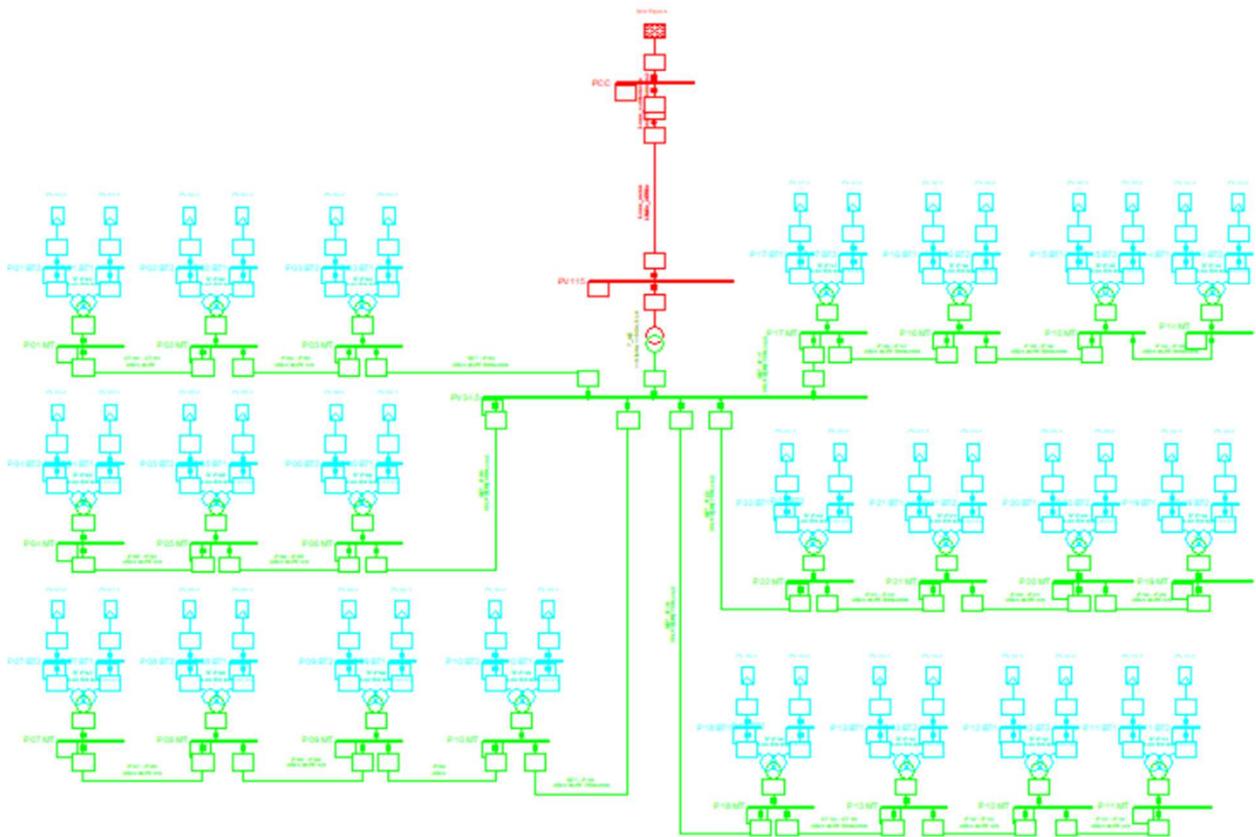


Figura 40. Diagrama unifilar de la Planta Fotovoltaica 1 en PowerFactory.

En la *Figura 41* muestra cómo configurar los buses, se nombran en el espacio superior y se añade la tensión nominal en la parte inferior. No es necesario crear un tipo.

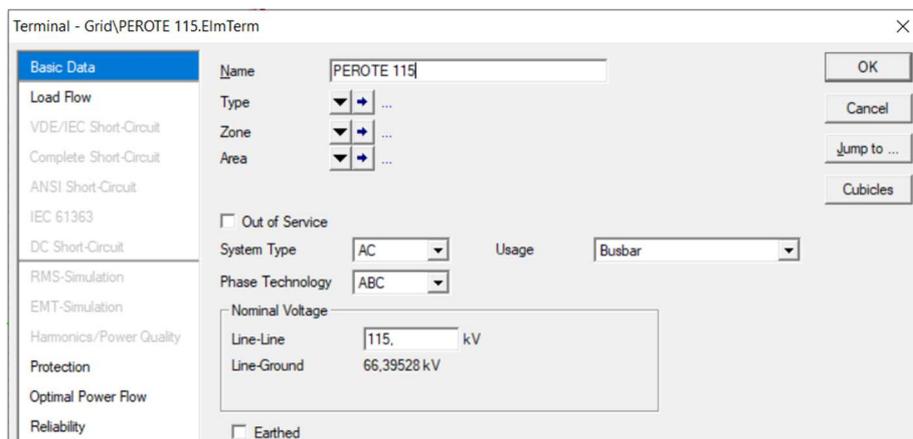


Figura 41. Modelización de un bus en PowerFactory.



En la *Figura 42* se muestran las diferentes ventanas a configurar con las características de una línea. En el caso de las líneas, es necesario crear diferentes tipos de línea. Para este proyecto se han creado cinco tipos diferentes de línea, de los cuales tres son para la red de MT, que se han definido en el apartado 8.2.4, y los otros dos tipos son para la representación de la interconexión definida en el apartado 8.2.2.

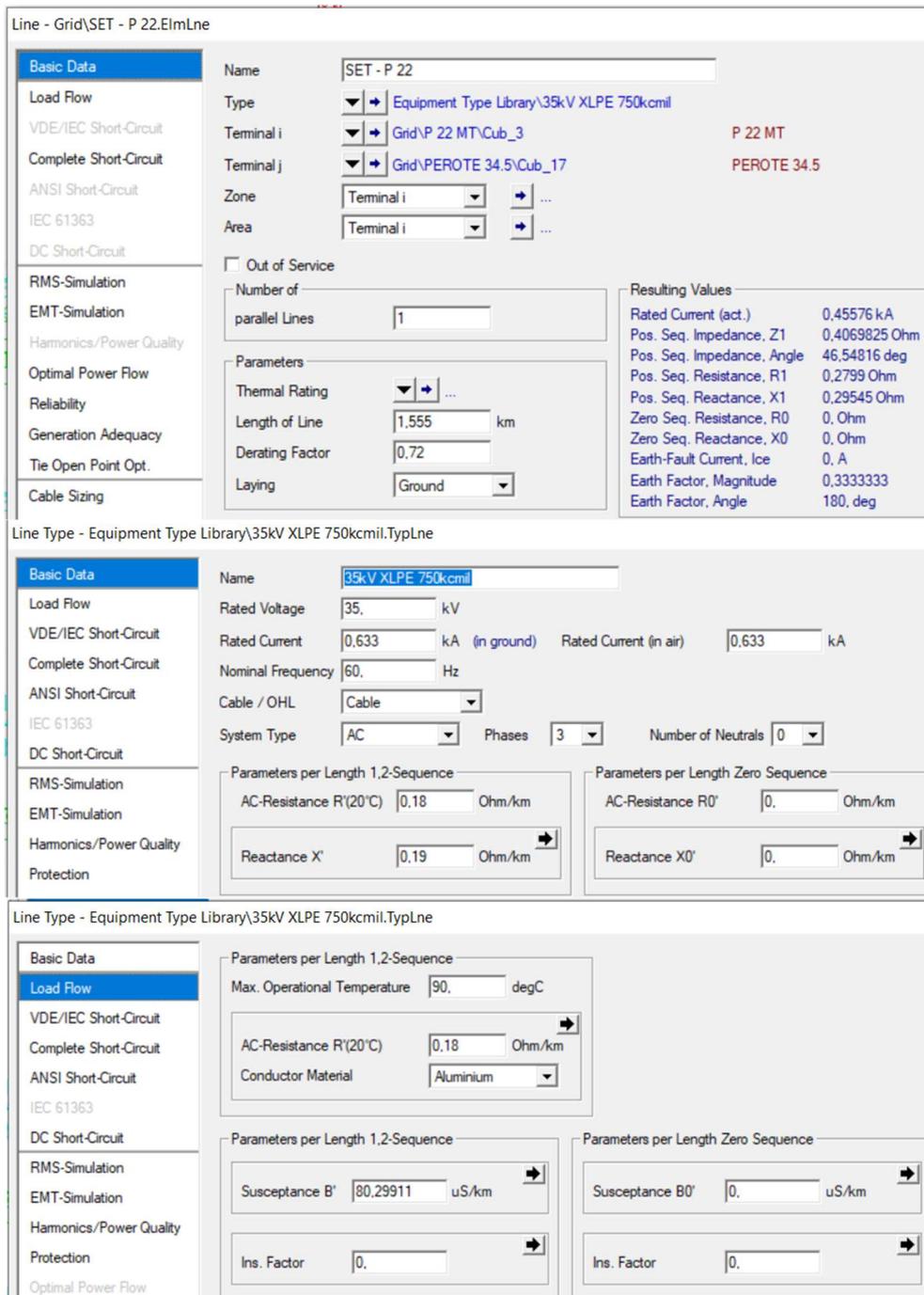


Figura 42. Modelización de una línea en PowerFactory.

En la ventana superior ‘Basic data’ se nombran las líneas y se configuran las longitudes de las misma, en “Length of Line”. En la ventana posterior, ‘Basic data’ del tipo de línea, se nombra dicho tipo de línea, se especifica su tensión, corriente y frecuencia nominal y se añaden sus parámetros eléctricos de resistencia y reactancia en unidades ohm/km. Por último en la ventana ‘Load Flow’ del tipo de línea, se añade el material del conductor, la máxima temperatura de operación del cable y su susceptancia en unidades uS/km.

En la ventana ‘Cable sizing’ se puede definir la sección del cable y el material de cable, pero no es necesario dado que el software simula tomando en cuenta los parámetros eléctricos que se han definido anteriormente.

En cuanto a los transformadores, en la *Figura 43* se muestran las diferentes ventanas que hay que ajustar para la correcta caracterización de los mismos.

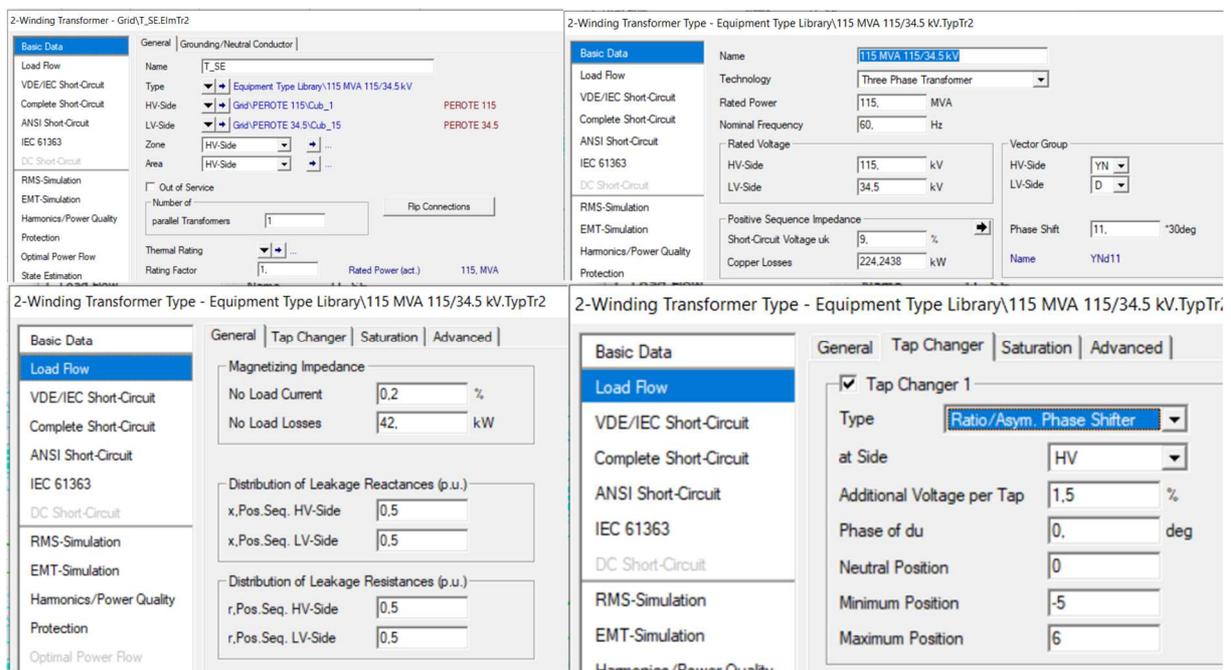


Figura 43. Modelización de un transformador en PowerFactory.

El primer paso consiste en nombrar el transformador, y en el caso de tratarse de un transformador equivalente y querer añadir las características individuales de un solo transformador, habría que añadir el número de transformadores a los que es equivalente en el campo ‘Parallel Transformers’. Para los transformadores también es necesario crear un tipo.

Después de crear el tipo, hay que nombrarlo en la ventana ‘Basic Data’ y añadir datos como sus tensiones nominales, potencia y frecuencia nominal, el índice horario, tensión de cortocircuito y pérdidas en carga. En la ventana ‘Load Flow’, en cambio, se añaden las pérdidas en vacío y se especifican los taps del transformador.

La red equivalente se modeliza con un ‘External grid’ que se conecta al nudo de referencia ‘Slack’. En la ventana ‘Basic Data’ se nombra la red y en la ventana ‘Load Flow’ se ajusta el nivel de tensión de la red conectada al PCC como se observa en la *Figura 44*. Por último en caso de realizar estudios dinámicos hay que especificar la potencia de cortocircuito, la corriente de cortocircuito y el ratio R/X.

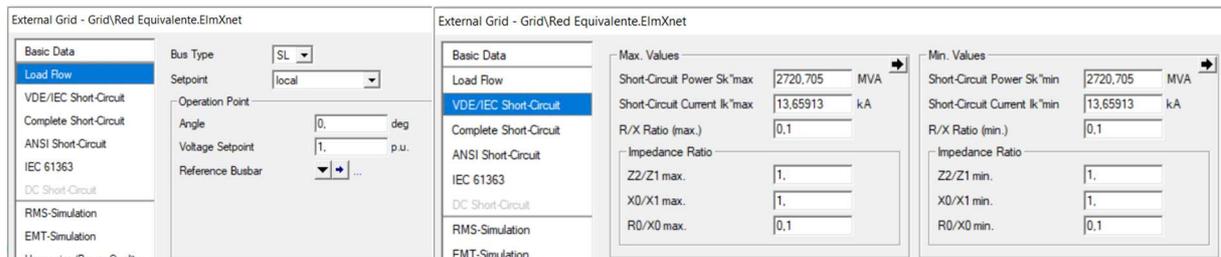


Figura 44. Modelización de la red equivalente en PowerFactory.

Los inversores fotovoltaicos se modelizan mediante generadores estáticos. En la ventana ‘Basic Data’ se nombra el inversor, se selecciona la categoría ‘Photovoltaic’ y se añade la potencia aparente nominal. En caso de ser un inversor equivalente, al que se han añadido las características de un inversor individual, se añade el número de inversores a los que equivale en ‘Parallel Machines’.

En la ventana ‘Load Flow’ se añade el modo de control de tensión y se podrían ajustar los valores de generación. En este caso no se ajustarán esos valores dado que se van a controlar mediante dos controladores externos para poder analizar los escenarios exigidos por el Código de Red mexicano. Es necesario añadir, eso sí, uno a uno los puntos de la curva de operación de los inversores IFX6. También se puede limitar la potencia activa de los inversores en la parte inferior como se observa en la *Figura 45*.

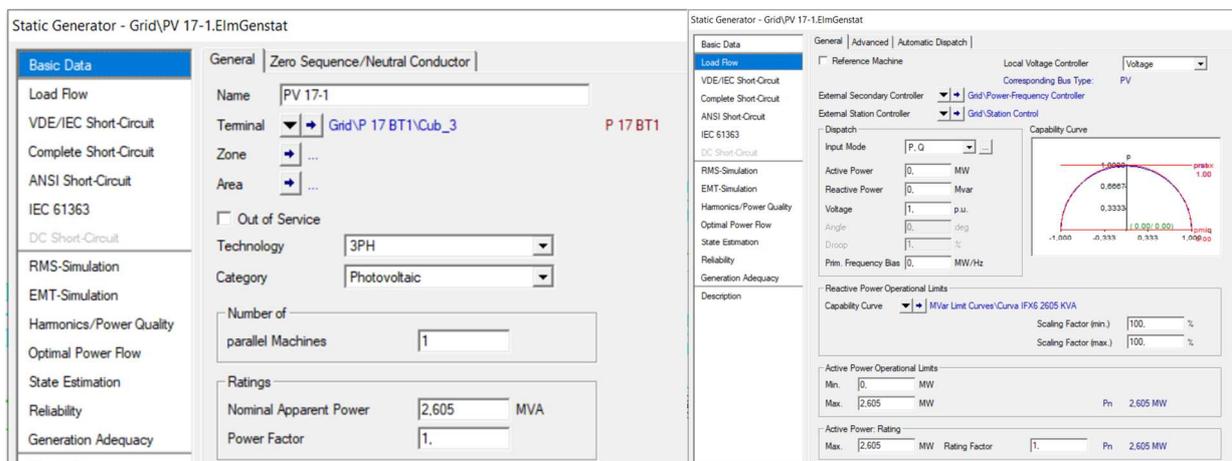


Figura 45. Modelización de un inversor fotovoltaico en PowerFactory.

Para poder añadir la curva de operación de los inversores IFX6, previamente, en la ventana ‘Configuration’, se añaden las tensiones en pu y se elige en qué valores se van a añadir los límites de potencia activa y reactiva. Posteriormente, en la ventana ‘Basic Data’, se añaden uno a uno todos los puntos de operación proporcionados en el datasheet de los inversores de la marca empresa Jema Energy, empresa colaboradora en el proyecto, como se aprecia en la *Figura 46*.

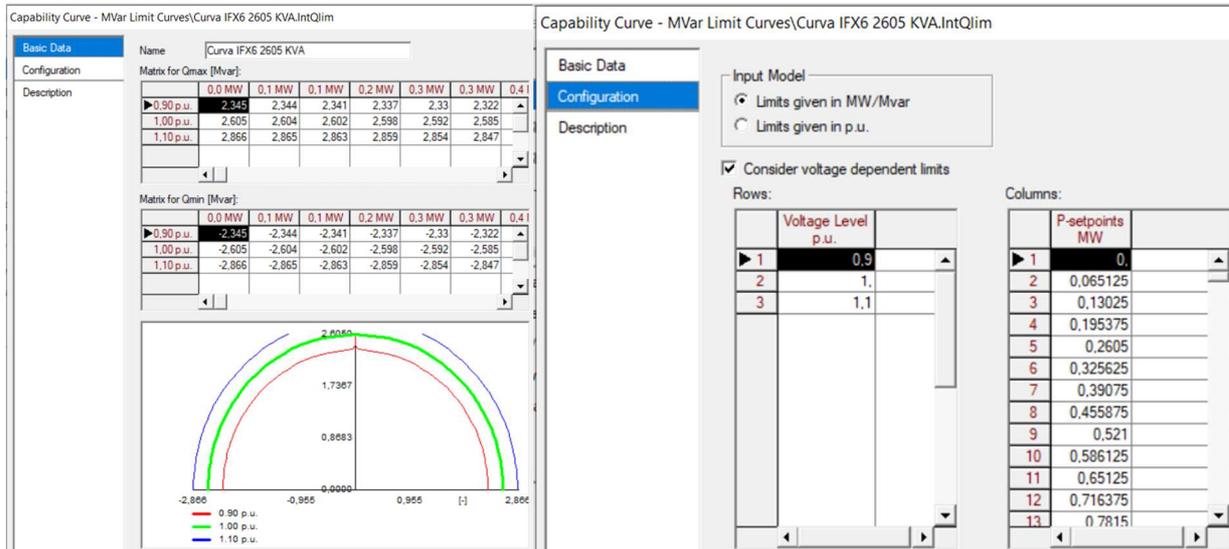


Figura 46. Definir la curva de operación del inversor IFX6.

En este proyecto en concreto, tal y como se comprueba con el estudio que se describe a continuación, no es necesario añadir equipos de compensación de potencia reactiva.

8.3.4. Simulación en régimen permanente (Flujo de cargas)

Como se ha mencionado anteriormente, en el caso a estudio no se van a utilizar los modelos de control de la empresa Jema Energy dado que solo se van a realizar simulaciones en régimen permanente. Pero con objeto de poder analizar los diferentes escenarios que marca el Código de Red mexicano, se va a añadir un controlador externo P-f para fijar la potencia activa deseada en el PCC y otro controlador externo para fijar la potencia reactiva requerida en el PCC.

Antes de crear el controlador externo P-f, previamente se ha creado un ‘Boundary’ en el lado de la red equivalente hacia el bus. Si se pulsa sobre ese punto al botón derecho del ratón, se abre una ventana donde se selecciona “Define → Boundary...” en la que se añaden los datos requeridos como se observa en la *Figura 47*.

Por lo tanto, el controlador externo P-f se crea pulsando el botón derecho del ratón sobre el PCC y se selecciona “Define → Power-Frequency Controller...”. Para crear el controlador externo que fija la potencia reactiva, se debe pulsar con el botón derecho del ratón sobre el PCC y se selecciona “Define → Station Control...”. Estos controladores se modelizan tal y como se muestra en la *Figura 48*.

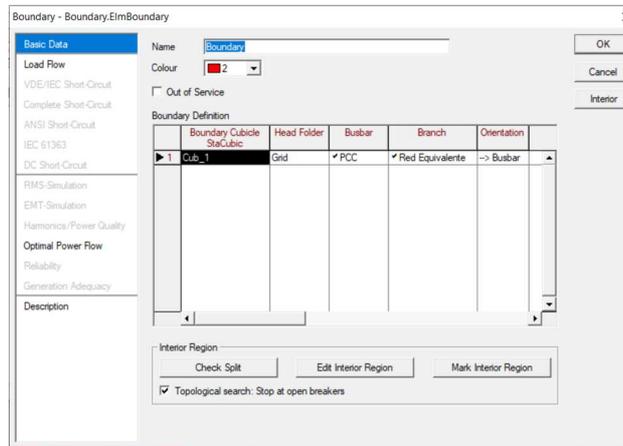


Figura 47. Definir boundary.

Hay que tener especial cuidado a la hora de seleccionar tanto el Boundary creado previamente para el controlador P-f como el cubículo del PCC para el controlador de potencia reactiva. Después, para ambos controladores hay que seleccionar todos los inversores fotovoltaicos, ya que la potencia se distribuye de una manera equitativa entre todos. También se debe configurar que la distribución sea acorde a la potencia nominal.

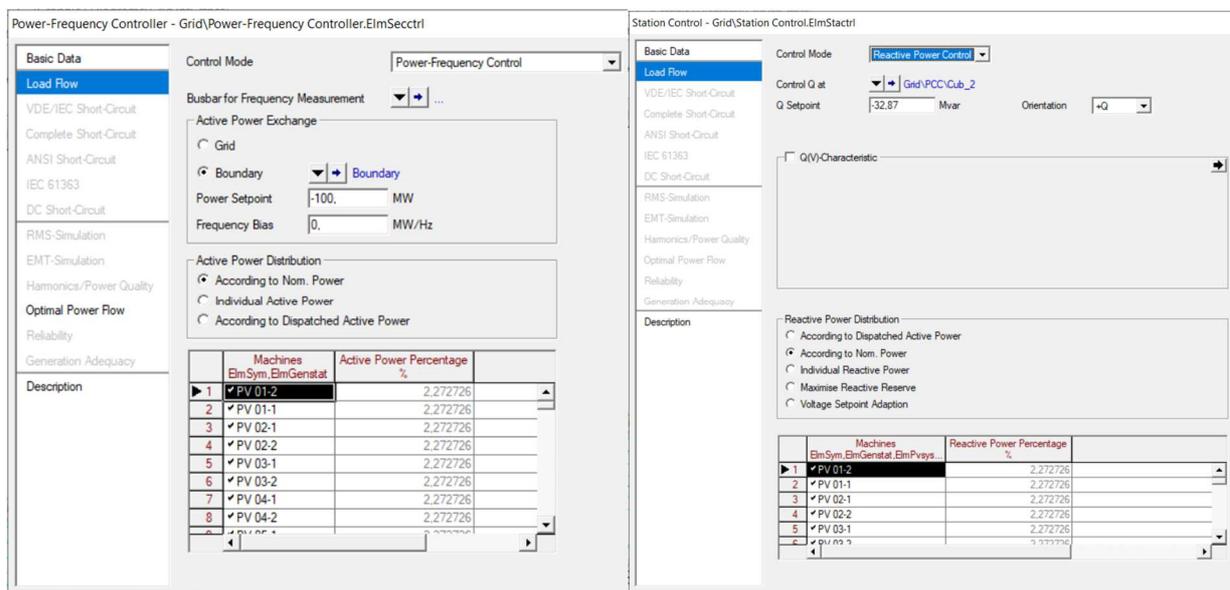


Figura 48. Definición de controladores externos.

Una vez definido el controlador central, se fijan los valores de P y Q que marca el Código de Red mexicano en el PCC, los cuales se han mostrado en el apartado 8.1. Por último, se selecciona “Calculation → Load Flow → Load Flow...” y en las ventanas que se muestran en la Figura 49 se selecciona el método equilibrado, el ajuste automático de los taps de los transformadores, los límites de potencia activa y reactiva considerados y que el control de potencia activa se haga acorde al controlador secundario que se ha creado.

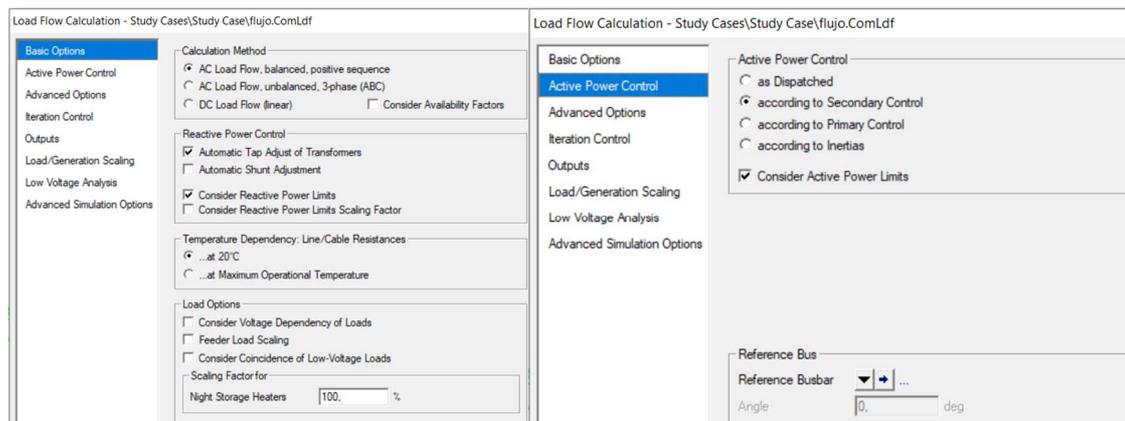


Figura 49. Cálculo del flujo de cargas en PowerFactory.

Para el análisis de flujo de cargas se han tenido en cuenta ciertas hipótesis de cálculo para los requisitos de potencia reactiva:

- El punto de regulación de la potencia reactiva se debe cumplir en la barra de 115kV del PCC.
- Se han considerado tres escenarios de tensión en el PCC tal y como marca el Código de Red mexicano: 0,95 pu; 1 pu y 1,05 pu.
- Para cada uno de los escenarios de tensión se van a analizar dos valores de potencia reactiva en el PCC: +32,87 MVAR (f.p. de 0,95 inductivo) y -32,87 MVAR (f.p. de 0,95 capacitivo).
- Los inversores operan dentro de los límites de tensión en bornes de $\pm 10\%$.
- Los transformadores de MT/BT operan con cambiador de tomas en la posición nominal.
- El transformador de la subestación regula la tensión en la barra de 34,5 kV en el valor nominal con una banda muerta de 1,5% con 12 posiciones.

El controlador central que se ha creado se utiliza para que los inversores inyecten o absorban potencia reactiva dentro de sus límites de operación de la curva PQ, también denominada curva de capacidad. En total se analizan 18 escenarios, dado que hay 3 valores de tensión en el PCC, 2 valores de factor de potencia en el PCC y 3 niveles de potencia activa en el PCC.

8.3.5. Resultados y gráficas

En la *Tabla 14* y *Tabla 15* se han recogido los datos necesarios para analizar los requisitos del Código de Red mexicano. La potencia en la barra de 34.5 kV (MVAR o MW en la barra de 34.5 kV) es igual a la potencia inyectada o absorbida por los inversores menos las pérdidas en los transformadores MT/BT y menos las pérdidas de potencia en los cables de MT. La potencia en terminal de inversor es la suma de las potencias de cada uno de los inversores. Al igual que las pérdidas en los transformadores de MT/BT, que hacen referencia a la suma de pérdidas de cada uno.

El criterio adoptado para los datos mostrados en las tablas son los siguientes: la potencia reactiva es positiva cuando los inversores están inyectando potencia reactiva a la red (caso inductivo) y la potencia reactiva es negativa cuando los inversores están absorbiendo potencia reactiva de la red (caso capacitivo).



F.P.	kV en PCC	MVAR en el PCC			Pérdidas línea transmisión			Pérdidas transformador 115/34.5			MVAR en la barra de 34.5 kV			Pérdidas líneas de 34.5 kV			Pérdidas en transf. 34.5/0.63 kV			MVAR en terminal de inversor (suma)		
		100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P
0.95 ind	120.75 (1.05 pu)	32,87	32,87	0,00	2,12	-0,27	-1,38	9,5	3,17	0,23	44,49	35,77	-1,15	-0,93	-1,23	-1,49	6,6	2,86	0,88	50,16	37,4	-1,76
0.95 cap		-32,87	-32,87	0,00	2,18	-0,21	-1,38	8,65	2,91	0,23	-22,04	-30,17	-1,15	-1,06	-1,29	-1,49	6,38	2,86	0,88	-16,72	-28,6	-1,76
0.95 ind	115 (1.0 pu)	32,87	32,87	0,00	2,61	-0,02	-1,25	9,63	3,21	0,22	45,11	36,06	-1,03	-0,89	-1,3	-1,39	6,82	3,08	1,1	51,04	37,84	-1,32
0.95 cap		-32,87	-32,87	0,00	2,67	0,03	-1,25	8,7	2,93	0,22	-21,5	-29,91	-1,03	-0,94	-1,33	-1,39	6,16	2,64	1,1	-16,28	-28,6	-1,32
0.95 ind	109.25 (0.95 pu)	32,87	32,87	0,00	3,16	0,23	-1,13	9,77	3,27	0,22	45,8	36,37	-0,91	-0,92	-1,39	-1,51	7,04	2,86	1,1	51,92	37,84	-1,32
0.95 cap		-32,87	-32,87	0,00	3,22	0,29	-1,13	8,5	2,94	0,22	-21,15	-29,64	-0,91	-1,07	-1,38	-1,51	6,38	2,86	1,1	-15,84	-28,16	-1,32

Tabla 14. Balance de potencia reactiva de la planta en PowerFactory.

F.P.	kV en PCC	MW en el PCC			Pérdidas línea transmisión			Pérdidas transformador 115/34.5			MW en la barra de 34.5 kV			Pérdidas líneas de 34.5 kV			Pérdidas en transf. 34.5/0.63 kV			MW en terminal de inversor (suma)		
		100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P
0.95 ind	120.75 (1.05 pu)	100,0	50,00	0,00	0,58	0,18	0,00	0,24	0,11	0,04	100,82	50,29	0,04	0,6	0,09	0,00	0,66	0,22	0,13	102,08	50,6	0,18
0.95 cap		100,0	50,00	0,00	0,59	0,19	0,00	0,2	0,1	0,04	100,79	50,29	0,04	0,41	0,09	0,00	0,88	0,22	0,13	102,08	50,6	0,18
0.95 ind	115 (1.0 pu)	100,0	50,00	0,00	0,64	0,20	0,00	0,24	0,1	0,04	100,88	50,3	0,04	0,54	0,08	0,00	1,1	0,66	0,13	102,52	51,04	0,18
0.95 cap		100,0	50,00	0,00	0,64	0,21	0,00	0,23	0,1	0,04	100,87	50,31	0,04	0,55	0,07	0,00	0,66	0,22	0,13	102,08	50,6	0,18
0.95 ind	109.25 (0.95 pu)	100,0	50,00	0,00	0,71	0,23	0,00	0,24	0,1	0,04	100,95	50,33	0,04	0,47	0,27	0,00	1,1	0,44	0,13	102,52	51,04	0,18
0.95 cap		100,0	50,00	0,00	0,71	0,23	0,00	0,22	0,1	0,04	100,93	50,33	0,04	0,49	0,27	0,00	0,66	0,44	0,13	102,08	51,04	0,18

Tabla 15. Balance de potencia activa de la planta en PowerFactory.

Resultados: Los resultados cumplen con los requisitos mínimos de potencia reactiva en el PCC para cada nivel de generación de potencia activa.

Para graficar las curvas PQ mediante el software para cada escenario, se ha seleccionado la opción “File → Examples... → Wind Farm” y se ha importado el proyecto. En el ejemplo de proyecto existe ya un script para graficar curvas PQ, por lo que se ha copiado el script de la librería del proyecto Wind Farm a la librería del proyecto Planta Fotovoltaica 1. Una vez importado el script, se modeliza con los parámetros que se muestran en la *Figura 50*.

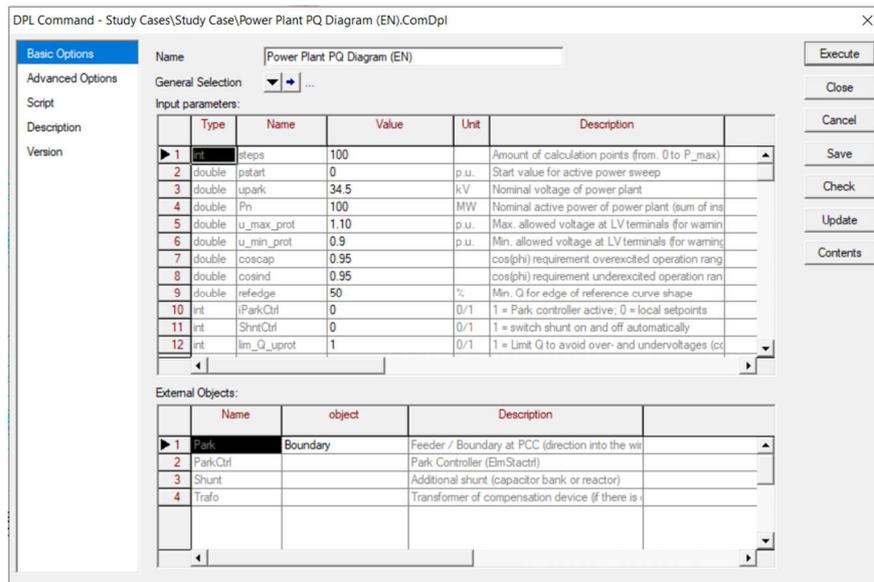


Figura 50. Script para dibujar curva PQ.

A continuación se añaden dichos parámetros y se selecciona el ‘Boundary’, el cual se había creado anteriormente con el controlador y se ejecuta el script para los tres niveles de tensión diferentes considerados. En las *Figuras 51-53* se muestran los resultados de cada una de las curvas PQ. El software busca los límites de potencia reactiva de los inversores para cada nivel de generación para dibujar estas curvas PQ.

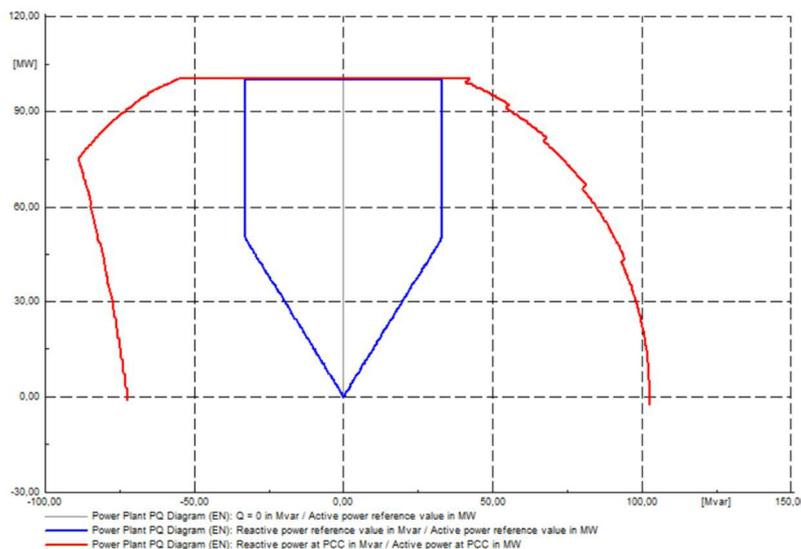


Figura 51. Curva PQ en el PCC a 0,95 pu de tensión.

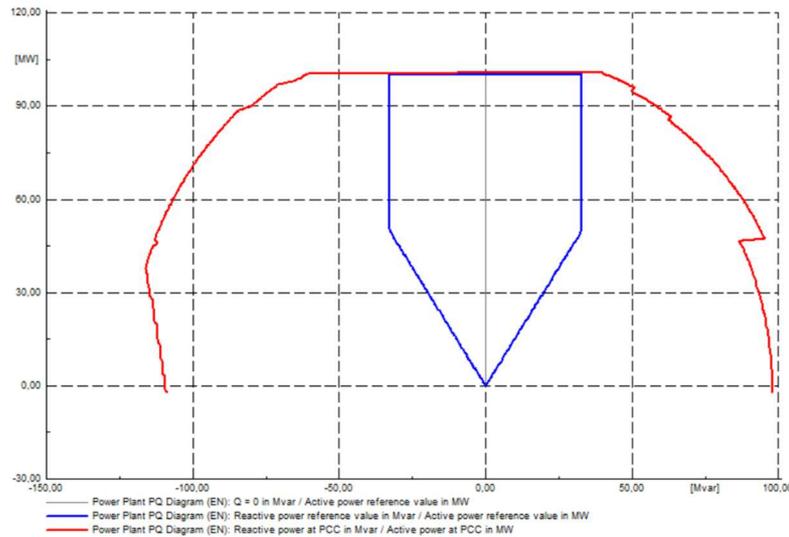


Figura 52. Curva PQ en el PCC a 1 pu de tensión.

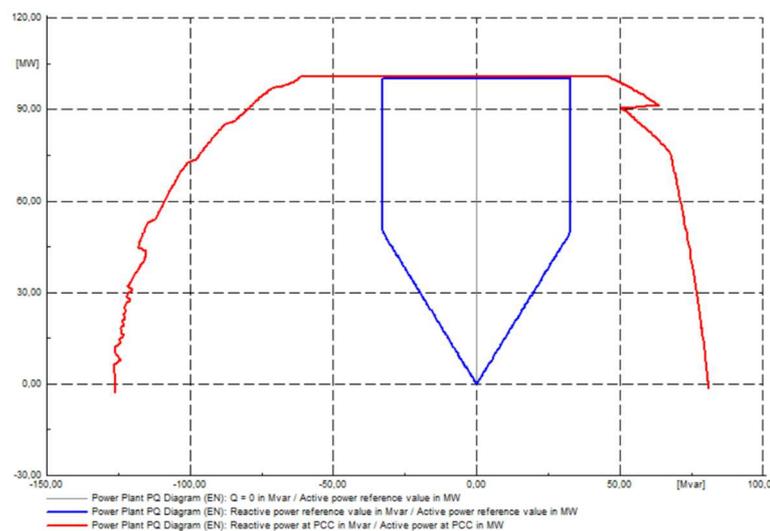


Figura 53. Curva PQ en el PCC a 1,05 pu de tensión.

Resultados: Las gráficas muestran la potencia reactiva máxima que pueden inyectar/absorber los inversores en el PCC para cada nivel de generación de potencia activa. Las líneas azules marcan el requisito mínimo de potencia reactiva, por lo que se demuestra que cumple con los requisitos del Código de Red mexicano.

Estas curvas representan, para cada nivel de generación de potencia activa, la potencia reactiva máxima que la planta puede inyectar (caso capacitivo) o absorber (caso inductivo) en el PCC de forma permanente.

El lado derecho de la curva si la potencia reactiva es positiva es de carácter capacitivo y en el lado izquierdo cuando la potencia reactiva es negativa es de carácter inductivo. Dado que se trata de las curvas PQ en el PCC en el lado de la red equivalente y al ser un generador e, un valor positivo implica que la planta está inyectando potencia reactiva a la red (caso capacitivo). Un valor

negativo, en cambio, indica que la planta está absorbiendo potencia reactiva a la red (caso inductivo).

8.4. PSS/E

8.4.1. Modelización

8.4.1.1. Estudios en régimen permanente (Flujo de cargas)

Los inversores a modelizar en el diagrama unifilar pertenecen a la gama IFX6 de la empresa colaboradora Jema Energy. Mediante el software PSS[®]E 33 se estudiará el flujo de cargas y se realizarán simulaciones dinámicas, por lo que para ello será necesario utilizar el modelo de controlador central de planta INIFPPC (Power Plant Controller) y así como el modelo de control de inversor INIF30.

Para la realización del análisis de flujo de cargas y estudios dinámicos de las plantas fotovoltaicas mediante el software PSS[®]E se recomienda el uso de un generador estático para la representación del inversor. Cada planta tiene N inversores similares, en este caso 44 inversores del modelo IFX6, y se puede utilizar dos opciones diferentes para representarlos:

- La primera consiste en representarlos definiendo las características nominales del generador estático equivalente multiplicado por N inversores.
- La segunda consiste en modelizarlos de forma desagregada.

Este software no permite modelizar los inversores de forma agregada poniendo las características de un inversor individual y añadiendo el número de inversores como se hacía en PowerFactory mediante la opción 'Parallel Machines'. En el caso de querer hacer un estudio de esta naturaleza se recomienda utilizar la primera opción representando el inversor como un modelo equivalente, lo cual resulta más cómodo.

8.4.1.2. Estudios dinámicos (RMS)

8.4.1.2.1. Modelado del inversor

El modelo que representa el inversor de la gama IFX6 de la empresa Jema Energy se llama INIF30 y está programado como un módulo único de generador. La impedancia equivalente del generador se fija en un valor de $0,0 + j9999,0$ pu en la base de la planta. La potencia reactiva que se despacha y los límites mínimos y máximos se fijan teniendo en cuenta la limitación de potencia aparente y respecto al límite de corriente máxima, que en este caso es 1.0pu, parámetro del modelo (CON(J+14)).

Este modelo de inversor cuenta además con un control de planta que calcula la potencia activa y reactiva que debe ser proporcionada por la planta. La regulación de potencia reactiva puede realizarse de tres modos, al igual que ocurría en el modelo en PowerFactory: control de potencia reactiva, control del factor de potencia y control de tensión. El control de potencia activa, en cambio, es una combinación del control de frecuencia primaria y del límite de potencia activa.



Normalmente es el Power Plant Controller (PPC) el que regula la inyección de potencia activa y reactiva en bornes del inversor.

El número del bus de control se establece mediante el ICON(M). El “Measurement module”, mide las características eléctricas del bus de control para la regulación en bornes del inversor de potencia activa, potencia reactiva y tensión. El número del bus del inversor se añade en ICON(M+1). En la *Figura 54* se aprecia la estructura del módulo.

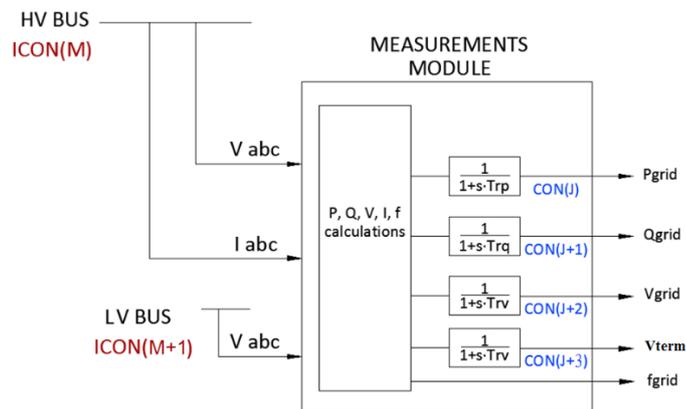


Figura 54. Measurement module.

Como se ha mencionado anteriormente, el control de potencia activa va a determinar la potencia activa necesaria que debe inyectar el inversor, para ello tiene en cuenta la combinación de la respuesta de regulación primaria y los valores de potencia activa proporcionados por los paneles solares. El valor de potencia activa proporcionado por los paneles solares está ligado al orden de reducción de la potencia activa y está limitado por la rampa. Se puede ver gráficamente en la *Figura 55*.

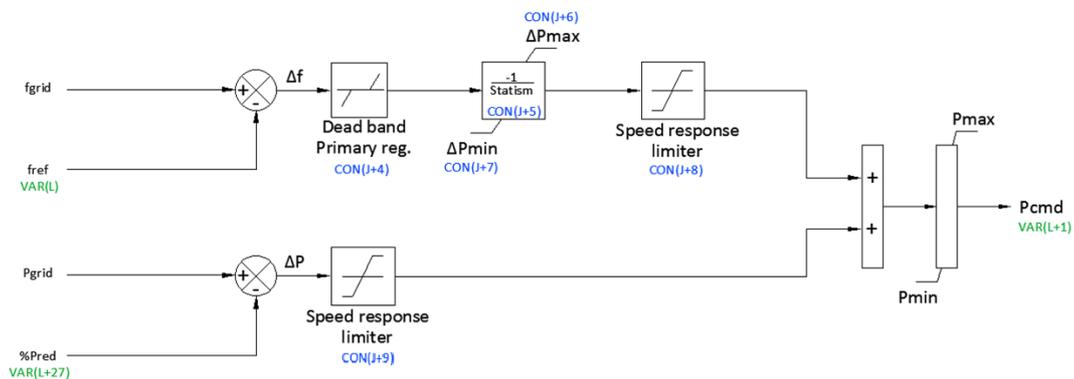


Figura 55. Control de potencia activa.

Al igual que en el software PowerFactory, el control primario de frecuencia que proporciona la respuesta del inversor está basado en una característica de estatismo (Hz/MW) y una banda muerta, determinadas y configurables, tal y como se muestra en la *Figura 56*.

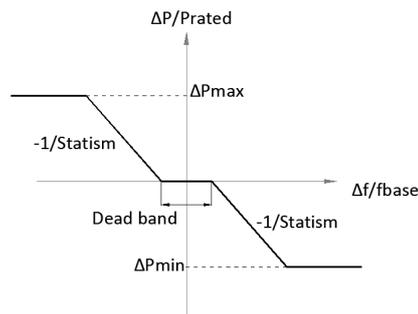


Figura 56. Características de estatismo en control primario de frecuencia INIF30.

Con la variable VAR(L+27) se limita la potencia activa máxima del bus de control en valor por unidad en la base del inversor. Si esta limitación es superior a la unidad, el inversor inyectará su máxima potencia activa. Esta limitación de potencia activa es posible en cualquier modo de control de la potencia reactiva que se esté utilizando. En la *Tabla 16* se pueden observar los parámetros de control de potencia activa que se utilizan en el modelo del inversor.

VARS	Description
VAR(L+27)	Maximum active power (pu @MBASE)
ICONS	Description
M	*Control node
M+1	*Inverter node
CONS	Description
J	Time constant of active power measurement filter (s)
J+4	Dead band of primary response (Hz)
J+5	Statism (Hz p.u./MW p.u.)
J+6	Upper limit of active power for primary response (pu)
J+7	Lower limit of active power for primary response (pu)
J+8	Primary response ramp (pu/s)
J+9	Active power ramp limit (pu/s)
J+13	Time constant of Idcmd measurement filter (s)
J+14	Time constant of Iqcmd measurement filter (s) (s)
J+15	Inverter maximum current (pu)
J+94	Frequency derivative Setting (pu/s)

Tabla 16. Parámetros del control de potencia activa en el modelo del inversor.

NOTA*: Si se utiliza este modelo de inversor junto a un modelo de control de planta, los parámetros CONS(J+6) y CONS(J+7) se ajustan a 0. Ya que en este caso es el PPC el que llevará a cabo la regulación de potencia-frecuencia. En el caso de que el cambio de tensión sea más rápido que el parámetro CONS(J+94), el inversor se desconectará.

En cuanto al control de potencia reactiva estos son los tres modos de control con los que cuenta el modelo de inversor:



- Modo 0 - Control de potencia reactiva: Cada inversor puede proporcionar cierta cantidad definida de potencia reactiva, dicho valor es utilizado por el control de planta para gestionar y alcanzar el set-point, de potencia reactiva deseada en el bus controlado.
- Modo 1 - Control de factor de potencia: El control de potencia reactiva a inyectar se hace acorde a la potencia activa de salida de la planta manteniendo el factor de potencia en su valor de referencia.
- Modo 2 - Control de tensión: La potencia reactiva que se debe proporcionar viene dada por las derivaciones que tiene la tensión del bus controlado respecto al valor de tensión de referencia. Este control está basado en acciones de control proporcional.

El modo de control Q_{mode} puede ser modificado en el parámetro $ICON(M+2)$. En la *Figura 57* se muestra el control de potencia reactiva. Esta regulación se desarrolla en el nudo de control, que normalmente es el PCC.

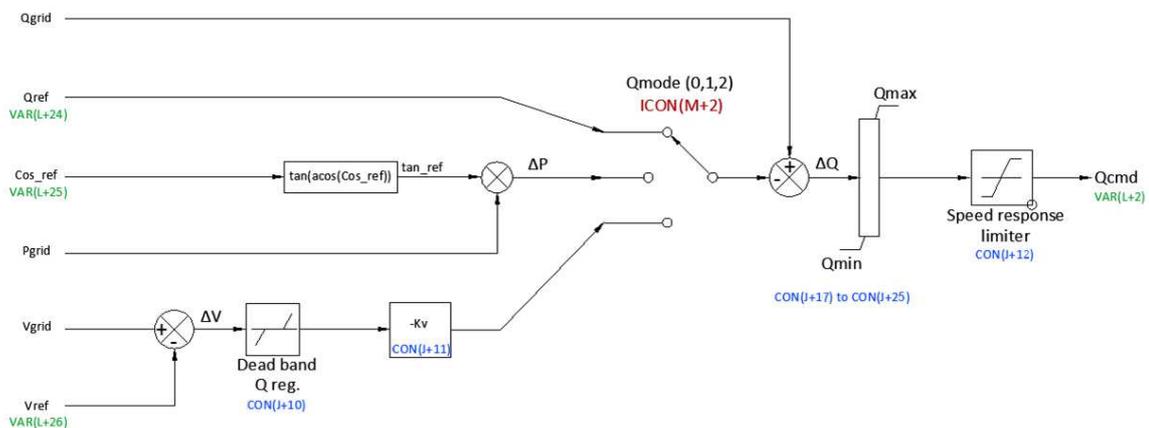


Figura 57. Control de potencia reactiva.

La *Tabla 17* muestra los parámetros de control de potencia reactiva y como se observa, para este modo de control la referencia de potencia reactiva viene dada por $ICONS(M+2)=0$. Este valor siempre tiene que ajustarse a 0 cuando se usa un PPC con el modelo del inversor. Los parámetros $ICONS(M+1)$ y $ICONS(M+2)$ siempre dependerán del modelo de red.

VARS	Description
VAR(L+24)	Reactive power reference (pu @MBASE)
ICONS	Description
M	Control node
M+1	Inverter node
M+2	Mode 0: Reactive power control - Q reference
CONS	Description
J+1	Time constant of reactive power measurement filter (s)
J+12	Reactive power ramp limit (pu/s)
J+13	Time constant of Idcmd measurement filter (s)
J+14	Time constant of Iqcmd measurement filter (s)
J+15	Inverter maximum current (pu)



J+17	Q Limit - Point 1 V (pu)
J+18	Q Limit - Point 1 Qmax (pu)
J+19	Q Limit - Point 1 Qmin (pu)
J+20	Q Limit - Point 2 V (pu)
J+21	Q Limit - Point 2 Qmax (pu)
J+22	Q Limit - Point 2 Qmin (pu)
J+23	Q Limit - Point 3 V (pu)
J+24	Q Limit - Point 3 Qmax (pu)
J+25	Q Limit - Point 3 Qmin (pu)

Tabla 17. Parámetros del control de potencia reactiva en el modelo del inversor.

El parámetro ‘Voltage deadband’ CON(J+10) es un valor ajustado por el usuario, si la diferencia entre la referencia y la tensión medida está por debajo de dicho valor no se van a realizar acciones de control. El usuario también puede modificar los parámetros comprendidos entre CON(J+17) y CON(J+25) que limitan la salida de la potencia reactiva.

El modelo calcula la corriente activa y reactiva inyectada por la planta a la red. Los valores de la corriente activa y reactiva se obtienen mediante el filtro de medición CON(J+13) y CON(J+14). Las corrientes están limitadas por la corriente máxima del inversor I_{max} . Cuando la corriente del inversor supera el valor de I_{max} , el modelo prioriza la potencia activa en operación normal.

En la *Tabla 18* se muestran los parámetros de control del modelo del inversor ante eventos dinámicos. En el caso de que el inversor se encuentre fuera de dichos límites de operación, se desconectarán de la red.

CONS	Description
J+26	Vmax Limit Point 1 t (s)
J+27	Vmax Limit Point 1 V (pu)
J+28	Vmax Limit Point 2 t (s)
J+29	Vmax Limit Point 2 V (pu)
J+30	Vmax Limit Point 3 t (s)
J+31	Vmax Limit Point 3 V (pu)
J+32	Vmax Limit Point 4 t (s)
J+33	Vmax Limit Point 4 V (pu)
J+34	Vmax Limit Point 5 t (s)
J+35	Vmax Limit Point 5 V (pu)
J+36	Vmax Limit Point 6 t (s)
J+37	Vmax Limit Point 6 V (pu)
J+38	Vmin Limit Point 1 t (s)
J+39	Vmin Limit Point 1 V (pu)
J+40	Vmin Limit Point 2 t (s)
J+41	Vmin Limit Point 2 V (pu)
J+42	Vmin Limit Point 3 t (s)
J+43	Vmin Limit Point 3 V (pu)
J+44	Vmin Limit Point 4 t (s)



J+45	Vmin Limit Point 4 V (pu)
J+46	Vmin Limit Point 5 t (s)
J+47	Vmin Limit Point 5 V (pu)
J+48	Vmin Limit Point 6 t (s)
J+49	Vmin Limit Point 6 V (pu)
J+50	f Max Limit Curve Point 1 t (s)
J+51	f Max Limit Curve Point 1 f (Hz)
J+52	f Max Limit Curve Point 2 t (s)
J+53	f Max Limit Curve Point 2 f (Hz)
J+54	f Max Limit Curve Point 3 t (s)
J+55	f Max Limit Curve Point 3 f (Hz)
J+56	f Max Limit Curve Point 4 t (s)
J+57	f Max Limit Curve Point 4 f (Hz)
J+58	f Max Limit Curve Point 5 t (s)
J+59	f Max Limit Curve Point 5 f (Hz)
J+60	f Max Limit Curve Point 6 t (s)
J+61	f Max Limit Curve Point 6 f (Hz)
J+62	f Min Limit Curve Point 1 t (s)
J+63	f Min Limit Curve Point 1 f (Hz)
J+64	f Min Limit Curve Point 2 t (s)
J+65	f Min Limit Curve Point 2 f (Hz)
J+66	f Min Limit Curve Point 3 t (s)
J+67	f Min Limit Curve Point 3 f (Hz)
J+68	f Min Limit Curve Point 4 t (s)
J+69	f Min Limit Curve Point 4 f (Hz)
J+70	f Min Limit Curve Point 5 t (s)
J+71	f Min Limit Curve Point 5 f (Hz)
J+72	f Min Limit Curve Point 6 t (s)
J+73	f Min Limit Curve Point 6 f (Hz)
J+74	Curve Iq LVRT Point 1 V (pu)
J+75	Curve Iq LVRT Point 1 Iq (pu)
J+76	Curve Iq LVRT Point 2 V (pu)
J+77	Curve Iq LVRT Point 2 Iq (pu)
J+78	Curve Iq LVRT Point 3 V (pu)
J+79	Curve Iq LVRT Point 3 Iq (pu)
J+80	Curve Iq LVRT Point 4 V (pu)
J+81	Curve Iq LVRT Point 4 Iq (pu)
J+82	Curve Iq LVRT Point 5 V (pu)
J+83	Curve Iq LVRT Point 5 Iq (pu)
J+84	Curve Iq LVRT Point 6 V (pu)
J+85	Curve Iq LVRT Point 6 Iq (pu)
J+86	Curve Iq LVRT Point 7 V (pu)
J+87	Curve Iq LVRT Point 7 Iq (pu)
J+88	Curve Id LVRT Point 1 V (pu)
J+89	Curve Id LVRT Point 1 Id (pu)
J+90	Curve Id LVRT Point 2 V (pu)

J+91	Curve Id LVRT Point 2 Id (pu)
J+92	Curve Id LVRT Point 3 V (pu)
J+93	Curve Id LVRT Point 3 Id (pu)

Tabla 18. Parámetros de comportamiento ante eventos del modelo del inversor.

En el caso de que se superen los límites de protección que se establecen en el relé de tensión los inversores se desconectarán de la red. Estos relés son de tiempo fijo y cuentan con seis escalones para máxima y mínima tensión como se muestra en la *Figura 58*. Estos puntos se configuran acorde al Código de Red correspondiente.

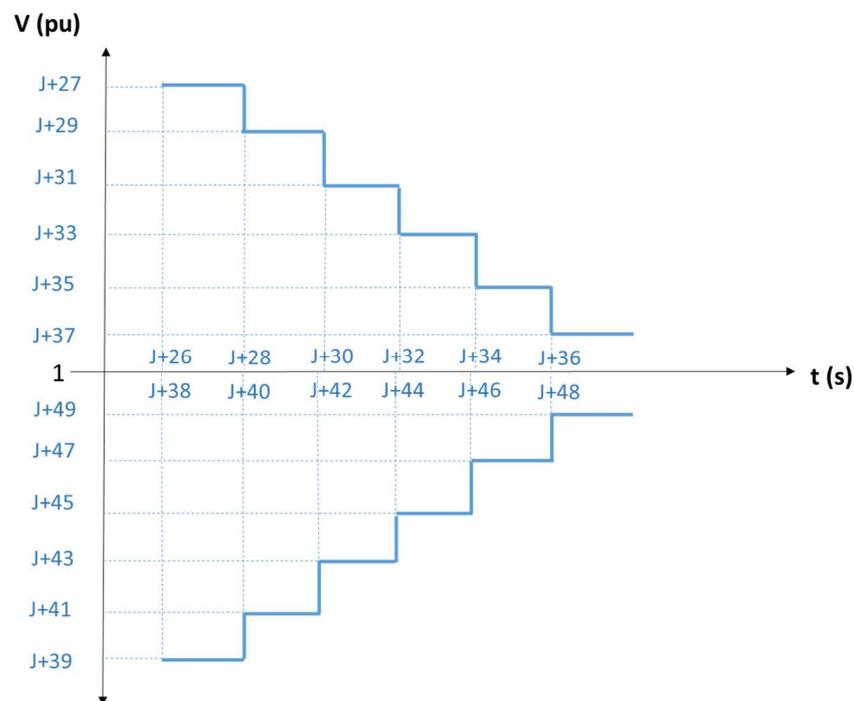


Figura 58. Límites de operación ante sobretensiones y huecos de tensión.

Al igual que con la tensión, el Código de Red también establece el comportamiento del inversor ante eventos de sub y sobrefrecuencia. En la *Figura 59* vemos la relación con los parámetros de la *Tabla 17*.

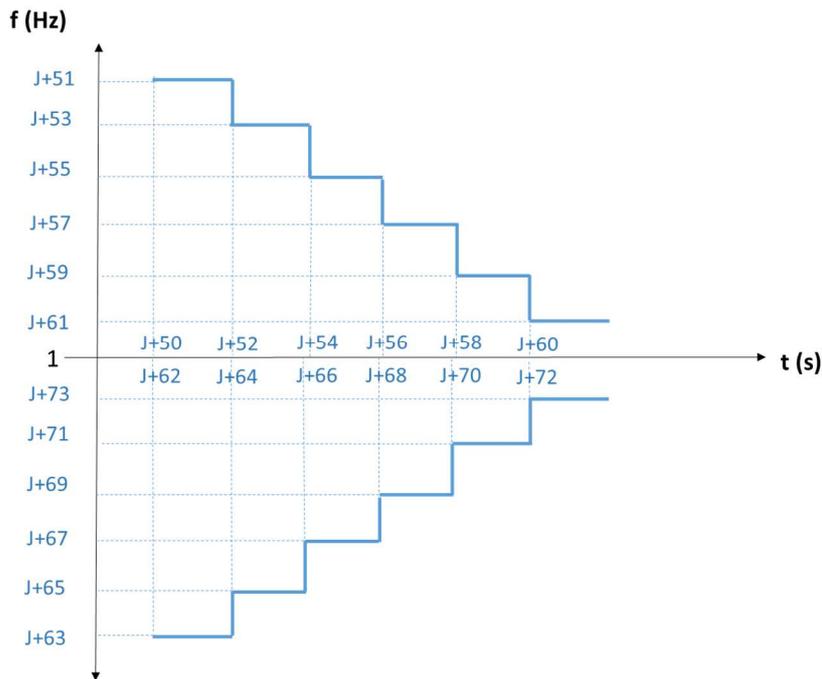


Figura 59. Límites de operación ante eventos de sub y sobrefrecuencia.

Por último en el modelo del inversor, la función ‘Voltage Ride Through’ controla el comportamiento del inversor en condiciones de sobretensión y huecos de tensión. La corriente inyectada depende de la tensión en bornes del inversor.

Se deben definir siete puntos V-Iq para la corriente reactiva teniendo en cuenta el Código de Red a aplicar en cada caso tras lo cual el modelo hace el cálculo de corriente reactiva mediante interpolación lineal. La Figura 60 muestra la relación con los parámetros de la Tabla 17.

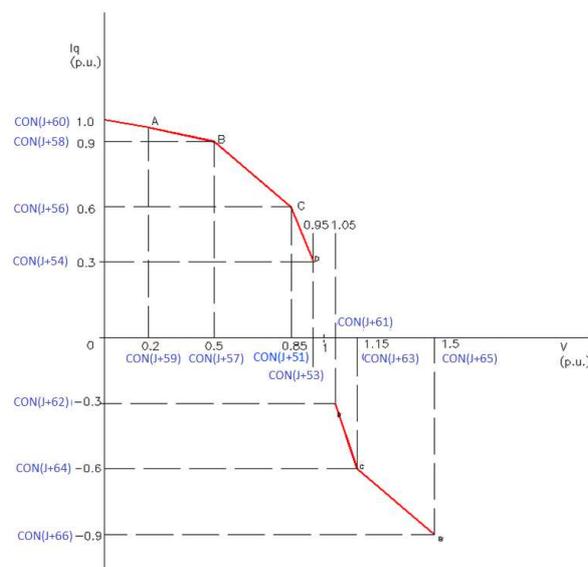


Figura 60. Puntos de operación de la corriente reactiva.

Para la corriente activa en cambio, hay que definir tres puntos V-Id acorde al Código de Red como se aprecia en la *Figura 61* también, al igual que en el caso anterior, el modelo hace el cálculo de corriente activa mediante interpolación lineal.

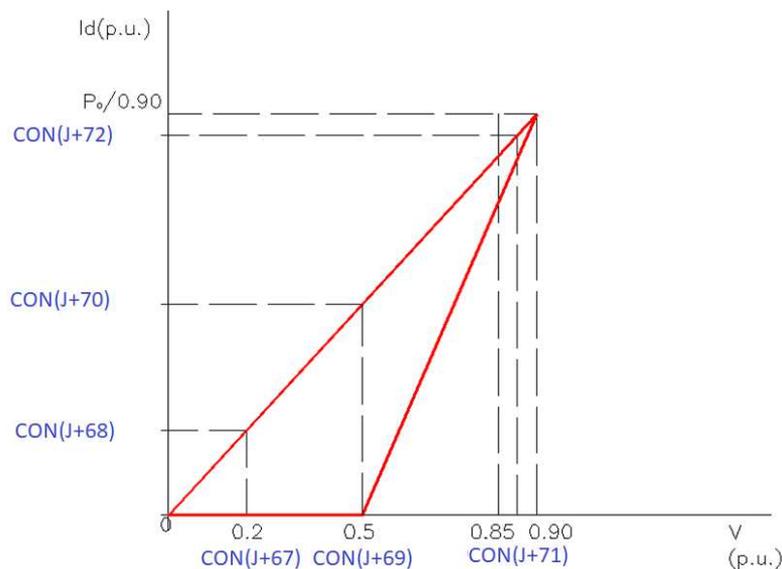


Figura 61. Puntos de operación de la corriente activa.

8.4.1.2.2. Modelado de planta

Este modelo llamado INIFPPC de planta, complementa al modelo de inversor INIF30 que se ha descrito anteriormente y se define como un modelo de excitatriz. El modelo permite modelar el comportamiento de un PPC para regular la potencia activa y reactiva en el punto de conexión.

Este modelo puede usarse hasta con 100 modelos de inversor IFX, pero se recomienda utilizar un inversor equivalente de forma agregada. En el caso de que se modelicen de forma desagregada, el primer inversor de la planta se debe representar con el modelo INIF30 para el estudio de comportamientos dinámicos y el modelo INIFPPC para la excitatriz del generador. Los inversores restantes solo se representarían con el modelo INIF30 para cada generador correspondiente. Es en la parametrización del modelo de la planta asociado al primer inversor donde se ubicarían el resto de los inversores.

El modelo PPC calcula la potencia activa y reactiva que tiene que proporcionar la planta a la red en el PCC bajo los diferentes posibles modos de funcionamiento, que se pueden modificar durante las simulaciones si se requiere.

La regulación de potencia activa se puede realizar mediante dos modos: control de reserva de potencia o modo delta, y control de potencia activa. Independientemente del modo de regulación de potencia activa seleccionado, el PPC proporcionará el control de frecuencia primario (con posibilidad de deshabilitarlo) y la limitación de potencia activa, tanto en valor absoluto con mínimos y máximos o limitando en modo rampa. La regulación de potencia reactiva a su vez puede

realizarse de tres modos: control de potencia reactiva, control del factor de potencia y control de tensión.

El modelo se encarga de la regulación de la inyección de potencia activa y reactiva en el bus controlado, que normalmente es el PCC de la planta. Los parámetros $ICON(M+1)$, $ICON(M+2)$ e $ICON(M+3)$ definen el punto de inyección a partir de la rama de conexión entre la planta y el PCC. La rama de conexión es una línea o un transformador, con el único requisito de que el bus PCC debe ser el $ICON(M+1)$.

Además, en el modo de control de tensión, cabe la posibilidad de controlar la tensión en un punto diferente al PCC. Dicho nudo habría que definirlo mediante el $ICON(M)$. Como lo normal es que se quiera controlar la tensión en el PCC, los parámetros $ICON(M)$ e $ICON(M+1)$ coincidirán. En la *Figura 62* se muestran las 4 configuraciones posibles.

Existen dos posibilidades a considerar: La primera que el nudo del PCC sea el nudo del lado de alta del transformador de potencia y la segunda que el nudo del PCC sea el nudo de la línea de interconexión. Dentro de dichas opciones existen a su vez dos configuraciones adicionales, que el control de tensión esté en el mismo PCC o que se encuentre en otro bus.

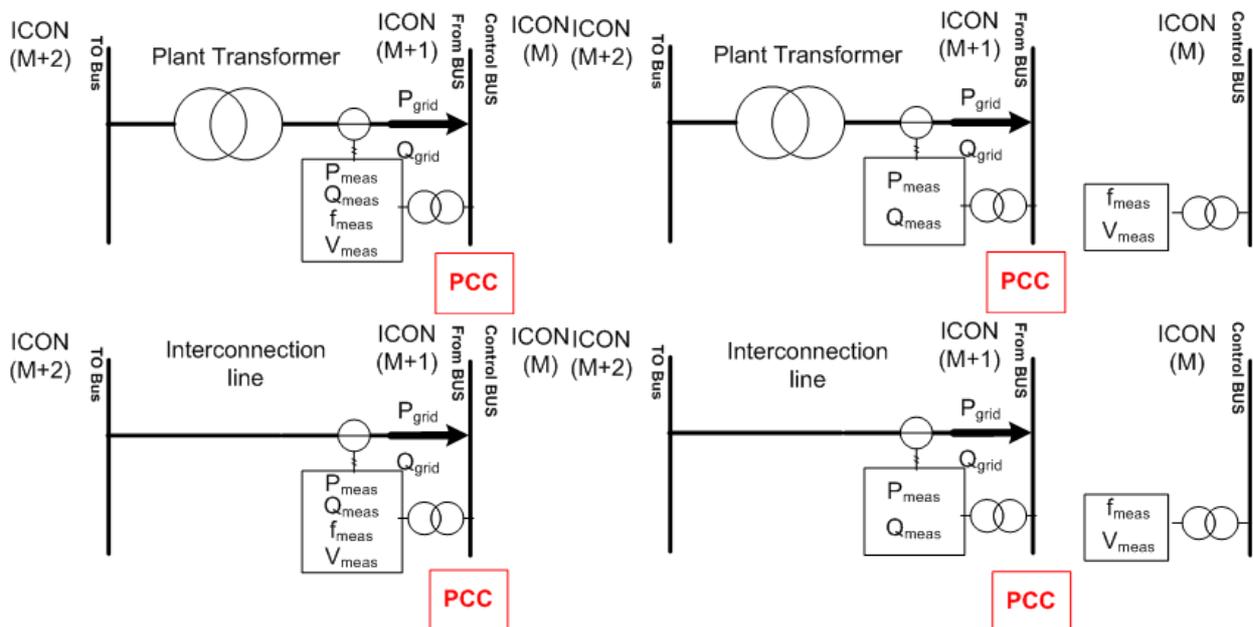


Figura 62. Diferentes configuraciones de la planta para control de tensión.

Dependiendo de la configuración escogida entre los parámetros $ICON(M)$ – $ICON(M+2)$, el modelo realiza cálculos para determinar los valores de potencia activa, reactiva, tensión y frecuencia. Aplica un retardo en base a tener en consideración el que se produce en la plantas reales, a excepción de en medida de la frecuencia, que tiene en cuenta la configuración de medida de frecuencia usada por PSS/E (Freq. Filter).

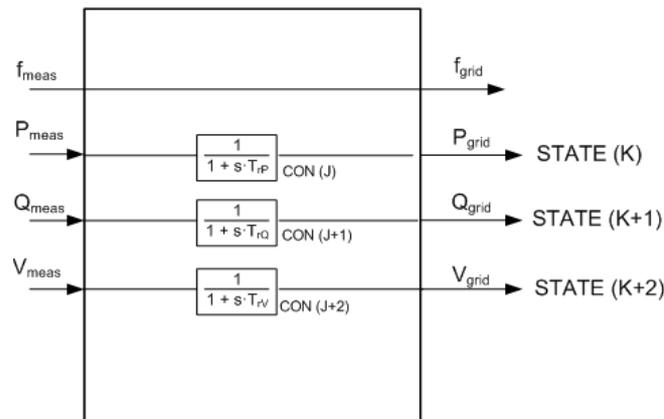


Figura 63. Medidas tomadas por el modelo de planta.

El modelo de planta proporciona las consignas de potencia activa y potencia reactiva (Pcmd y Qcmd), valores que debe seguir cada inversor de la planta. Estas consignas se actualizan en bucle cada paso de integración en las variables VAR(L+23) y VAR(L+24) del modelo de inversor INIF30 para cada inversor de la planta. La ubicación de cada nudo de inversor se define en los ICON(M+8) – ICON(M+207) del modelo de planta. A cada inversor le corresponden dos ICON, en el primero se indica el número del nudo de la red en el que está conectado el inversor y en el segundo se especifica si es un inversor fotovoltaico (PV) o si es un inversor de almacenamiento (ST). Los ICON que no se utilicen, debido a que no se llega al límite de 100 inversores se deben fijar a 0.

El modelo de planta INIFPPC parametriza automáticamente los modelos de inversor durante la inicialización de la simulación dinámica para simplificar la configuración de dichos modelos, que pueden llegar a ser 100 modelos INIF30.

La regulación de potencia activa se puede realizar mediante dos modos diferentes:

- Modo 1: Control de reserva de potencia o control delta.
- Modo 2: Control de potencia activa.

El modo de control se especificará mediante el ICON(M+4). La Figura 64 representa el diagrama de bloques de control de la potencia activa.

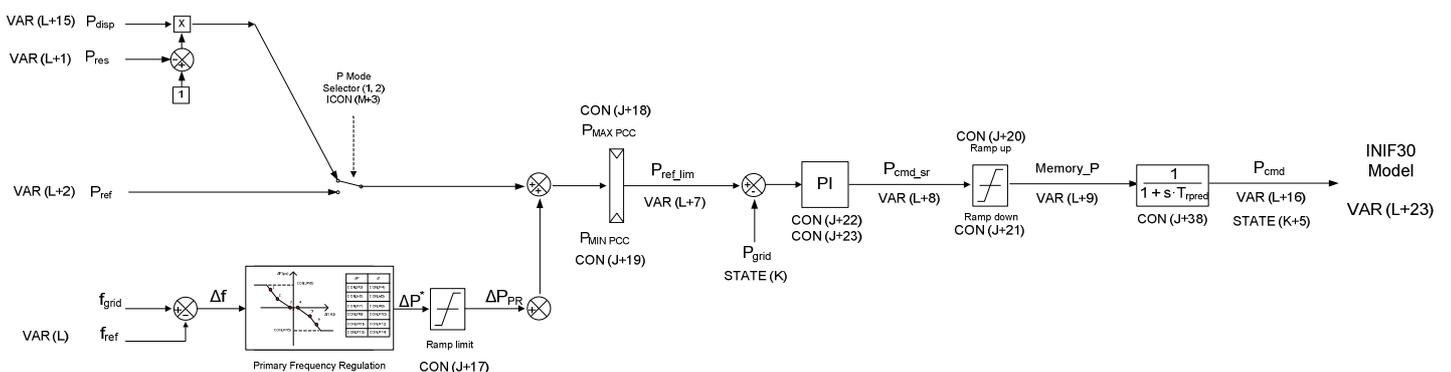


Figura 64. Control de la regulación de potencia activa.



La regulación de potencia reactiva se realiza a nivel del PCC, tal y como marca el Código de Red. Al inicio de la simulación es necesario definir la potencia activa máxima que puede generar cada inversor, dicho valor se guarda en la variable VAR(L+27) de cada modelo de inversor INIF30. El modelo de planta calcula la suma de cada inversor para guardar la potencia disponible en la planta en la variable VAR(L+15). Cabe la posibilidad de modificar la variable VAR(L+27) de cada modelo INIF30 para simular cambios de irradiación durante la simulación, de manera dinámica.

La consigna de potencia está limitada por dos umbrales, uno para la potencia máxima y otro para la potencia mínima, ambos en el PCC. El control de potencia activa ajusta la referencia de potencia activa a alcanzar en el PPC como combinación del valor requerido por el modo de control seleccionado junto con la repuesta de regulación primaria. Dicho valor de referencia de potencia activa se guarda en la variable VAR(L+7) y se compara con la inyectada por la planta (Pgrid). El error alimenta un controlador PI y su salida corresponde con la consigna de potencia activa que se envía a cada inversor individual, afectada por la limitación de rampa de subida CON(J+20) y de bajada CON(J+21).

Se ha de mencionar que se aplica un retardo a la consigna de potencia activa para simular el efecto de las comunicaciones entre el controlador de planta y el inversor, con objeto de representar de manera más fiel el comportamiento real del sistema mediante los modelos. Dicho valor se actualiza en la variable VAR(L+23) del modelo de inversor INIF30 y se puede configurar para cada inversor de manera individual.

En la *Tabla 19* se muestran los parámetros a ajustar para el control de potencia activa. Si se selecciona el modo de control de reserva de potencia (Pmode=1) se debe ajustar la consigna de limitación en la variable VAR(L+1). Si se ajusta en 0,2 por ejemplo, la planta inyecta el 80% de la potencia activa disponible en el PCC.

En el caso de seleccionar el modo de control de potencia activa (Pmode=2) se debe ajustar la consigna en la variable VAR(L+2), ya que la planta operará limitando la potencia activa en el PCC a ese valor.

VARs	Value	Description
VAR(L+1)		Active power reserve (delta) reference (pu)
VAR(L+2)		Active power reference (pu MBASE Plant)
ICONS	Value	Description
M+1		Control Branch From Bus
M+2		Control Branch To Bus
M+3		Control Branch ID
M+4		P Mode Selector (1:Preserve, 2:Preference)

Tabla 19. Parámetros de control de potencia activa.

En cuanto al control primario de frecuencia, proporciona la respuesta de la planta basándose en características de estatismo mediante la configuración de los puntos establecidos en la *Figura 65*. Cada par de puntos define una variación de potencia activa en valor pu respecto a una variación de frecuencia en Hz. Estos puntos se definen entre los parámetros CON(J+3) – CON(J+14).

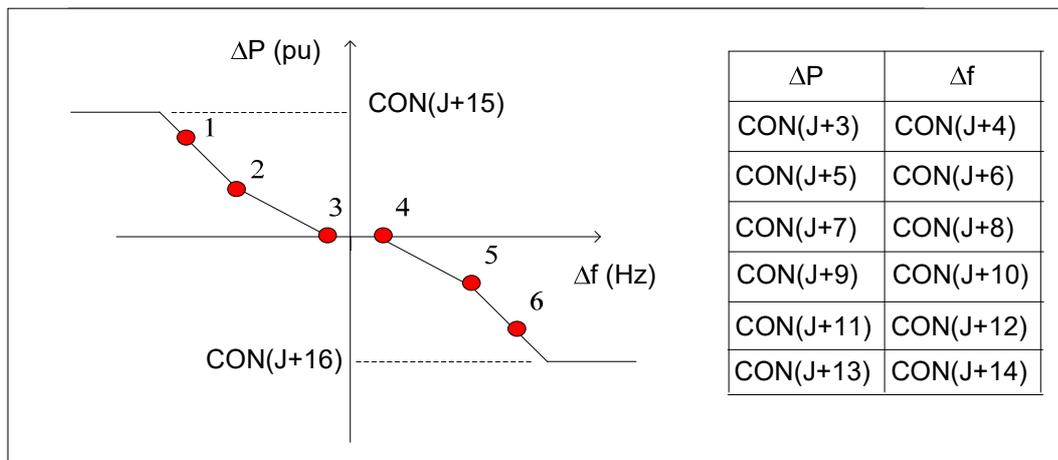


Figura 65. Características de estatismo en control primario de frecuencia INIFPPC.

Este control primario de frecuencia se puede desactivar mediante el ICONS(M+6) poniendo su valor a 0. En este modo de control también es seleccionable la potencia activa usada como referencia, se puede emplear la potencia nominal de la planta o la potencia actual que inyecta la planta. Esta selección se configura a través del parámetro ICONS(M+7). En la Tabla 20 se detallan los parámetros a configurar para este modo de regulación.

VARS	Value	Description
L		Frequency reference (pu)
L+20		Actual active power injected in POC (pu)
ICONS	Value	Description
M		Control Bus
M+6		Enable (1)/Disable (0) P-f control
M+7		Pactual (1)/Pinst(0) for P-f control
CONS	Value	Description
J		Active Power Filter Time Constant (s)
J+3		P-f Curve Point 1 P (pu)
J+4		P-f Curve Point 1 f (Hz)
J+5		P-f Curve Point 2 P (pu)
J+6		P-f Curve Point 2 f (Hz)
J+7		P-f Curve Point 3 P (pu)
J+8		P-f Curve Point 3 f (Hz)
J+9		P-f Curve Point 4 P (pu)
J+10		P-f Curve Point 4 f (Hz)
J+11		P-f Curve Point 5 P (pu)
J+12		P-f Curve Point 5 f (Hz)
J+13		P-f Curve Point 6 P (pu)
J+14		P-f Curve Point 6 f (Hz)
J+15		Max. active power limit for primary response (pu MBASE Plant)



J+16		Min. active power limit for primary response (pu MBASE Plant)
J+17		Primary regulation response ramp (pu MBASE Plant/s)

Tabla 20. Parámetros de regulación primaria de frecuencia.

La referencia de potencia activa en el bus controlado se puede limitar entre un valor máximo y mínimo. La potencia máxima inyectada por la planta en ningún caso podrá ser mayor que la potencia disponible fijada en la variable VAR(L+15). Así mismo, el modelo tiene la capacidad de limitar la velocidad de cambio de potencia activa en el PCC gracias a la configuración de las rampas. La limitación de potencia activa es posible bajo los dos modos de control. En la *Tabla 21* se describe cada uno de los parámetros utilizado en este modo de control.

VARs	Value	Description
VAR(L+15)		Available power in PV panels (pu MBASE Plant)
ICONS	Value	Description
M+1		Control Branch From Bus
M+2		Control Branch To Bus
M+3		Control Branch ID
CONS	Value	Description
J+18		Max. plant active power limit at POC (pu MBASE Plant)
J+19		Min. plant active power limit at POC (pu MBASE Plant)
J+20		Active power ramp-up limit (pu MBASE Plant/s)
J+21		Active power ramp-down limit (pu MBASE Plant/s)

Tabla 21. Parámetros de limitación de potencia activa.

El error entre la consigna de potencia activa y la potencia activa inyectada por la planta en el nudo de control alimenta un controlador PI cuya salida es la consigna de potencia activa que se envía a cada inversor individual. Con objeto de tener en cuenta el retardo que se produce en las comunicaciones entre el controlador de planta y el inversor en la planta real, se aplica un retardo a la salida del PI. Esta consigna también tiene una limitación de rampa para limitar su velocidad de variación. En la *Tabla 22* se presentan los parámetros del regulador PI de la potencia activa.

VARs	Value	Description
VAR(L+7)		Limited active power command at PCC (pu MBASE Plant)
STATES		Description
STATE(K)		Measured active power (Pgrid)
ICONS	Value	Description
M+1		Control Branch From Bus
M+2		Control Branch To Bus
M+3		Control Branch ID
CONS	Value	Description
J+22		Proportional gain P-PI regulator
J+23		Integral gain P-PI regulator

Tabla 22. Parámetros del regulador PI de potencia activa.

Tal y como se ha mencionado anteriormente la potencia reactiva proporcionada por la planta a la red se puede controlar de tres modos diferentes, tal y como se ha mencionado anteriormente:

- Modo 0: Control de potencia reactiva.
- Modo 1: Control de factor de potencia.
- Modo 2: Control de tensión.

El modo se selecciona mediante el ICON(M+5). La *Figura 66* representa el diagrama de bloques de control de la potencia reactiva.

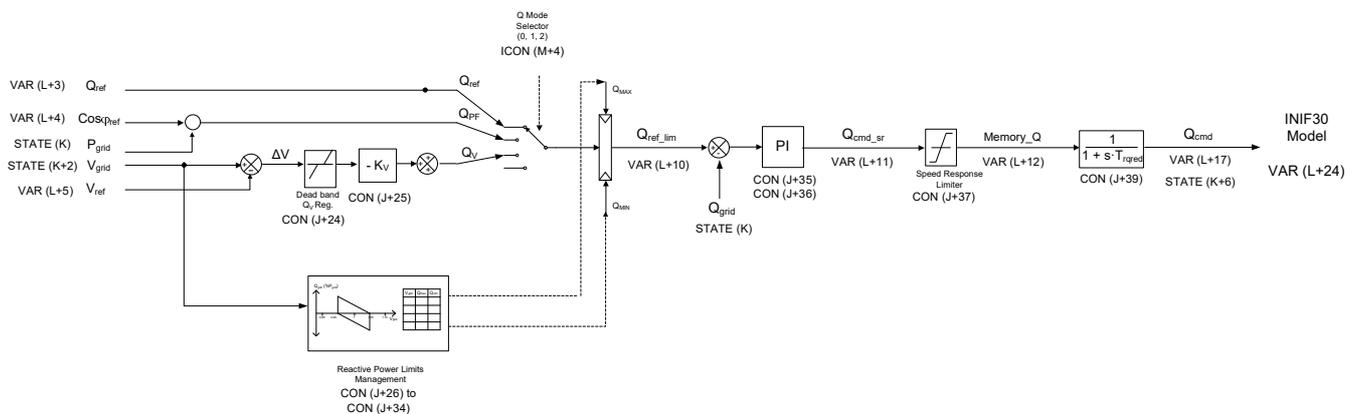


Figura 66. Control de la regulación de potencia reactiva.

La regulación de potencia reactiva se desarrolla en el PCC. Los inversores están limitados a la hora de proporcionar potencia reactiva dependiendo de la potencia activa y de su limitación de corriente máxima. El modelo de planta inicializa automáticamente los límites Q-V de los modelos de los inversores para disponer siempre de la máxima capacidad de absorción o inyección de potencia reactiva.

El control de potencia reactiva ajusta la potencia reactiva en el PPC como una combinación de la referencia determinada mediante el modo de control seleccionado junto con la limitación de potencia reactiva en función del nivel de tensión observado en el PCC. El valor de consigna de potencia reactiva se guarda en la variable VAR(L+10) y se compara con la inyectada por la planta (Q_{grid}). El error alimenta un controlador PI y su salida corresponde con la consigna de potencia reactiva que se envía a cada inversor individual, afectada por la limitación de rampa.

Al igual que en el modo de control de potencia reactiva, se aplica un retardo a la consigna de potencia reactiva para simular el efecto de las comunicaciones entre el controlador de planta y el modelo de inversor de la planta real. Dicho valor se actualiza en la variable VAR(L+24) del modelo de inversor INIF30 y es configurable para cada inversor de manera individual.

Los parámetros a configurar para los modos de control de la potencia reactiva se indican en la *Tabla 23*. Si se selecciona el modo de control de potencia reactiva ($Q_{mode}=0$), la planta limita la potencia reactiva en el punto de conexión al valor requerido de consigna. La consigna de potencia se define en la variable VAR(L+3). Si se selecciona el modo de control de factor de potencia ($Q_{mode}=1$), la planta limita el factor de potencia en el punto de conexión al valor



requerido de consigna. Esta consigna se define en la variable VAR(L+4). Un factor de potencia positivo significa que se está inyectando potencia reactiva a la red, un factor de potencia negativo que se está absorbiendo potencia reactiva de la red. Por último, si se selecciona el modo de control de tensión (Qmode=2), la planta inyecta o consume tanta potencia reactiva como sea necesaria en el PCC para mantener la tensión controlada en el nudo de control (pudiendo ser o no el PCC ese nudo, dependiendo de cuál de las 4 configuraciones se ha escogido). La consigna de tensión se define en la variable VAR(L+5).

VARs	Value	Description
VAR(L+3)		Reactive power reference (pu MBASE Plant)
VAR(L+4)		Power factor reference
VAR(L+5)		Voltage reference (pu)
STATES		Description
STATE(K)		Measured active power (Pgrid)
STATE(K+2)		Measured voltage (Vgrid)
ICONS	Value	Description
M		Control Bus
M+1		Control Branch From Bus
M+2		Control Branch To Bus
M+3		Control Branch ID
M+5		Q Mode Selector (0:Qref, 1:PFref, 2:Vref)
CONS	Value	Description
J+24		V control dead-band (pu)
J+25		Proportional gain PI voltage controller
J+26		Integral gain PI voltage controller

Tabla 23. Parámetros de control de potencia reactiva en el PPC.

La referencia de potencia reactiva en el PCC se puede limitar entre un valor máximo y otro mínimo, en función del valor de tensión. En cualquier caso, la potencia reactiva máxima inyectada o absorbida nunca será mayor que la suma de la potencia reactiva disponible de todos los inversores, la cual depende de la potencia activa que estén produciendo y de su límite de corriente máxima. El modelo también puede limitar la velocidad de cambio de la potencia reactiva en el PCC mediante la rampa.

Esta limitación de potencia reactiva se puede hacer bajo cualquier modo de control de la potencia reactiva. En la Tabla 24 se muestran los parámetros de limitación de potencia reactiva que son configurables.

ICONS	Value	Description
M+1		Control Branch From Bus
M+2		Control Branch To Bus
M+3		Control Branch ID
CONS	Value	Description
J+27		Q Limit - Point 1 V (pu)
J+28		Q Limit - Point 1 Qmax (pu)



J+29		Q Limit - Point 1 Qmin (pu)
J+30		Q Limit - Point 2 V (pu)
J+31		Q Limit - Point 2 Qmax (pu)
J+32		Q Limit - Point 2 Qmin (pu)
J+33		Q Limit - Point 3 V (pu)
J+34		Q Limit - Point 3 Qmax (pu)
J+35		Q Limit - Point 3 Qmin (pu)
J+36		Reactive power ramp (pu MBASE Plant/s)

Tabla 24. Parámetros de limitación de potencia reactiva.

El error entre la consigna de potencia reactiva y la potencia reactiva inyectada por la planta en el nudo de control alimenta un controlador PI cuya salida es la consigna de potencia reactiva que se envía a cada inversor individual, después de aplicar un retardo para simular el tiempo de comunicación entre el controlador de planta y el control del inversor. Esta consigna también tiene una limitación de rampa para limitar su velocidad de variación. En la *Tabla 25* se presentan los parámetros del regulador PI de la potencia reactiva.

VARS	Value	Description
VAR(L+10)		Limited reactive power command at PCC (pu MBASE Plant)
STATES		Description
STATE(K+1)		Measured reactive power (Qgrid)
ICONS	Value	Description
M+1		Control Branch From Bus
M+2		Control Branch To Bus
M+3		Control Branch ID
CONS	Value	Description
J+36		Proportional gain Q-PI regulator
J+37		Integral gain Q-PI regulator

Tabla 25. Parámetros del regulador PI de potencia reactiva.

Tal y como se ha descrito para cada lazo de control, el modelo de controlador de planta determina la consigna de potencia activa y reactiva que proporciona cada inversor en función del modo de control seleccionado y de los valores de referencia que se ajustan. Estos parámetros se describen en la *Tabla 26*. Las consignas de potencia activa y reactiva se actualizan en bucle en las variables de entrada de cada modelo de inversor INIF30.

VARS	Value	Description
VAR(L+16)		Active power command to inverters (pu MBASE Inverter)
VAR(L+17)		Reactive power command to inverters (pu MBASE Inverter)
ICONS	Value	Description
M+8		Inverter 1 Bus Number
M+9		Inverter 1 Type (0:PV, 1:ST)
M+10		Inverter 2 Bus Number
M+11		Inverter 2 Type (0:PV, 1:ST)
M+12		Inverter 3 Bus Number

M+13		Inverter 3 Type (0:PV, 1:ST)
M+1		Inverter 4 Bus Number
M+15		Inverter 4 Type (0:PV, 1:ST)
...		Inverter X Bus Number
...		Inverter X Type (0:PV, 1:ST)
M+206		Inverter 100 Bus Number
M+207		Inverter 100 Type (0:PV, 1:ST)
CONS	Value	Description
J+39		Active power reference Comms. delay (s)
J+40		Reactive power reference Comms. delay (s)

Tabla 26. Parámetros de consigna de P y Q del modelo de planta.

8.4.2. Inicio

Para crear un nuevo proyecto en PSS[®]E, se debe pulsar “File → New... → Network case and Diagram” como se muestra en la *Figura 67*. Se abrirá una ventana en la que hay que nombrar el proyecto, ajustar los MVA de base y la frecuencia base que la herramienta va usar para todos los cálculos.

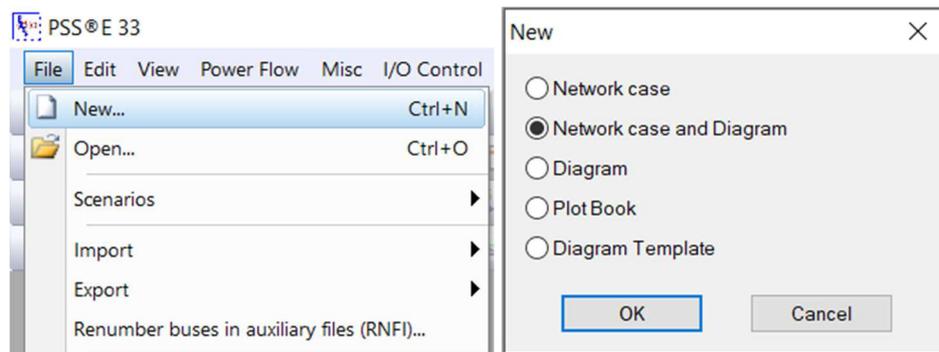


Figura 67. Nuevo proyecto en PSS/E.

En la pestaña “Powerflow Data Annotation” se ajusta cómo y qué datos se quieren visualizar en el diagrama unifilar para el flujo de cargas. En el caso analizado se escogen las magnitudes de tensión en pu y en kV. En la *Figura 68* se pueden observar las otras opciones que da el software.

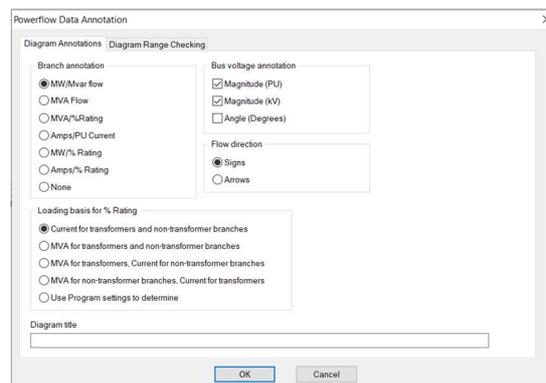


Figura 68. Anotaciones en el diagrama unifilar para flujo de cargas.

8.4.3. Diagrama unifilar

Una vez abierto el caso a estudio se añaden los elementos del sistema en el orden que se ha comentado anteriormente:

1. Nudos o buses.
2. Líneas y transformadores.
3. Generadores y cargas.
4. Equipos de compensación.

Como se ha mencionado en el apartado 7.2.2, los tipos de buses se asignan dentro de la ventana de características. Hay tres tipos de buses a elegir, y también la posibilidad de considerar que se encuentran desconectados durante el estudio:

- Non-generator bus.
- Generator bus.
- Swing bus.
- Disconnected.

Los tres nudos intermedios se han modelizado como ‘Non-generator bus’, el punto de conexión como ‘Swing bus’ y el nudo de conexión al inversor como ‘Generator bus’. En la *Figura 69* se muestran los datos restantes a cumplimentar, tales como la tensión en pu, con base en kV, el ángulo de la tensión, los límites de tensión en pu, el nombre del nudo y el número de identificación del nudo.

Basic Data		Grouping Data	
Bus Number	1	Area	1
Bus Name	PCC	Owner	1
Type Code	3 - Swing Bus	Zone	1
Base kV	115.0		
Voltage (pu)	1.0000		
Angle (deg)	0.00		

Limit Data			
Normal Vmax (pu)	Normal Vmin (pu)	Emer Vmax (pu)	Emer Vmin (pu)
1.10	0.90	1.10	0.90

Figura 69. Modelización de un nudo en PSS/E.

En cuanto a la parametrización de las líneas, al modelizarse los inversores de forma agregada, las líneas de MT se han modelizado también de forma agregada, por lo que se han calculado los parámetros eléctricos de la línea equivalente, tal y como se indica en el documento WECC [24]. En la *Tabla 27* se muestran los valores de empleados en la líneas tras los cálculos realizados.



From	To	R (pu)	X (pu)	B (pu)	n	Rn ²	Xn ²
P 01 MT	P 02 MT	0,0051443	0,00369334	0,000118353	1	0,0051443	0,00369334
P 02 MT	P 03 MT	0,0051443	0,00369334	0,000118353	2	0,02057719	0,01477337
P 03 MT	Barra 34.5	0,05035413	0,05514976	0,002561258	3	0,45318715	0,49634783
P 04 MT	P 05 MT	0,0051443	0,00369334	0,000118353	1	0,0051443	0,00369334
P 05 MT	P 06 MT	0,0051443	0,00369334	0,000118353	2	0,02057719	0,01477337
P 06 MT	P 34.5	0,04269691	0,04676329	0,002171774	3	0,38427221	0,42086957
P 07 MT	P 08 MT	0,0051443	0,00369334	0,000118353	1	0,0051443	0,00369334
P 08 MT	P 09 MT	0,0051443	0,00369334	0,000118353	2	0,02057719	0,01477337
P 09 MT	P 10 MT	0,00277001	0,00303382	0,000140896	3	0,02493006	0,02730435
P 10 MT	Barra 34.5	0,02784121	0,02938794	0,001759554	4	0,44545936	0,4702071
P 11 MT	P 12 MT	0,02368998	0,01700819	0,000545026	1	0,02368998	0,01700819
P 12 MT	P 013 MT	0,0051443	0,00369334	0,000118353	2	0,02057719	0,01477337
P 13 MT	P 18 MT	0,00277001	0,00303382	0,000140896	3	0,02493006	0,02730435
P 18 MT	Barra 34.5	0,02127788	0,02245999	0,001344755	4	0,34044612	0,3593598
P 19 MT	P 20 MT	0,0051443	0,00369334	0,000118353	1	0,0051443	0,00369334
P 20 MT	P 21 MT	0,0051443	0,00369334	0,000118353	2	0,02057719	0,01477337
P 21 MT	P 22 MT	0,00277001	0,00303382	0,000140896	3	0,02493006	0,02730435
P 22 MT	Barra 34.5	0,02351607	0,02482252	0,001486207	4	0,37625709	0,39716026
P 14 MT	P 15 MT	0,00277001	0,00303382	0,000140896	1	0,00277001	0,00303382
P 15 MT	P 16 MT	0,00277001	0,00303382	0,000140896	2	0,01108003	0,01213527
P 16 MT	P 17 MT	0,00277001	0,00303382	0,000140896	3	0,02493006	0,02730435
P 17 MT	Barra 34.5	0,01252174	0,01321739	0,000791369	4	0,20034783	0,21147826
		B_{equiv} (pu)		0,012570494		R y X equiv. Parciales (pu)	
						2,46069313	2,58545768
						R_{equiv} Y X_{equiv} (pu)	
						0,00508408	0,00534185

Tabla 27. Parámetros eléctricos de la línea equivalente de MT.

Es necesario introducir en el software los parámetros eléctricos equivalentes calculados, en la ventana de características de la línea. En la *Figura 70* se indica cómo se han añadido los parámetros calculados y el nombre de la línea. También cabe la posibilidad de añadir los kilómetros de longitud de la línea, aunque dicho dato no tiene importancia ya que los valores se dan en por unidad. Si se quiere ver el porcentaje de sobrecarga de la línea cuando se calcula el flujo de cargas hay que introducir la potencia base.

Figura 70. Modelización de una línea en PSS/E.

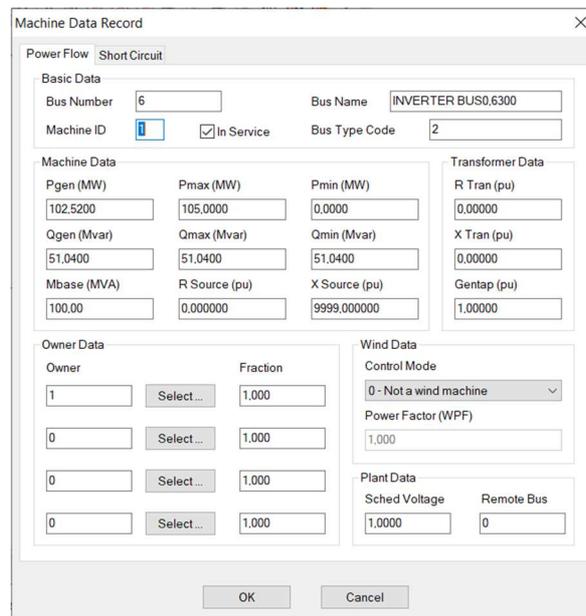
Los transformadores se han modelizado mediante los datos de la resistencia y la reactancia por unidad en base a la potencia del transformador, los datos de los taps y la potencia nominal del transformador. En el documento [24] se dan rangos de la impedancia de secuencia positiva y de la relación X/R de los transformadores. Los transformadores modelizados están dentro de los rangos establecidos por el WECC. En la Figura 71 se muestra la modelización del transformador de potencia de la planta.

Figura 71. Modelización de un transformador en PSS/E.

Los inversores se modelizan como generadores, en este caso como un generador equivalente ya que se recomienda la modelización de forma agregada para los inversores. En la Figura 72 se muestran los datos agregados del inversor equivalente. Tradicionalmente se modelizaba mediante una impedancia infinita de $X_{source} = 9999 \text{ pu}$ ya que en este tipo de

softwares los generadores se representaban con una fuente de tensión tras una impedancia en serie. Esto era debido a que los Códigos de Red no exigían que los inversores se mantuviesen conectados en caso de falta, por lo que en la realidad se desconectaban de red. Para que el modelo de inversor no inyectase corriente de falta durante estos eventos se ponía una reactancia en serie muy grande. Hoy en día el inversor se sigue representando de la misma manera porque para estudios dinámicos los modelos son de inyección de corriente y no de fuente de tensión.

Inicialmente se debe nombrar el generador y añadir el número del nudo. Posteriormente se limita la potencia activa con el máximo y mínimo correspondiente y se fija la potencia activa generada por todos los inversores. En cuanto a la potencia reactiva se configura la generación y los límites en un mismo valor con objeto de fijar el valor exactamente donde se quiere. Por último, se ajustan los MVA de base.



The screenshot shows the 'Machine Data Record' dialog box with the following fields and values:

- Basic Data:**
 - Bus Number: 6
 - Bus Name: INVERTER BUS0.6300
 - Machine ID: 1
 - In Service:
 - Bus Type Code: 2
- Machine Data:**
 - Pgen (MW): 102.5200
 - Pmax (MW): 105.0000
 - Pmin (MW): 0.0000
 - Qgen (Mvar): 51.0400
 - Qmax (Mvar): 51.0400
 - Qmin (Mvar): 51.0400
 - Mbase (MVA): 100.00
 - R Source (pu): 0.000000
 - X Source (pu): 9999.000000
- Transformer Data:**
 - R Tran (pu): 0.00000
 - X Tran (pu): 0.00000
 - Gentap (pu): 1.00000
- Owner Data:**
 - Owner: 1, 0, 0, 0
 - Fraction: 1.000, 1.000, 1.000, 1.000
- Wind Data:**
 - Control Mode: 0 - Not a wind machine
 - Power Factor (WPF): 1.000
- Plant Data:**
 - Sched Voltage: 1.0000
 - Remote Bus: 0

Figura 72. Modelización de un inversor fotovoltaico en PSS/E.

En cuanto a la modelización de la red equivalente, se modeliza mediante dos elementos: un generador y una carga. En la carga se han añadido los 100 MW de generación de la planta fotovoltaica como se muestra en la ventana de la derecha en la Figura 73. El objetivo de esta carga es poder simular variaciones de la frecuencia de la red mediante la modificación de su valor durante la simulación. Para el generador se ha definido la impedancia fuente de la red y se han limitado las potencias con márgenes altos. Al convertir los generadores y las cargas para el flujo de cargas, el nudo pasa de ser un nudo 'Slack' a un nudo generador.

Al contrario que en el software PowerFactory, aquí no se controlan las potencias en el PCC mediante controladores externos, si no que en el inversor equivalente se fijan las potencias deseadas y en el PCC se deja un margen ancho para las potencias y se toman las medidas en dicho punto.

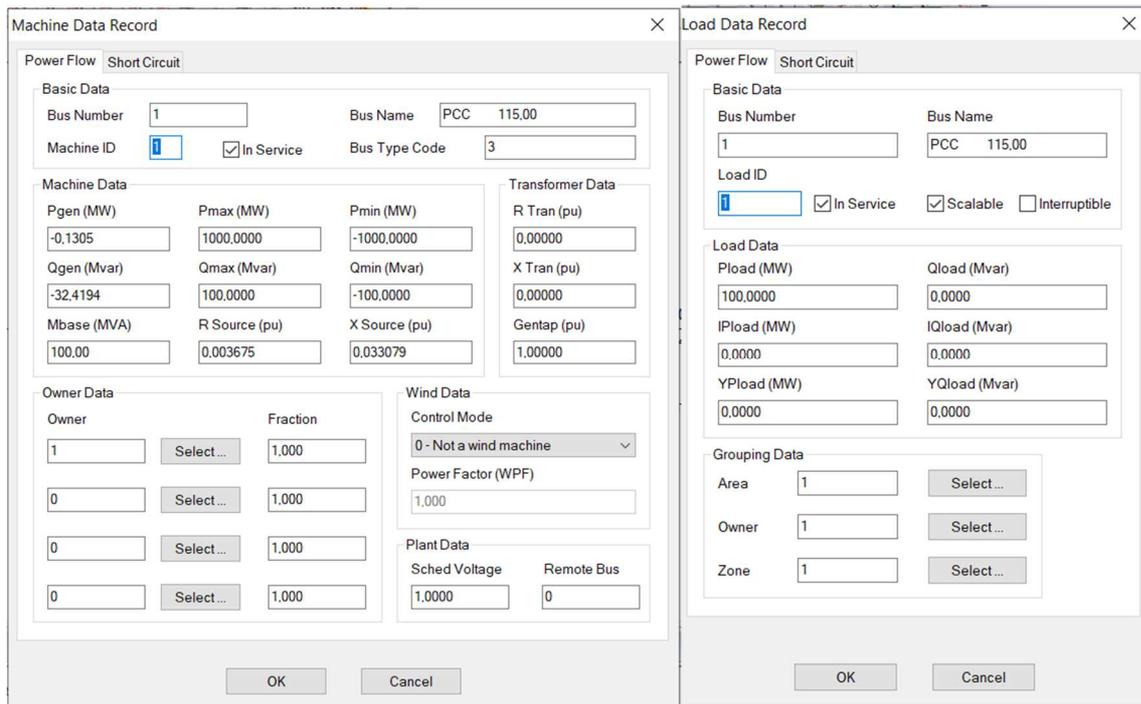


Figura 73. Modelización de la red equivalente en PSS/E.

En caso de tener que modelizar un equipo de compensación este sería el momento de hacerlo, pero en la planta a estudio no requiere de ello.

En la Figura 74 se muestra el fichero .RAW del modelo de la planta en el cual se ven los nudos del sistema con sus respectivas características. Y por último, en la Figura 75 se muestra el diagrama unifilar de la Planta Fotovoltaica 1 al completo, listo para hacer simulaciones en régimen permanente para diferentes escenarios.

Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Owner Num	Owner Name	Code	Voltage (pu)	Angle (deg)	Normal Vmax (pu)	Normal Vmin (pu)	Emergency Vmax (pu)	Emergency Vmin (pu)
1	PCC	115,0	1		1		1		2	1,0000	-0,00	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000
2	LINE	115,0	1		1		1		1	1,0002	0,02	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000
3	PV 115	115,0	1		1		1		1	1,0171	1,88	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000
4	PV 34,5	34,5	1		1		1		1	1,0532	36,61	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000
5	PV MT	34,5	1		1		1		1	1,0602	36,78	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000
6	INVERTER BUS	0,6	1		1		1		2	0,9918	69,88	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000

Figura 74. Datos fichero .raw de la Planta Fotovoltaica 1.

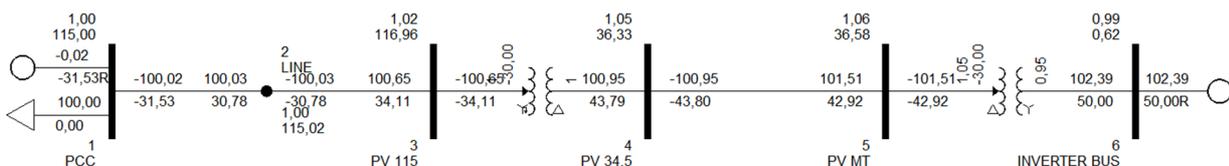


Figura 75. Diagrama unifilar de la Planta Fotovoltaica 1 en PSS/E.

8.4.4. Simulación en régimen permanente (Flujo de cargas)

Para analizar los diferentes escenarios marcados por el Código de Red se simulará el flujo de cargas en cada situación. En la *Figura 76* se muestra la ventana de solución del flujo de cargas en PSS/E. El método de cálculo que se va a utilizar en este caso es el de Newton-Raphson con pendiente fija desacoplada. La simulación se configura para se apliquen los límites de potencia reactiva entre otras cosas.

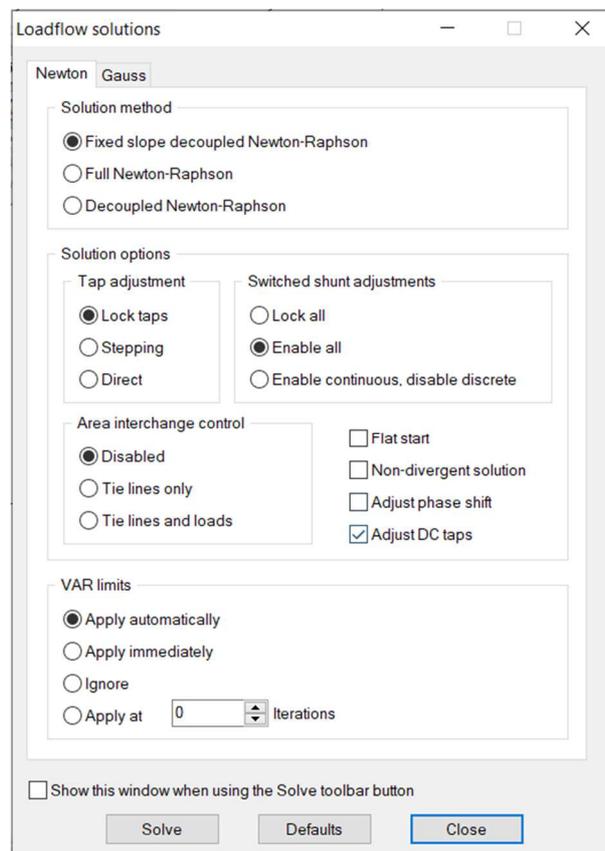


Figura 76. Opciones de cálculo de flujo de cargas en PSS/E.

Al igual que en PowerFactory, en la *Tabla 28* y *Tabla 29* se han recopilado los valores de los datos necesarios para analizar los requisitos del Código de Red. La potencia en la barra de 34.5 kV (MVAR o MW en la barra de 34.5 kV) es igual a la potencia inyectada o absorbida por los inversores menos las pérdidas en los transformadores MT/BT y menos las pérdidas de potencia en los cables de MT. La potencia en terminal de inversor es la suma de la potencia de cada uno de los inversores. Al igual que las pérdidas en los transformadores de MT/BT, que hacen referencia a la suma de pérdidas de cada uno.

El criterio de signos para los datos recogidos es el siguiente: la potencia reactiva es positiva cuando los inversores están inyectando potencia reactiva a la red (caso inductivo) y la potencia reactiva es negativa cuando los inversores están absorbiendo potencia reactiva de la red (caso capacitivo).



F.P.	kV en PCC	MVAR en el PCC			Pérdidas línea transmisión			Pérdidas transformador 115/34.5			MVAR en la barra de 34.5 kV			Pérdidas líneas de 34.5 kV			Pérdidas en transf. 34.5/0.63 kV			MVAR en terminal de inversor (suma)		
		100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P
0.95 ind	120.75 (1.05 pu)	32,87	32,87	0,00	2,12	-0,27	-1,38	8,84	2,81	0,00	43,83	35,41	-1,44	-1,05	-1,39	-1,44	6,45	2,01	0,00	49,23	36,03	2,82
0.95 cap		-32,87	-32,87	0,00	2,18	-0,22	-1,38	8,99	2,96	0,00	-21,7	-30,13	-1,44	-0,82	-1,16	-1,44	6,67	2,23	0,00	-15,85	-29,06	2,82
0.95 ind	115 (1.0 pu)	32,87	32,87	0,00	2,61	-0,02	-1,26	9,76	3,1	0,00	45,24	35,95	-1,3	-0,88	-1,24	-1,3	7,13	2,23	0,00	51,49	36,94	2,56
0.95 cap		-32,87	-32,87	0,00	2,67	0,03	-1,26	9,9	3,25	0,00	-20,3	-29,59	-1,3	-0,64	-1,01	-1,3	7,34	2,45	0,00	-13,6	-28,15	2,56
0.95 ind	109.25 (0.95 pu)	32,87	32,87	0,00	3,16	0,24	-1,13	10,82	3,44	0,00	46,85	36,55	-1,18	-0,69	-1,09	-1,18	7,91	2,48	0,00	54,07	37,94	2,31
0.95 cap		-32,87	-32,87	0,00	3,22	0,29	-1,13	10,96	3,59	0,00	-18,69	-28,99	-1,18	0,46	-0,86	-1,18	8,13	2,7	0,00	-11,02	-27,15	2,31

Tabla 28. Balance de potencia reactiva de la planta en PSS/E.

F.P.	kV en PCC	MW en el PCC			Pérdidas línea transmisión			Pérdidas transformador 115/34.5			MW en la barra de 34.5 kV			Pérdidas líneas de 34.5 kV			Pérdidas en transf. 34.5/0.63 kV			MW en terminal de inversor (suma)		
		100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P	100% P	50% P	0% P
0.95 ind	120.75 (1.05 pu)	100,0	50,00	0,00	0,57	0,18	0,00	0,28	0,09	0,00	100,85	50,27	0,00	0,51	0,16	0,00	0,81	0,25	0,00	102,16	50,68	0,00
0.95 cap		100,0	50,00	0,00	0,59	0,19	0,00	0,28	0,09	0,00	100,87	50,28	0,00	0,52	0,17	0,00	0,83	0,28	0,00	102,22	50,73	0,00
0.95 ind	115 (1.0 pu)	100,0	50,00	0,00	0,64	0,20	0,00	0,3	0,1	0,00	100,94	50,3	0,00	0,56	0,18	0,00	0,89	0,28	0,00	102,39	50,75	0,00
0.95 cap		100,0	50,00	0,00	0,64	0,21	0,00	0,31	0,11	0,00	100,95	50,32	0,00	0,57	0,18	0,00	0,92	0,31	0,00	102,44	50,81	0,00
0.95 ind	109.25 (0.95 pu)	100,0	50,00	0,00	0,71	0,23	0,00	0,33	0,1	0,00	101,04	50,33	0,00	0,62	0,2	0,00	0,99	0,31	0,00	102,65	50,84	0,00
0.95 cap		100,0	50,00	0,00	0,71	0,23	0,00	0,34	0,12	0,00	101,05	50,35	0,00	0,63	0,21	0,00	1,02	0,34	0,00	102,7	50,89	0,00

Tabla 29. Balance de potencia activa de la planta en PSS/E.

Resultados: Los resultados cumplen con los requisitos mínimos de potencia reactiva en el PCC para cada nivel de generación de potencia activa.



8.4.5. Simulaciones dinámicas

En este último apartado se indica como se han realizado diferentes simulaciones dinámicas mediante el modelo de inversor INIF30 ante diferentes eventos, emulando el comportamiento real de los inversores fotovoltaicos a estudio. El objetivo de estas simulaciones dinámicas es verificar el cumplimiento de los requisitos dinámicos definidos por el CENACE en el Código de Red mexicano. Los escenarios considerados tienen en cuenta tanto los eventos de tensión como de frecuencia. Para el caso de tensión son dos los casos analizados: eventos de sobretensión y hueco de tensión. En el primero de los casos, se pretende comprobar que las protecciones funcionan correctamente y los inversores se desconectan acorde a la configuración establecida. En cuanto a los eventos de sobrefrecuencia y subfrecuencia se testean con el fin de observar que se produce la desconexión de los inversores cuando se sobrepasa el límite inferior o superior de frecuencia configurados.

Es necesario para la realización de estos estudios en el software PSS/E definir los límites de tensión y frecuencia en el archivo .DYR del modelo de inversor INIF30 y deben corresponder con los límites marcados por el Código de Red mexicano, aplicado para el análisis. La red equivalente se ha modelado con un generador clásico (modelo GENCLS), sin excitación ni control de velocidad.

8.4.5.1. Simulación LVRT

Se trata de un evento de subtensión mediante el cual se analiza el correcto funcionamiento del modelo de inversor INIF30 ante huecos de tensión. Para ello se simula un evento de falta trifásica en el nudo 2 de 115 kV durante 450 ms. Acorde a la parametrización que se ha hecho en el modelo, la planta permanece conectada mientras no se supere ese tiempo. Estos son los detalles del evento.

- $t = 2$ s. Se aplica una falta trifásica sin impedancia en el nudo 2.
- $t = 2,45$ s. Se despeja la falta.

En la *Figura 77* se observa que los inversores siguen conectados a pesar del hueco de tensión a 0 pu dado que se han simulado 450 ms, límite el cual debe permanecer conectada la planta. La tensión del PCC se representa en pu en una base de 115 kV en el eje izquierdo y la variación de la frecuencia en el PCC en pu en una base de 60 Hz en el eje derecho.

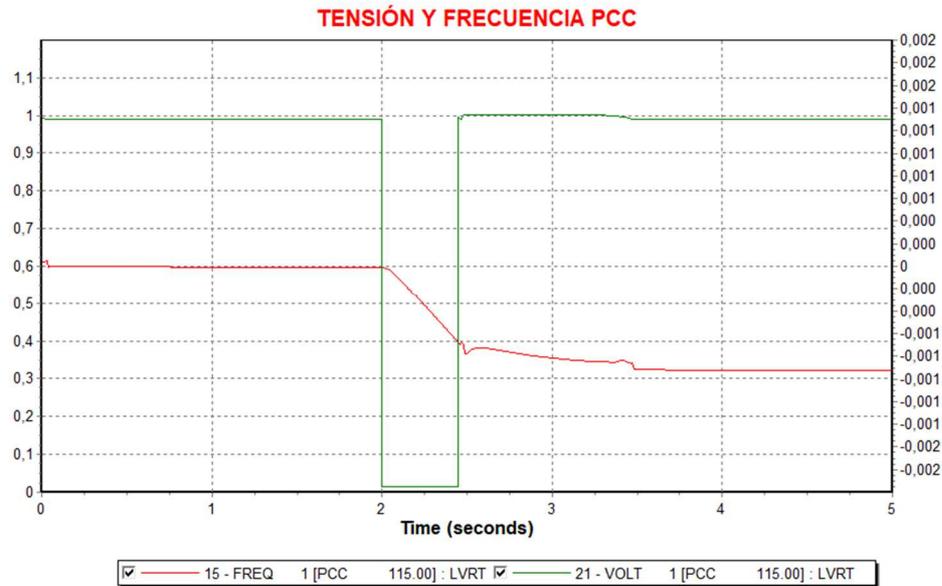


Figura 77. Tensión y frecuencia en el PCC ante hueco de tensión.

Las potencias inyectadas por el inversor durante el hueco de tensión se muestran en la *Figura 78*, están representadas en valores pu respecto a una base de potencia aparente de 100 MVA. Se aprecia como los inversores tardan 1s aproximadamente en volver al estado previo al hueco de tensión.

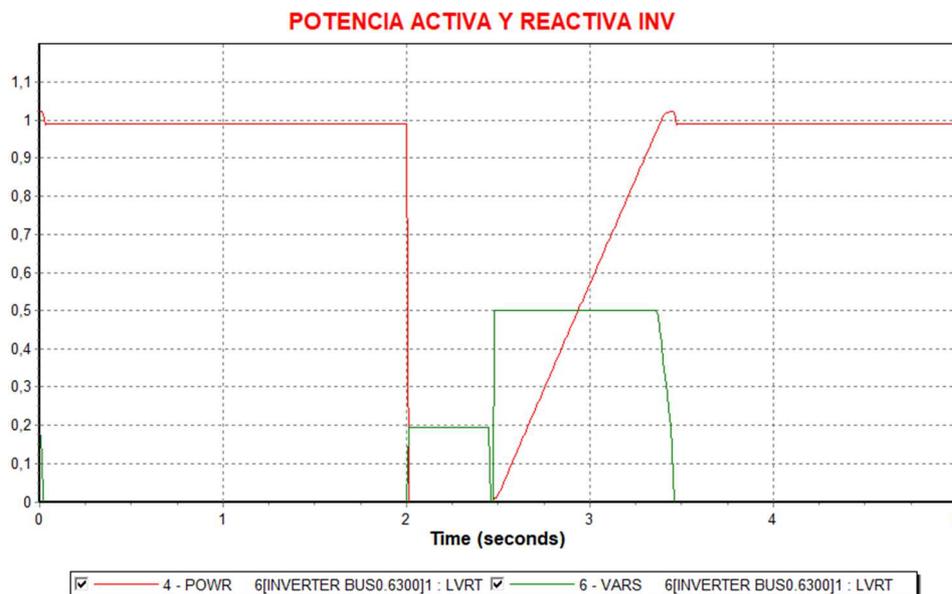


Figura 78. Potencia activa y reactiva en bornas de inversores ante hueco de tensión.

Siempre que la caída de tensión durante la falta sea superior al 10 %, los inversores inyectan corriente reactiva según los datos parametrizados en la tabla V-Iq del modelo del inversor INIF30. A continuación, en la *Figura 79* se muestran las corrientes de salida de la planta (Iq- corriente reactiva e Id - corriente activa) en valores pu.

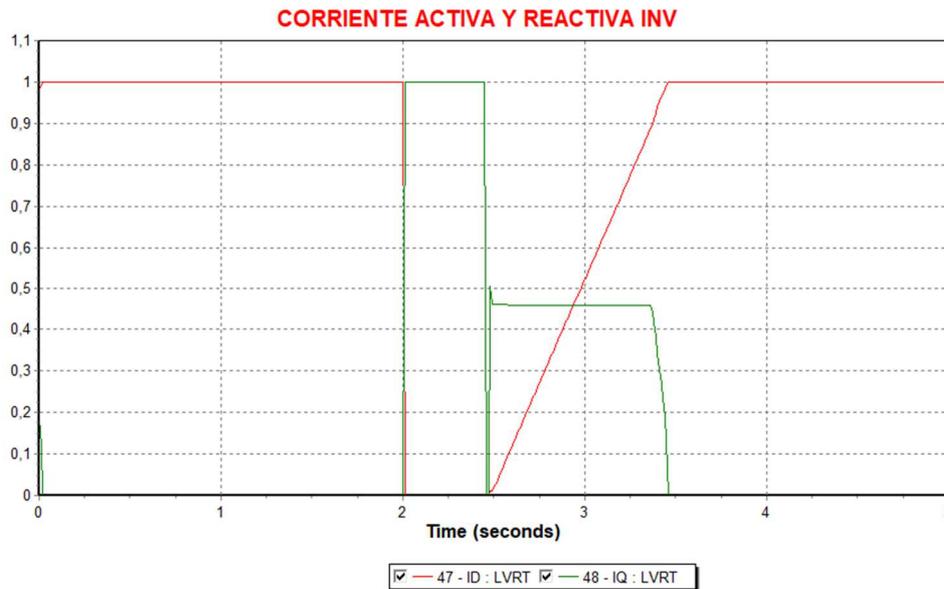


Figura 79. Corriente activa y reactiva en bornas de inversores ante hueco de tensión.

8.4.5.2. Simulación OVRT

Esta simulación reproduce un evento de sobretensión en el nudo 2 de 115 kV. La sobretensión se realiza mediante la generación de una falta trifásica con una admitancia de falta capacitiva. Estos son los detalles de los eventos:

- $t = 0,8$ s. Se simula una falta trifásica con una admitancia de falta de 600 MVA y una duración de 400 ms. La tensión sube por encima de 1,1 pu. Dentro de la zona de desconexión temporizada y configurada a 200 ms.
- $t = 1,2$ s. El evento de sobretensión es despejado.

En la *Figura 80* se observa que los inversores siguen conectados hasta superar la tensión de 1,1 pu. Se han simulado 400 ms de sobretensión y al superar durante 200 ms el valor 1.1 pu se observa que los inversores se desconectan, en el segundo uno. La tensión del PCC se representa en pu en una base de 115 kV en el eje izquierdo y la variación de la frecuencia en el PCC en pu en una base de 60 Hz en el eje derecho.

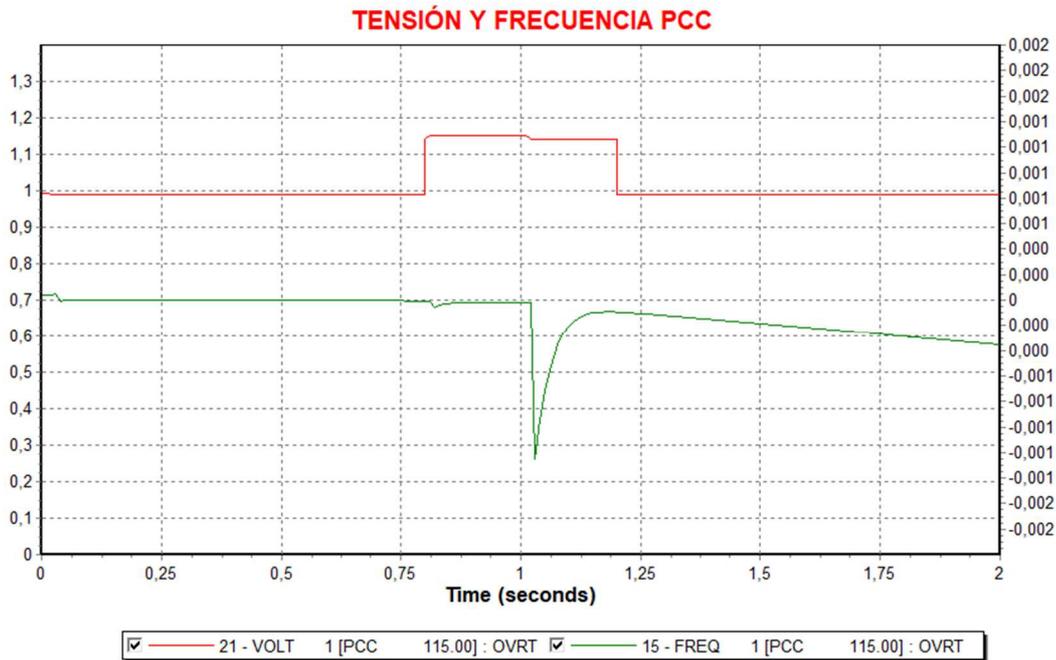


Figura 80. Tensión y frecuencia en el PCC ante sobretensión.

El comportamiento de las potencias del inversor se muestran en la *Figura 81* representadas en pu respecto a una base de 100 MVA. Se aprecia la rápida desconexión en el segundo uno con un breve retardo y como no se vuelven a conectar los inversores en toda la simulación restante.

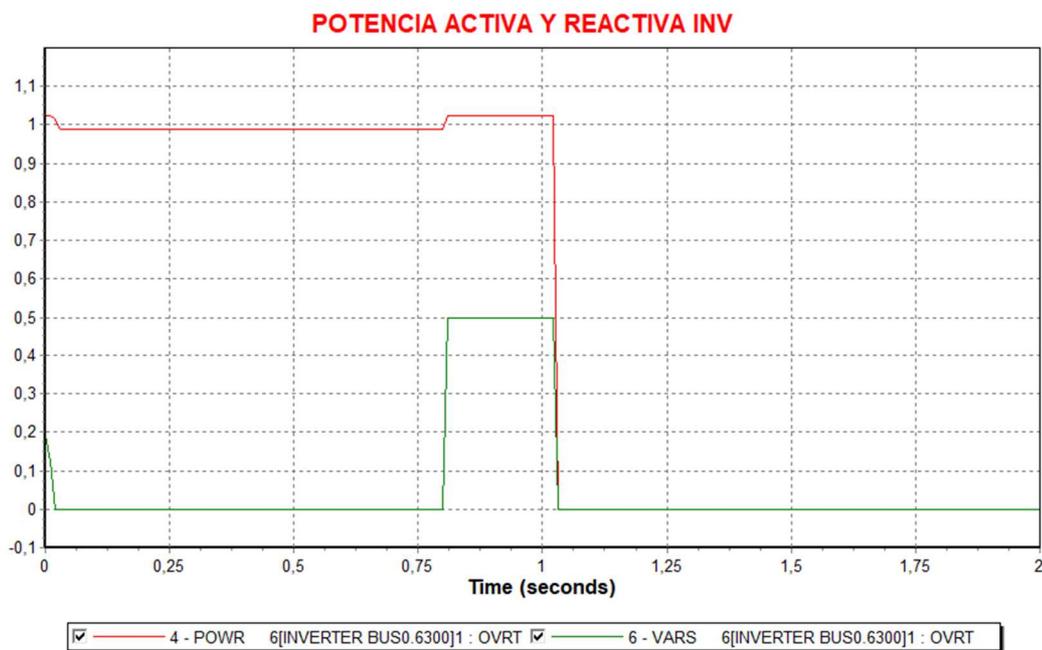


Figura 81. Potencia activa y reactiva en bornas de inversores ante sobretensión.

8.4.5.3. Simulación OFRT

El caso estudio mediante esta simulación analiza un evento de sobrefrecuencia en el PCC, en el nudo 1 de 115 kV. Para reproducir un evento de sobrefrecuencia se realiza una reducción de la carga conectada al nudo 1. Estos son los detalles de los eventos:

- $t = 1$ s. Reducción de la carga del nudo 1 en un 100%, de 100 MW a 1 MW.
- $t = 296$ s. La planta se desconecta por sobrefrecuencia.

Acorde a la parametrización que se ha realizado en el modelo de inversor INIF30, la planta debe permanecer conectada mientras no se supere la frecuencia de 61,2 Hz (+0,02 pu). Cuando se supera ese valor, la planta debe desconectarse en 1.800 segundos. En caso de que la frecuencia supere los 61,8 Hz (+0,03 pu), la planta debe desconectarse en 900 segundos. Por último, si se superan los 62,4 Hz (+0,04 pu), la planta debe desconectarse en 2 segundos.

En este caso, en la *Figura 82* se observa como la frecuencia alcanza los 62,4 Hz (+0,04 pu) a los 292 segundos y dos segundos más tarde a los 294 segundos, la planta se desconecta.

En la gráfica se muestra la tensión del PCC en pu en una base de 115 kV en el eje izquierdo y la variación de la frecuencia en el PCC en pu en una base de 60 Hz en el eje derecho.

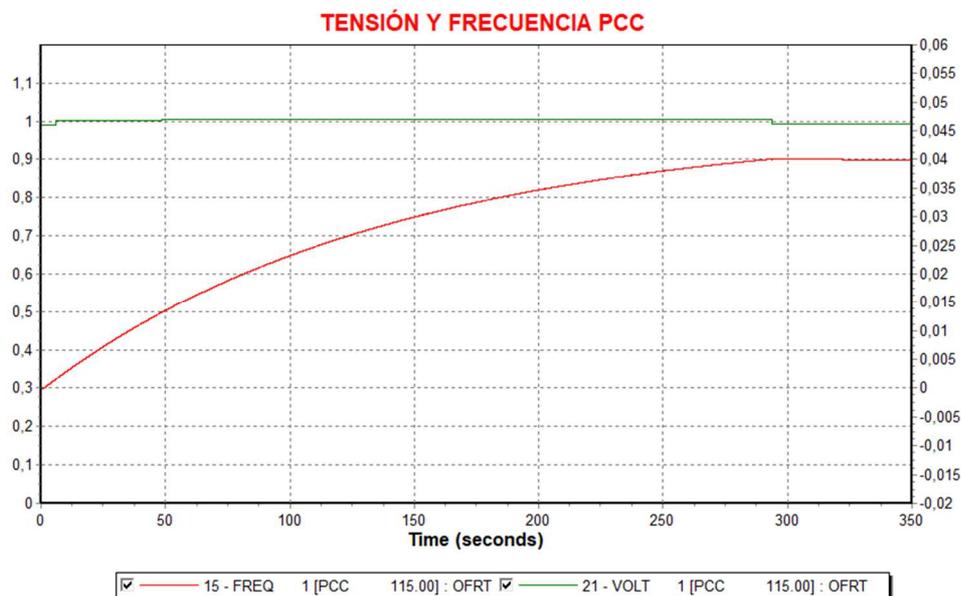


Figura 82. Tensión y frecuencia en el PCC ante sobrefrecuencia.

Además se observa que cuando se produce una variación de frecuencia por encima del “Dead band CONS (J+4)” configurado la planta responde reduciendo la potencia proporcionalmente a ese valor de variación de frecuencia y según a una rampa definida en la constante CONS (J+8).

En la *Figura 83* se muestra el comportamiento de las potencias suministradas por el inversor en valor pu respecto a una base de potencia aparente de 100 MVA. Como puede apreciarse la potencia activa presenta una bajada proporcional a la variación de frecuencia, hasta el segundo 296, momento en el que se produce la desconexión total. La regulación primaria de frecuencia tiene configurada una rampa del 10% y un estatismo de 0.05 Hz pu/MW pu, hasta el momento de la desconexión por sobrefrecuencia.

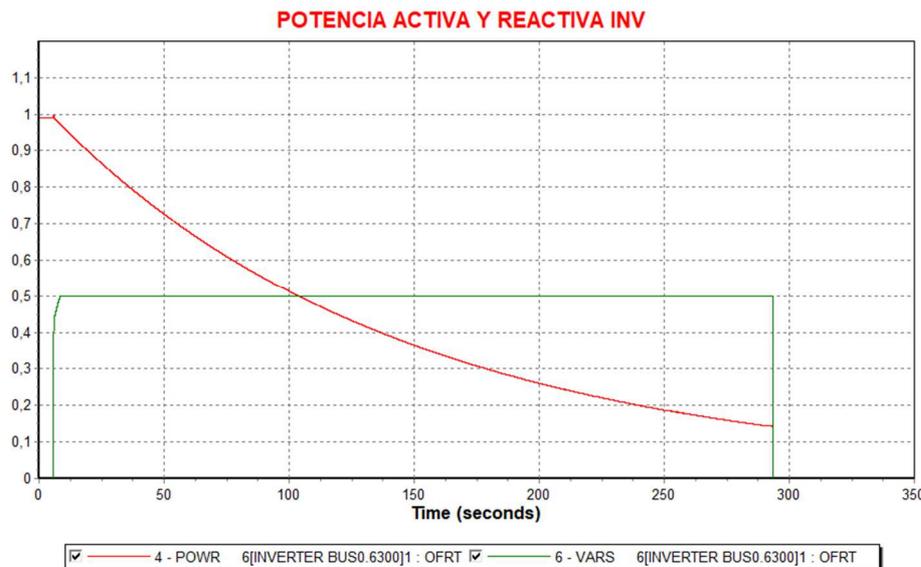


Figura 83. Potencia activa y reactiva en bornas de inversores ante sobrefrecuencia.

8.4.5.4. Simulación UFRT

La siguiente simulación analiza un evento de subfrecuencia en el PCC, en el nudo 1 de 115 kV. Para reproducir este evento en la simulación se genera un aumento de la carga conectada al nudo 1. Estos son los detalles de los eventos:

- $t = 1$ s. Aumento de la carga del nudo 1 en un 300%, de 100 MW a 300 MW.
- $t = 76$ s. La planta se desconecta por subfrecuencia

Acorde a la parametrización que se ha realizado en el modelo de inversor INIF30, la planta debe permanecer conectada mientras la frecuencia no baje de 58,8 Hz (-0,02 pu). Cuando se supera ese valor, la planta debe desconectarse en 1.800 segundos. En caso de que la frecuencia baje de los 58,2 Hz (-0,03 pu), la planta debe desconectarse en 900 segundos. Por último, si la frecuencia es inferior a 57 Hz (-0,05 pu), la planta debe desconectarse en 2 segundos.

En este caso, en la *Figura 84* se observa como la frecuencia es inferior a 57 Hz (-0,05 pu) a los 74 segundos y dos segundos más tarde, a los 76 segundos, se produce la desconexión de la planta.

En la gráfica se muestra la tensión del PCC en pu en una base de 115 kV en el eje izquierdo y la variación de la frecuencia en el PCC en pu en una base de 60 Hz en el eje derecho.

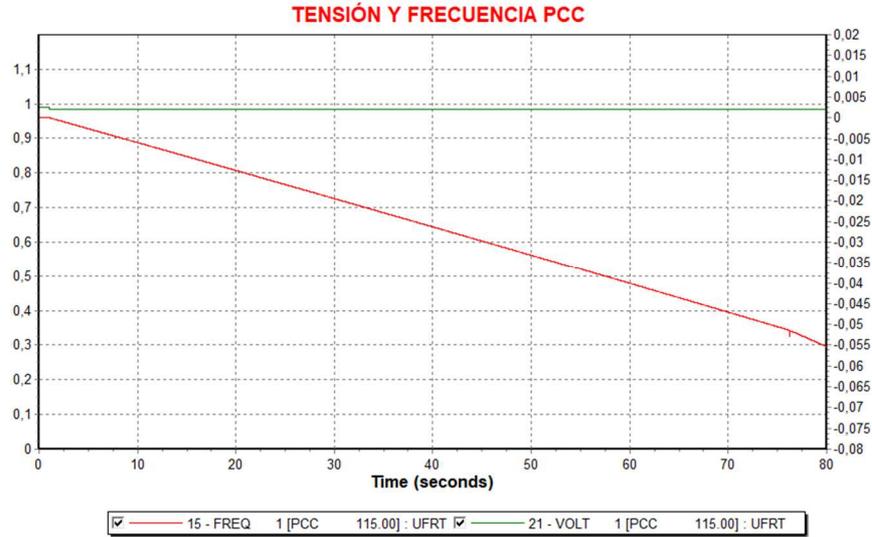


Figura 84. Tensión y frecuencia en el PCC ante subfrecuencia.

En la *Figura 85* se muestran las potencias puestas en juego por el inversor durante el evento, éstas vienen representadas en valores pu respecto a una base de 100 MVA de potencia aparente. En el caso a estudio se aprecia cómo la planta se desconecta en el segundo 76, tal y como se había mencionado.

Se puede apreciar que la planta no realiza ninguna regulación primaria ya que los inversores no pueden generar más potencia que la disponible desde los paneles solares. El modelo considera que la potencia solar suministrada por los paneles es constante e igual a la potencia inicializada desde el caso estático. Dicho valor se almacena en la variable VAR(L+27) y permanece constante hasta que el usuario la modifique, por defecto se considera que no existe reserva de potencia en la planta fotovoltaica.

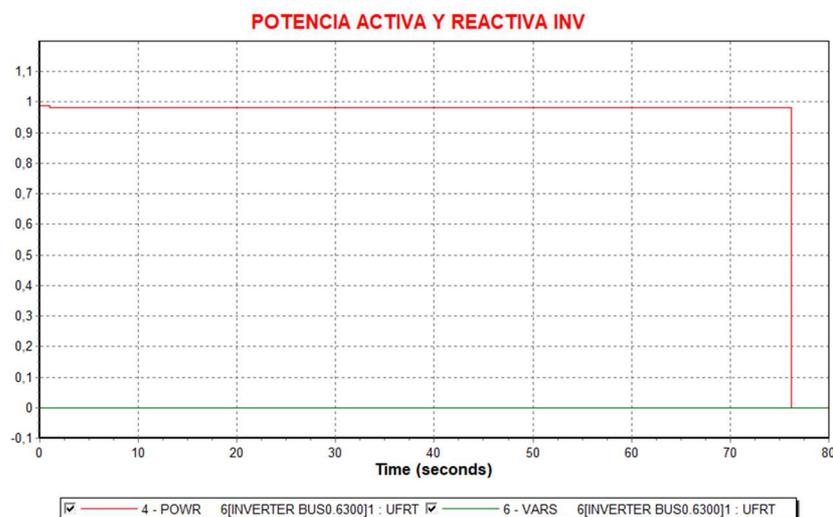


Figura 85. Potencia activa y reactiva en bornas de inversores ante subfrecuencia.



9. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en los análisis de flujo de cargas son parecidos en los dos softwares de simulación empleados pero dado que tienen diferencias en sus métodos de cálculo interno siempre habrá una pequeña diferencia entre los resultados obtenidos mediante las dos herramientas de simulación. Las pérdidas en las líneas calculadas por ambas son prácticamente idénticas, se requieren los mismos datos a la hora de modelizarlas en los dos softwares (R, X y B), en PowerFactory en ohm/km y uS/km respectivamente y en PSS/E en pu. Por lo que el cálculo interno es muy parecido. Sin embargo, en los transformadores los datos se piden de forma distinta por lo que en los resultados se nota un ligero cambio.

Como se observa en las curvas PQ de PowerFactory y en los análisis de flujo de cargas realizados con los dos softwares de simulación, los inversores cumplen con los requisitos mínimos de capacidad de potencia reactiva establecidos por el Código de Red sin necesidad de equipos de compensación y por ello se considera correcto el diseño de la planta. Se aprecia que los inversores están más limitados a la hora de inyectar potencia reactiva (caso capacitivo de la planta) que al absorberla (caso inductivo de la planta).

Los Códigos de Red establecen una serie de requisitos en el PCC en cuanto a niveles de protección, pero las plantas de generación, en base a criterios económicos no instalan relés para realizar estas funciones de protección en el PCC, teniendo que asumir esta función las propias protecciones de los inversores.

El modelo de inversor INIF30 funciona correctamente como se ha comprobado en las simulaciones dinámicas. Las protecciones actúan cuando es necesario dependiendo de la parametrización que se utilice.

Las simulaciones dinámicas realizadas en PSS/E con el modelo de inversor han mostrado que se cumple con los requisitos dinámicos que define el Código de Red mexicano para la planta fotovoltaica a estudio.



10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] SEMINARIO ENERGÍA Y SOCIEDAD. (ABRIL 2020). LA NECESIDAD DE POTENCIA FIRME ANTE UNA PENETRACIÓN MASIVA DE RENOVABLES. [ENERGÍAYSOCIEDAD.PDF](#).
- [2] ABB CUADERNO TÉCNICO. (S.F.). OBTENIDO DE [HTTPS://LIBRARY.E.ABB.COM/PUBLIC/E703D99268365A43C125791F002CE826/1TXA007109G0701_CT10.PDF](https://library.e.abb.com/public/E703D99268365A43C125791F002CE826/1TXA007109G0701_CT10.PDF)
- [3] MAZÓN, D. J. (S.F.). *GENERACIÓN SOLAR*. ASIGNATURA.
- [4] IDAE. (S.F.). *IDAE*. OBTENIDO DE [HTTPS://WWW.IDAE.ES/TECNOLOGIAS/ENERGIAS-RENOVABLES/USO-ELECTRICO/SOLAR-FOTOVOLTAICA](https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-fotovoltaica)
- [5] ENERGÍA, P. (22 DE FEBRERO DE 2017). *PREMIUM ENERGÍA*. OBTENIDO DE [HTTP://PREMIUMENERGIA.ES/HISTORIA-DE-LA-ENERGIA-SOLAR/](http://premiumenergia.es/historia-de-la-energia-solar/)
- [6] EKIDOM. (2018). *EKIDOM*. OBTENIDO DE [HTTP://WWW.EKIDOM.COM/HISTORIA-DE-LA-ENERGIA-SOLAR-FOTOVOLTAICA](http://www.ekidom.com/historia-de-la-energia-solar-fotovoltaica)
- [7] AGIRREGABIRIA, M. (10 DE FEBRERO DE 2019). OBTENIDO DE [HTTPS://BLOG.AGIRREGABIRIA.NET/2019/02/AUGUSTIN-MOUCHOT-MAESTRO-Y-PIONERO-EN.HTML](https://blog.agirregabiria.net/2019/02/augustin-mouchot-maestro-y-pionero-en.html)
- [8] INNCOM. (S.F.). OBTENIDO DE [HTTPS://REDSOLAR.ORG/WP-CONTENT/UPLOADS/2016/11/ESTADO-DEL-ARTE-Y-MERCADO-EFVI.PDF](https://redsolar.org/wp-content/uploads/2016/11/estado-del-arte-y-mercado-efvi.pdf)
- [9] GRANADOS, Ó. (21 DE MAYO DE 2019). *EL PAÍS*. OBTENIDO DE [HTTPS://ELPAIS.COM/ELPAIS/2019/05/20/ACTUALIDAD/1558365184_918645.H THT](https://elpais.com/elpais/2019/05/20/actualidad/1558365184_918645.html)
- [10] ROCA, R. (2 DE SEPTIEMBRE DE 2019). *EL PERIÓDICO DE LA ENERGÍA*. OBTENIDO DE [HTTPS://ELPERIODICODELAENERGIA.COM/ATASCO-EN-LA-RED-ELECTRICA-POR-EL-BOOM-RENOVABLE-REE-NO-OTORGA-EL-PERMISO-A-263-GW-PORQUE-NO-HAY-CAPACIDAD-EN-LOS-NUDOS/](https://elperiodicodeenergia.com/atasco-en-la-red-electrica-por-el-boom-renovable-ree-no-otorga-el-permiso-a-263-gw-porque-no-hay-capacidad-en-los-nudos/)
- [11] PAGE, D. (23 DE JUNIO DE 2020). *EL INDEPENDIENTE*. OBTENIDO DE [HTTPS://WWW.ELINDEPENDIENTE.COM/ECONOMIA/2020/06/23/EL-GOBIERNO-SE-LANZA-A-PINCHAR-LA-BURBUJA-DE-LAS-RENOVABLES-ECHANDO-A-ESPECULADORES/](https://www.elindependiente.com/economia/2020/06/23/el-gobierno-se-lanza-a-pinchar-la-burbuja-de-las-renovables-echando-a-especuladores/)
- [12] ESPAÑA, R. E. (S.F.). *REE*. OBTENIDO DE [HTTPS://WWW.REE.ES/ES/ACTIVIDADES/ACCESO-CONEXION-Y-PUESTA-EN-SERVICIO/COMO-CONECTAR-TU-INSTALACION-A-LA-RED](https://www.ree.es/es/actividades/acceso-conexion-y-puesta-en-servicio/como-conectar-tu-instalacion-a-la-red)
- [13] *SUNFIELDS*. (S.F.). OBTENIDO DE [HTTPS://WWW.SFE-SOLAR.COM/NOTICIAS/AUTOCONSUMO/FUNCIONAMIENTO-INVERSOR-FOTOVOLTAICO/](https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/funcionamiento-inversor-fotovoltaico/)



- [14] DELGADO, J. F. (2018). *FILTRO PARA LA FRECUENCIA DE CONMUTACIÓN DE UN INVERSOR FOTOVOLTAICO*. UNIVERSIDAD DE VALLADOLID. OBTENIDO DE [HTTPS://UVADOC.UVA.ES/BITSTREAM/HANDLE/10324/29214/TFG-P-750.PDF?SEQUENCE=1](https://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/29214/TFG-P-750.pdf?sequence=1)
- [15] HERNANZ, J. A. (2017). OPTIMIZACIÓN DE MODELOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y DEL CONTROL DEL MPPT. VITORIA-GASTEIZ: UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO.
- [16] PRECUP, R.-E. (S.F.). SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS: ADVANCED CONTROL AND OPTIMIZATION TECHNIQUES. SYED ZULQADAR HASSAN.
- [17] TEODORESCU R, BLAABJERG F, BORUP U, LISERRE M (2004) A NEW CONTROL STRUCTURE FOR GRIDCONNECTED LCL PV INVERTERS WITH ZERO STEADY-STATE ERROR AND SELECTIVE HARMONIC COMPENSATION.
- [18] ESPAÑA, R. E. (S.F.). *REE*. OBTENIDO DE [HTTPS://WWW.ESIOS.REE.ES/ES/PAGINA/CODIGOS-DE-RED](https://www.esios.ree.es/es/pagina/codigos-de-red)
- [19] PO12.2, C. D. (2018). INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y DE DEMANDA: REQUISITOS MÍNIMOS DE DISEÑO, EQUIPAMIENTO, FUNCIONAMIENTO, PUESTA EN SERVICIO Y SEGURIDAD. ESPAÑA.
- [20] GONZALEZ, F. M. (2014). POWERFACTORY APPLICATIONS FOR POWER SYSTEM ANALYSIS.
- [21] EGUIA, P. (2020). *CURSO PSS/E*. BILBAO.
- [22] CENACE. (2016). CÓDIGO DE RED: COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA. MÉXICO.
- [23] URUWIRE. (S.F.). *DIMENSIONES ANGLOAMERICANAS*. OBTENIDO DE [HTTPS://WWW.URUWIRE.COM/WP-CONTENT/UPLOADS/2015/07/TABLA-DE-EQUIVALENCIAS-AWG-A-MM2.PDF](https://www.uruwire.com/wp-content/uploads/2015/07/tabla-de-equivalencias-awg-a-mm2.pdf)
- [24] MODELING AND VALIDATION WORK GROUP. (2018). WECC WIND POWER PLANT POWER FLOW MODELING GUIDE.



ANEXO I – Resultados de los inversores en PowerFactory

Escenario 1.05pu PCC 0.95ind	Potencia activa 100%			Potencia activa 50%			Potencia activa 0%		
	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)
PV 01-1	2,324	1,145	1,051	1,155	0,848	1,031	0,004	-0,037	1,002
PV 01-2	2,324	1,145	1,052	1,155	0,848	1,031	0,004	-0,037	1,002
PV 02-1	2,324	1,145	1,051	1,155	0,848	1,03	0,004	-0,037	1,002
PV 02-2	2,324	1,145	1,052	1,155	0,848	1,031	0,004	-0,037	1,003
PV 03-1	2,324	1,145	1,05	1,155	0,848	1,03	0,004	-0,037	1,003
PV 03-2	2,324	1,145	1,051	1,155	0,848	1,031	0,004	-0,037	1,003
PV 04-1	2,324	1,145	1,049	1,155	0,848	1,03	0,004	-0,037	1,003
PV 04-2	2,324	1,145	1,051	1,155	0,848	1,03	0,004	-0,037	1,003
PV 05-1	2,324	1,145	1,049	1,155	0,848	1,03	0,004	-0,037	1,003
PV 05-2	2,324	1,145	1,05	1,155	0,848	1,03	0,004	-0,037	1,003
PV 06-1	2,324	1,145	1,048	1,155	0,848	1,029	0,004	-0,037	1,003
PV 06-2	2,324	1,145	1,05	1,155	0,848	1,03	0,004	-0,037	1,003
PV 07-1	2,324	1,145	1,049	1,155	0,848	1,029	0,004	-0,037	1,002
PV 07-2	2,324	1,145	1,05	1,155	0,848	1,03	0,004	-0,037	1,002
PV 08-1	2,324	1,145	1,048	1,155	0,848	1,029	0,004	-0,037	1,002
PV 08-2	2,324	1,145	1,05	1,155	0,848	1,03	0,004	-0,037	1,003
PV 09-1	2,324	1,145	1,048	1,155	0,848	1,029	0,004	-0,037	1,003
PV 09-2	2,324	1,145	1,049	1,155	0,848	1,029	0,004	-0,037	1,003
PV 10-1	2,324	1,145	1,047	1,155	0,848	1,028	0,004	-0,037	1,003
PV 10-2	2,324	1,145	1,049	1,155	0,848	1,029	0,004	-0,037	1,003
PV 11-1	2,324	1,145	1,046	1,155	0,848	1,028	0,004	-0,037	1,003
PV 11-2	2,324	1,145	1,045	1,155	0,848	1,027	0,004	-0,037	1,003
PV 12-1	2,324	1,145	1,045	1,155	0,848	1,027	0,004	-0,037	1,003
PV 12-2	2,324	1,145	1,044	1,155	0,848	1,026	0,004	-0,037	1,003
PV 13-1	2,324	1,145	1,044	1,155	0,848	1,027	0,004	-0,037	1,003
PV 13-2	2,324	1,145	1,043	1,155	0,848	1,026	0,004	-0,037	1,003
PV 14-1	2,324	1,145	1,044	1,155	0,848	1,026	0,004	-0,037	1,003
PV 14-2	2,324	1,145	1,043	1,155	0,848	1,026	0,004	-0,037	1,003
PV 15-1	2,324	1,145	1,044	1,155	0,848	1,026	0,004	-0,037	1,003
PV 15-2	2,324	1,145	1,043	1,155	0,848	1,026	0,004	-0,037	1,003
PV 16-1	2,324	1,145	1,044	1,155	0,848	1,026	0,004	-0,037	1,003
PV 16-2	2,324	1,145	1,042	1,155	0,848	1,025	0,004	-0,037	1,003
PV 17-1	2,324	1,145	1,043	1,155	0,848	1,026	0,004	-0,037	1,003
PV 17-2	2,324	1,145	1,042	1,155	0,848	1,025	0,004	-0,037	1,003
PV 18-1	2,324	1,145	1,044	1,155	0,848	1,026	0,004	-0,037	1,003



PV 18-2	2,324	1,145	1,043	1,155	0,848	1,026	0,004	-0,037	1,003
PV 19-1	2,324	1,145	1,049	1,155	0,848	1,029	0,004	-0,037	1,003
PV 19-2	2,324	1,145	1,048	1,155	0,848	1,029	0,004	-0,037	1,003
PV 20-1	2,324	1,145	1,049	1,155	0,848	1,029	0,004	-0,037	1,003
PV 20-2	2,324	1,145	1,047	1,155	0,848	1,028	0,004	-0,037	1,003
PV 21-1	2,324	1,145	1,048	1,155	0,848	1,029	0,004	-0,037	1,003
PV 21-2	2,324	1,145	1,047	1,155	0,848	1,028	0,004	-0,037	1,003
PV 22-1	2,324	1,145	1,047	1,155	0,848	1,028	0,004	-0,037	1,003
PV 22-2	2,324	1,145	1,046	1,155	0,848	1,028	0,004	-0,037	1,003

Escenario 1.05pu PCC 0.95cap	Potencia activa 100%			Potencia activa 50%			Potencia activa 0%		
	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)
PV 01-1	2,32	-0,38	0,998	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,002
PV 01-2	2,32	-0,38	0,999	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,002
PV 02-1	2,32	-0,38	0,997	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,002
PV 02-2	2,32	-0,38	0,999	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 03-1	2,32	-0,38	0,997	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 03-2	2,32	-0,38	0,996	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 04-1	2,32	-0,38	0,997	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 04-2	2,32	-0,38	0,998	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 05-1	2,32	-0,38	0,997	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 05-2	2,32	-0,38	0,998	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 06-1	2,32	-0,38	0,996	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 06-2	2,32	-0,38	0,998	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 07-1	2,32	-0,38	0,996	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,002
PV 07-2	2,32	-0,38	0,998	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,002
PV 08-1	2,32	-0,38	0,996	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,002
PV 08-2	2,32	-0,38	0,998	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 09-1	2,32	-0,38	0,996	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 09-2	2,32	-0,38	0,997	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 10-1	2,32	-0,38	0,996	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 10-2	2,32	-0,38	0,997	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 11-1	2,32	-0,38	0,996	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 11-2	2,32	-0,38	0,995	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 12-1	2,32	-0,38	0,995	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 12-2	2,32	-0,38	0,994	1,154	-0,654	0,991	0,004	-0,037	1,003
PV 13-1	2,32	-0,38	0,995	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 13-2	2,32	-0,38	0,993	1,154	-0,654	0,991	0,004	-0,037	1,003
PV 14-1	2,32	-0,38	0,995	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003



PV 14-2	2,32	-0,38	0,993	1,154	-0,654	0,991	0,004	-0,037	1,003
PV 15-1	2,32	-0,38	0,995	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 15-2	2,32	-0,38	0,993	1,154	-0,654	0,991	0,004	-0,037	1,003
PV 16-1	2,32	-0,38	0,994	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 16-2	2,32	-0,38	0,993	1,154	-0,654	0,991	0,004	-0,037	1,003
PV 17-1	2,32	-0,38	0,994	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 17-2	2,32	-0,38	0,993	1,154	-0,654	0,991	0,004	-0,037	1,003
PV 18-1	2,32	-0,38	0,995	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 18-2	2,32	-0,38	0,993	1,154	-0,654	0,991	0,004	-0,037	1,003
PV 19-1	2,32	-0,38	0,997	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 19-2	2,32	-0,38	0,996	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 20-1	2,32	-0,38	0,997	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 20-2	2,32	-0,38	0,996	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 21-1	2,32	-0,38	0,997	1,154	-0,654	0,993	0,004	-0,037	1,003
PV 21-2	2,32	-0,38	0,995	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 22-1	2,32	-0,38	0,996	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003
PV 22-2	2,32	-0,38	0,995	1,154	-0,654	0,992	0,004	-0,037	1,003

Escenario 1.00pu PCC 0.95ind	Potencia activa 100%			Potencia activa 50%			Potencia activa 0%		
	P (MW)	Q (MVar)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVar)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVar)	V (p.u.)
PV 01-1	2,326	1,161	1,047	1,155	0,855	1,026	0,004	-0,034	0,998
PV 01-2	2,326	1,161	1,048	1,155	0,855	1,027	0,004	-0,034	0,998
PV 02-1	2,326	1,161	1,047	1,155	0,855	1,026	0,004	-0,034	0,998
PV 02-2	2,326	1,161	1,048	1,155	0,855	1,026	0,004	-0,034	0,998
PV 03-1	2,326	1,161	1,046	1,155	0,855	1,025	0,004	-0,034	0,998
PV 03-2	2,326	1,161	1,048	1,155	0,855	1,026	0,004	-0,034	0,998
PV 04-1	2,326	1,161	1,046	1,155	0,855	1,025	0,004	-0,034	0,998
PV 04-2	2,326	1,161	1,047	1,155	0,855	1,026	0,004	-0,034	0,998
PV 05-1	2,326	1,161	1,045	1,155	0,855	1,025	0,004	-0,034	0,998
PV 05-2	2,326	1,161	1,047	1,155	0,855	1,026	0,004	-0,034	0,998
PV 06-1	2,326	1,161	1,045	1,155	0,855	1,025	0,004	-0,034	0,998
PV 06-2	2,326	1,161	1,046	1,155	0,855	1,025	0,004	-0,034	0,998
PV 07-1	2,326	1,161	1,045	1,155	0,855	1,025	0,004	-0,034	0,998
PV 07-2	2,326	1,161	1,046	1,155	0,855	1,025	0,004	-0,034	0,998
PV 08-1	2,326	1,161	1,045	1,155	0,855	1,024	0,004	-0,034	0,998
PV 08-2	2,326	1,161	1,046	1,155	0,855	1,025	0,004	-0,034	0,998
PV 09-1	2,326	1,161	1,044	1,155	0,855	1,024	0,004	-0,034	0,998
PV 09-2	2,326	1,161	1,045	1,155	0,855	1,025	0,004	-0,034	0,998
PV 10-1	2,326	1,161	1,044	1,155	0,855	1,024	0,004	-0,034	0,998



PV 10-2	2,326	1,161	1,045	1,155	0,855	1,024	0,004	-0,034	0,998
PV 11-1	2,326	1,161	1,043	1,155	0,855	1,023	0,004	-0,034	0,998
PV 11-2	2,326	1,161	1,041	1,155	0,855	1,022	0,004	-0,034	0,998
PV 12-1	2,326	1,161	1,041	1,155	0,855	1,022	0,004	-0,034	0,998
PV 12-2	2,326	1,161	1,04	1,155	0,855	1,022	0,004	-0,034	0,998
PV 13-1	2,326	1,161	1,041	1,155	0,855	1,022	0,004	-0,034	0,998
PV 13-2	2,326	1,161	1,039	1,155	0,855	1,021	0,004	-0,034	0,998
PV 14-1	2,326	1,161	1,04	1,155	0,855	1,022	0,004	-0,034	0,998
PV 14-2	2,326	1,161	1,039	1,155	0,855	1,021	0,004	-0,034	0,998
PV 15-1	2,326	1,161	1,04	1,155	0,855	1,022	0,004	-0,034	0,998
PV 15-2	2,326	1,161	1,039	1,155	0,855	1,021	0,004	-0,034	0,998
PV 16-1	2,326	1,161	1,04	1,155	0,855	1,021	0,004	-0,034	0,998
PV 16-2	2,326	1,161	1,038	1,155	0,855	1,021	0,004	-0,034	0,998
PV 17-1	2,326	1,161	1,039	1,155	0,855	1,021	0,004	-0,034	0,998
PV 17-2	2,326	1,161	1,038	1,155	0,855	1,02	0,004	-0,034	0,998
PV 18-1	2,326	1,161	1,04	1,155	0,855	1,021	0,004	-0,034	0,998
PV 18-2	2,326	1,161	1,039	1,155	0,855	1,022	0,004	-0,034	0,998
PV 19-1	2,326	1,161	1,045	1,155	0,855	1,025	0,004	-0,034	0,998
PV 19-2	2,326	1,161	1,044	1,155	0,855	1,024	0,004	-0,034	0,998
PV 20-1	2,326	1,161	1,045	1,155	0,855	1,024	0,004	-0,034	0,998
PV 20-2	2,326	1,161	1,044	1,155	0,855	1,024	0,004	-0,034	0,998
PV 21-1	2,326	1,161	1,044	1,155	0,855	1,024	0,004	-0,034	0,998
PV 21-2	2,326	1,161	1,043	1,155	0,855	1,023	0,004	-0,034	0,998
PV 22-1	2,326	1,161	1,044	1,155	0,855	1,024	0,004	-0,034	0,998
PV 22-2	2,326	1,161	1,042	1,155	0,855	1,023	0,004	-0,034	0,998

Escenario 1.00pu PCC 0.95cap	Potencia activa 100%			Potencia activa 50%			Potencia activa 0%		
	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)
PV 01-1	2,323	-0,366	0,994	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 01-2	2,323	-0,366	0,995	1,155	-0,648	0,989	0,004	-0,034	0,998
PV 02-1	2,323	-0,366	0,994	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 02-2	2,323	-0,366	0,995	1,155	-0,648	0,989	0,004	-0,034	0,998
PV 03-1	2,323	-0,366	0,993	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 03-2	2,323	-0,366	0,995	1,155	-0,648	0,989	0,004	-0,034	0,998
PV 04-1	2,323	-0,366	0,993	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 04-2	2,323	-0,366	0,995	1,155	-0,648	0,989	0,004	-0,034	0,998
PV 05-1	2,323	-0,366	0,993	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 05-2	2,323	-0,366	0,994	1,155	-0,648	0,989	0,004	-0,034	0,998
PV 06-1	2,323	-0,366	0,992	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998



PV 06-2	2,323	-0,366	0,994	1,155	-0,648	0,989	0,004	-0,034	0,998
PV 07-1	2,323	-0,366	0,993	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 07-2	2,323	-0,366	0,994	1,155	-0,648	0,989	0,004	-0,034	0,998
PV 08-1	2,323	-0,366	0,993	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 08-2	2,323	-0,366	0,994	1,155	-0,648	0,989	0,004	-0,034	0,998
PV 09-1	2,323	-0,366	0,992	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 09-2	2,323	-0,366	0,994	1,155	-0,648	0,989	0,004	-0,034	0,998
PV 10-1	2,323	-0,366	0,992	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 10-2	2,323	-0,366	0,993	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 11-1	2,323	-0,366	0,991	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 11-2	2,323	-0,366	0,992	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 12-1	2,323	-0,366	0,99	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 12-2	2,323	-0,366	0,991	1,155	-0,648	0,987	0,004	-0,034	0,998
PV 13-1	2,323	-0,366	0,991	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 13-2	2,323	-0,366	0,99	1,155	-0,648	0,987	0,004	-0,034	0,998
PV 14-1	2,323	-0,366	0,991	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 14-2	2,323	-0,366	0,989	1,155	-0,648	0,987	0,004	-0,034	0,998
PV 15-1	2,323	-0,366	0,991	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 15-2	2,323	-0,366	0,989	1,155	-0,648	0,987	0,004	-0,034	0,998
PV 16-1	2,323	-0,366	0,991	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 16-2	2,323	-0,366	0,989	1,155	-0,648	0,987	0,004	-0,034	0,998
PV 17-1	2,323	-0,366	0,99	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 17-2	2,323	-0,366	0,989	1,155	-0,648	0,987	0,004	-0,034	0,998
PV 18-1	2,323	-0,366	0,991	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 18-2	2,323	-0,366	0,989	1,155	-0,648	0,987	0,004	-0,034	0,998
PV 19-1	2,323	-0,366	0,994	1,155	-0,648	0,989	0,004	-0,034	0,998
PV 19-2	2,323	-0,366	0,992	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 20-1	2,323	-0,366	0,993	1,155	-0,648	0,989	0,004	-0,034	0,998
PV 20-2	2,323	-0,366	0,992	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 21-1	2,323	-0,366	0,993	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 21-2	2,323	-0,366	0,992	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 22-1	2,323	-0,366	0,993	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998
PV 22-2	2,323	-0,366	0,991	1,155	-0,648	0,988	0,004	-0,034	0,998

Escenario 0.95pu PCC 0.95ind	Potencia activa 100%			Potencia activa 50%			Potencia activa 0%		
	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVA _r)	V (p.u.)
PV 01-1	2,328	1,179	1,043	1,156	0,863	1,021	0,004	-0,032	0,993
PV 01-2	2,328	1,179	1,045	1,156	0,863	1,022	0,004	-0,032	0,993
PV 02-1	2,328	1,179	1,043	1,156	0,863	1,021	0,004	-0,032	0,993



PV 02-2	2,328	1,179	1,044	1,156	0,863	1,022	0,004	-0,032	0,993
PV 03-1	2,328	1,179	1,042	1,156	0,863	1,021	0,004	-0,032	0,993
PV 03-2	2,328	1,179	1,044	1,156	0,863	1,021	0,004	-0,032	0,993
PV 04-1	2,328	1,179	1,042	1,156	0,863	1,02	0,004	-0,032	0,993
PV 04-2	2,328	1,179	1,043	1,156	0,863	1,021	0,004	-0,032	0,993
PV 05-1	2,328	1,179	1,041	1,156	0,863	1,02	0,004	-0,032	0,993
PV 05-2	2,328	1,179	1,043	1,156	0,863	1,021	0,004	-0,032	0,993
PV 06-1	2,328	1,179	1,041	1,156	0,863	1,02	0,004	-0,032	0,993
PV 06-2	2,328	1,179	1,042	1,156	0,863	1,021	0,004	-0,032	0,993
PV 07-1	2,328	1,179	1,041	1,156	0,863	1,02	0,004	-0,032	0,993
PV 07-2	2,328	1,179	1,042	1,156	0,863	1,021	0,004	-0,032	0,993
PV 08-1	2,328	1,179	1,041	1,156	0,863	1,02	0,004	-0,032	0,993
PV 08-2	2,328	1,179	1,042	1,156	0,863	1,02	0,004	-0,032	0,993
PV 09-1	2,328	1,179	1,04	1,156	0,863	1,019	0,004	-0,032	0,993
PV 09-2	2,328	1,179	1,041	1,156	0,863	1,02	0,004	-0,032	0,993
PV 10-1	2,328	1,179	1,04	1,156	0,863	1,019	0,004	-0,032	0,993
PV 10-2	2,328	1,179	1,041	1,156	0,863	1,02	0,004	-0,032	0,993
PV 11-1	2,328	1,179	1,039	1,156	0,863	1,018	0,004	-0,032	0,993
PV 11-2	2,328	1,179	1,037	1,156	0,863	1,018	0,004	-0,032	0,993
PV 12-1	2,328	1,179	1,037	1,156	0,863	1,018	0,004	-0,032	0,993
PV 12-2	2,328	1,179	1,036	1,156	0,863	1,017	0,004	-0,032	0,993
PV 13-1	2,328	1,179	1,037	1,156	0,863	1,017	0,004	-0,032	0,993
PV 13-2	2,328	1,179	1,035	1,156	0,863	1,017	0,004	-0,032	0,993
PV 14-1	2,328	1,179	1,036	1,156	0,863	1,017	0,004	-0,032	0,993
PV 14-2	2,328	1,179	1,035	1,156	0,863	1,016	0,004	-0,032	0,993
PV 15-1	2,328	1,179	1,036	1,156	0,863	1,017	0,004	-0,032	0,993
PV 15-2	2,328	1,179	1,035	1,156	0,863	1,016	0,004	-0,032	0,993
PV 16-1	2,328	1,179	1,036	1,156	0,863	1,017	0,004	-0,032	0,993
PV 16-2	2,328	1,179	1,034	1,156	0,863	1,016	0,004	-0,032	0,993
PV 17-1	2,328	1,179	1,035	1,156	0,863	1,016	0,004	-0,032	0,993
PV 17-2	2,328	1,179	1,034	1,156	0,863	1,016	0,004	-0,032	0,993
PV 18-1	2,328	1,179	1,036	1,156	0,863	1,017	0,004	-0,032	0,993
PV 18-2	2,328	1,179	1,035	1,156	0,863	1,016	0,004	-0,032	0,993
PV 19-1	2,328	1,179	1,041	1,156	0,863	1,02	0,004	-0,032	0,993
PV 19-2	2,328	1,179	1,04	1,156	0,863	1,019	0,004	-0,032	0,993
PV 20-1	2,328	1,179	1,041	1,156	0,863	1,02	0,004	-0,032	0,993
PV 20-2	2,328	1,179	1,04	1,156	0,863	1,019	0,004	-0,032	0,993
PV 21-1	2,328	1,179	1,04	1,156	0,863	1,019	0,004	-0,032	0,993
PV 21-2	2,328	1,179	1,039	1,156	0,863	1,019	0,004	-0,032	0,993
PV 22-1	2,328	1,179	1,04	1,156	0,863	1,019	0,004	-0,032	0,993
PV 22-2	2,328	1,179	1,038	1,156	0,863	1,018	0,004	-0,032	0,993



Escenario 0.95pu PCC 0.95cap	Potencia activa 100%			Potencia activa 50%			Potencia activa 0%		
	P (MW)	Q (MVar)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVar)	V (p.u.)	P (MW)	Q (MVar)	V (p.u.)
PV 01-1	2,323	-0,362	1,006	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 01-2	2,323	-0,362	1,007	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 02-1	2,323	-0,362	1,006	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 02-2	2,323	-0,362	1,007	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 03-1	2,323	-0,362	1,005	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 03-2	2,323	-0,362	1,007	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 04-1	2,323	-0,362	1,005	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 04-2	2,323	-0,362	1,006	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 05-1	2,323	-0,362	1,005	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 05-2	2,323	-0,362	1,006	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 06-1	2,323	-0,362	1,004	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 06-2	2,323	-0,362	1,006	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 07-1	2,323	-0,362	1,005	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 07-2	2,323	-0,362	1,006	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 08-1	2,323	-0,362	1,005	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 08-2	2,323	-0,362	1,006	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 09-1	2,323	-0,362	1,004	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 09-2	2,323	-0,362	1,006	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 10-1	2,323	-0,362	1,004	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 10-2	2,323	-0,362	1,005	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 11-1	2,323	-0,362	1,004	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 11-2	2,323	-0,362	1,003	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 12-1	2,323	-0,362	1,003	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 12-2	2,323	-0,362	1,002	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 13-1	2,323	-0,362	1,003	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 13-2	2,323	-0,362	1,001	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 14-1	2,323	-0,362	1,003	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 14-2	2,323	-0,362	1,001	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 15-1	2,323	-0,362	1,003	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 15-2	2,323	-0,362	1,001	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 16-1	2,323	-0,362	1,002	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 16-2	2,323	-0,362	1,001	1,155	-0,642	0,982	0,004	-0,032	0,993
PV 17-1	2,323	-0,362	1,002	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 17-2	2,323	-0,362	1,001	1,155	-0,642	0,982	0,004	-0,032	0,993
PV 18-1	2,323	-0,362	1,003	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 18-2	2,323	-0,362	1,001	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 19-1	2,323	-0,362	1,006	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993



PV 19-2	2,323	-0,362	1,004	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 20-1	2,323	-0,362	1,005	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 20-2	2,323	-0,362	1,004	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 21-1	2,323	-0,362	1,005	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 21-2	2,323	-0,362	1,003	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993
PV 22-1	2,323	-0,362	1,005	1,155	-0,642	0,984	0,004	-0,032	0,993
PV 22-2	2,323	-0,362	1,003	1,155	-0,642	0,983	0,004	-0,032	0,993

ANEXO II – Tensiones transformadores MT en PowerFactory

1.05 pu PCC 0.95 ind	Potencia activa 100%	Potencia activa 50%	Potencia activa 0%
TF CT 01	1,023	1,01	1,003
TF CT 02	1,022	1,01	1,003
TF CT 03	1,022	1,01	1,003
TF CT 04	1,021	1,009	1,003
TF CT 05	1,021	1,009	1,003
TF CT 06	1,02	1,009	1,003
TF CT 07	1,02	1,009	1,003
TF CT 08	1,02	1,009	1,003
TF CT 09	1,019	1,008	1,003
TF CT 10	1,019	1,008	1,003
TF CT 11	1,017	1,007	1,003
TF CT 12	1,015	1,006	1,003
TF CT 13	1,015	1,005	1,003
TF CT 14	1,014	1,005	1,003
TF CT 15	1,014	1,005	1,003
TF CT 16	1,014	1,005	1,003
TF CT 17	1,013	1,005	1,003
TF CT 18	1,014	1,005	1,003
TF CT 19	1,019	1,008	1,003
TF CT 20	1,019	1,008	1,003
TF CT 21	1,018	1,008	1,003
TF CT 22	1,018	1,007	1,003

1.05 pu PCC 0.95 cap	Potencia activa 100%	Potencia activa 50%	Potencia activa 0%
TF CT 01	1,001	1,004	1,003
TF CT 02	1,001	1,004	1,003



TF CT 03	1	1,004	1,003
TF CT 04	1	1,004	1,003
TF CT 05	1	1,004	1,003
TF CT 06	1	1,004	1,003
TF CT 07	1	1,004	1,003
TF CT 08	1	1,004	1,003
TF CT 09	0,999	1,004	1,003
TF CT 10	0,999	1,003	1,003
TF CT 11	0,998	1,003	1,003
TF CT 12	0,998	1,003	1,003
TF CT 13	0,997	1,003	1,003
TF CT 14	0,997	1,003	1,003
TF CT 15	0,997	1,003	1,003
TF CT 16	0,996	1,003	1,003
TF CT 17	0,996	1,003	1,003
TF CT 18	0,997	1,003	1,003
TF CT 19	0,999	1,004	1,003
TF CT 20	0,999	1,004	1,003
TF CT 21	0,999	1,003	1,003
TF CT 22	0,999	1,003	1,003

1.00 pu PCC 0.95 ind	Potencia activa 100%	Potencia activa 50%	Potencia activa 0%
TF CT 01	1,018	1,005	0,999
TF CT 02	1,018	1,005	0,999
TF CT 03	1,017	1,005	0,999
TF CT 04	1,017	1,004	0,999
TF CT 05	1,017	1,004	0,999
TF CT 06	1,016	1,004	0,999
TF CT 07	1,016	1,004	0,999
TF CT 08	1,016	1,004	0,999
TF CT 09	1,015	1,003	0,999
TF CT 10	1,015	1,003	0,999
TF CT 11	1,012	1,002	0,999
TF CT 12	1,011	1,001	0,999
TF CT 13	1,01	1	0,999
TF CT 14	1,01	1	0,999
TF CT 15	1,01	1	0,999
TF CT 16	1,01	1	0,999
TF CT 17	1,009	1	0,999
TF CT 18	1,01	1	0,999



TF CT 19	1,015	1,003	0,999
TF CT 20	1,015	1,003	0,999
TF CT 21	1,014	1,003	0,999
TF CT 22	1,014	1,002	0,999

1.00 pu PCC 0.95 cap	Potencia activa 100%	Potencia activa 50%	Potencia activa 0%
TF CT 01	0,997	1	0,999
TF CT 02	0,997	1	0,999
TF CT 03	0,997	1	0,999
TF CT 04	0,996	1	0,999
TF CT 05	0,996	0,999	0,999
TF CT 06	0,996	0,999	0,999
TF CT 07	0,996	1	0,999
TF CT 08	0,996	0,999	0,999
TF CT 09	0,995	0,999	0,999
TF CT 10	0,995	0,999	0,999
TF CT 11	0,994	0,999	0,999
TF CT 12	0,993	0,999	0,999
TF CT 13	0,993	0,999	0,999
TF CT 14	0,993	0,999	0,999
TF CT 15	0,993	0,999	0,999
TF CT 16	0,992	0,999	0,999
TF CT 17	0,992	0,999	0,999
TF CT 18	0,993	0,999	0,999
TF CT 19	0,995	0,999	0,999
TF CT 20	0,995	0,999	0,999
TF CT 21	0,995	0,999	0,999
TF CT 22	0,995	0,999	0,999

0.95 pu PCC 0.95 ind	Potencia activa 100%	Potencia activa 50%	Potencia activa 0%
TF CT 01	1,014	1	0,994
TF CT 02	1,014	1	0,994
TF CT 03	1,013	1	0,994
TF CT 04	1,012	0,999	0,994
TF CT 05	1,012	0,999	0,994
TF CT 06	1,011	0,999	0,994
TF CT 07	1,012	0,999	0,993
TF CT 08	1,011	0,999	0,994
TF CT 09	1,011	0,998	0,994



TF CT 10	1,01	0,998	0,994
TF CT 11	1,008	0,997	0,994
TF CT 12	1,007	0,996	0,994
TF CT 13	1,006	0,996	0,994
TF CT 14	1,006	0,995	0,994
TF CT 15	1,005	0,995	0,994
TF CT 16	1,005	0,995	0,994
TF CT 17	1,004	0,995	0,994
TF CT 18	1,006	0,995	0,994
TF CT 19	1,011	0,998	0,994
TF CT 20	1,01	0,998	0,994
TF CT 21	1,01	0,998	0,994
TF CT 22	1,009	0,997	0,994

0.95 pu PCC 0.95 cap	Potencia activa 100%	Potencia activa 50%	Potencia activa 0%
TF CT 01	1,009	0,995	0,994
TF CT 02	1,009	0,995	0,994
TF CT 03	1,008	0,995	0,994
TF CT 04	1,008	0,995	0,994
TF CT 05	1,008	0,995	0,994
TF CT 06	1,007	0,995	0,994
TF CT 07	1,008	0,995	0,993
TF CT 08	1,008	0,995	0,994
TF CT 09	1,007	0,995	0,994
TF CT 10	1,007	0,995	0,994
TF CT 11	1,006	0,995	0,994
TF CT 12	1,005	0,994	0,994
TF CT 13	1,005	0,994	0,994
TF CT 14	1,004	0,994	0,994
TF CT 15	1,004	0,994	0,994
TF CT 16	1,004	0,994	0,994
TF CT 17	1,004	0,994	0,994
TF CT 18	1,004	0,994	0,994
TF CT 19	1,007	0,995	0,994
TF CT 20	1,007	0,995	0,994
TF CT 21	1,007	0,995	0,994
TF CT 22	1,006	0,994	0,994



ANEXO III – Datasheet modelo de inversor INIF30 V8 en PSS/E

1 'GENCLS', 1, 999.9, 0.0 /

/// JEMA inverter V8 with 6 ICONs 95 CONs 6 STATEs 54 VARs

/// IBUS 'USRMDL' ID 'INIF30' 1 1 6 95 6 54 ICONs from (M) to (M+5) CONS from (J) to (J+94) /

6 'USRMDL' 1 'INIF30' 1 1 6 95 6 54 5 6 0 1 0 0 0.02 0.02 0.02 0.005 0.01 0.05 1 -1 0.10 1.00
0.005 5.00 1.00 0.02 0.02 1.00 0.01 1.05 0.80 -0.80 1.00 0.80 -0.80 0.95 0.80 -0.80

0.2 1.2 0.2 1.1 0.2 1.1 0.2 1.1 0.2 1.1 0.2 1.1

0.45 0 1.05 0.45 1.5 0.9 1.5 0.9 1.5 0.9 1.5 0.9 2 62.40 900 61.80 1800 61.20 1800 61.20 1800
61.20 1800 61.20

2 57 900 58.20 1800 58.80 1800 58.80 1800 58.80 1800 58.80 0.90 0.0 0.65 0.5 0.4 1 0 1 1.10 0
1.15 -0.1 1.6 -1

0.2 0.22 0.5 0.55 0.9 0.99 100000000/

IBUS 'USRMDL' ID 'INIF30' 1 1 6 95 6 54 ICONs from (M) to (M+5) CONS from (J) to (J+94)
/

ICON	Value	Description
M	5	Control node
M+1	6	Inverter node
M+2	0	Selector of reactive power control mode (0: Qref, 1:FPref or 2:Vref)
M+3	1	Iq Mode Selector (0:Abs, 1:%)
M+4	0	HVRT Mode Selector (0:Off, 1:On)
M+5	0	Initial Active Power Reserve (0:Off, 1:On)

* Estos valores dependen del número de Bus usado en el modelo de red de la planta

CON	Value	Description
J	0.02	Time constant of active power measurement filter (s)
J+1	0.02	Time constant of reactive power measurement filter (s)
J+2	0.02	Time constant of control voltage measurement filter (s)
J+3	0.005	Time constant of terminal voltage measurement filter (s)
J+4	0.01	Dead band of primary response (Hz)
J+5	0.05	Statism (Hz p.u./MW p.u.)
J+6	1.00	Upper limit of active power for primary response (pu)
J+7	-1.00	Lower limit of active power for primary response (pu)
J+8	0.10	Primary response ramp (pu/s)
J+9	1.00	Active power ramp limit (pu/s)
J+10	0.005	Voltage dead band (pu)
J+11	5.00	Voltage control gain
J+12	1.00	Reactive power ramp limit (pu/s)
J+13	0.02	Time constant of Idcmd measurement filter (s)



J+14	0.02	Time constant of Iqcmd measurement filter (s) (s)
J+15	1.00	Inverter maximum current (pu)
J+16	0.01	Setting of time of return to normal PQ control (s)
J+17	1.05	Q Limit - Point 1 V (pu)
J+18	0.80	Q Limit - Point 1 Qmax (pu)
J+19	-0.80	Q Limit - Point 1 Qmin (pu)
J+20	1.00	Q Limit - Point 2 V (pu)
J+21	0.80	Q Limit - Point 2 Qmax (pu)
J+22	-0.80	Q Limit - Point 2 Qmin (pu)
J+23	0.95	Q Limit - Point 3 V (pu)
J+24	0.80	Q Limit - Point 3 Qmax (pu)
J+25	-0.80	Q Limit - Point 3 Qmin (pu)
J+26	0.2	Vmax Limit Point 1 t (s)
J+27	1.2	Vmax Limit Point 1 V (pu)
J+28	0.2	Vmax Limit Point 2 t (s)
J+29	1.1	Vmax Limit Point 2 V (pu)
J+30	0.2	Vmax Limit Point 3 t (s)
J+31	1.1	Vmax Limit Point 3 V (pu)
J+32	0.2	Vmax Limit Point 4 t (s)
J+33	1.1	Vmax Limit Point 4 V (pu)
J+34	0.2	Vmax Limit Point 5 t (s)
J+35	1.1	Vmax Limit Point 5 V (pu)
J+36	0.2	Vmax Limit Point 6 t (s)
J+37	1.1	Vmax Limit Point 6 V (pu)
J+38	0.45	Vmin Limit Point 1 t (s)
J+39	0.00	Vmin Limit Point 1 V (pu)
J+40	1.05	Vmin Limit Point 2 t (s)
J+41	0.45	Vmin Limit Point 2 V (pu)
J+42	1.5	Vmin Limit Point 3 t (s)
J+43	0.9	Vmin Limit Point 3 V (pu)
J+44	1.5	Vmin Limit Point 4 t (s)
J+45	0.9	Vmin Limit Point 4 V (pu)
J+46	1.5	Vmin Limit Point 5 t (s)
J+47	0.9	Vmin Limit Point 5 V (pu)
J+48	1.5	Vmin Limit Point 6 t (s)
J+49	0.9	Vmin Limit Point 6 V (pu)
J+50	2	f Max Limit Curve Point 1 t (s)
J+51	62.4	f Max Limit Curve Point 1 f (Hz)
J+52	900	f Max Limit Curve Point 2 t (s)
J+53	61.8	f Max Limit Curve Point 2 f (Hz)
J+54	1800	f Max Limit Curve Point 3 t (s)
J+55	61.2	f Max Limit Curve Point 3 f (Hz)
J+56	1800	f Max Limit Curve Point 4 t (s)
J+57	61.2	f Max Limit Curve Point 4 f (Hz)
J+58	1800	f Max Limit Curve Point 5 t (s)



J+59	61.2	f Max Limit Curve Point 5 f (Hz)
J+60	1800	f Max Limit Curve Point 6 t (s)
J+61	61.2	f Max Limit Curve Point 6 f (Hz)
J+62	2	f Min Limit Curve Point 1 t (s)
J+63	57	f Min Limit Curve Point 1 f (Hz)
J+64	900	f Min Limit Curve Point 2 t (s)
J+65	58.2	f Min Limit Curve Point 2 f (Hz)
J+66	1800	f Min Limit Curve Point 3 t (s)
J+67	58.8	f Min Limit Curve Point 3 f (Hz)
J+68	1800	f Min Limit Curve Point 4 t (s)
J+69	58.8	f Min Limit Curve Point 4 f (Hz)
J+70	1800	f Min Limit Curve Point 5 t (s)
J+71	58.8	f Min Limit Curve Point 5 f (Hz)
J+72	1800	f Min Limit Curve Point 6 t (s)
J+73	58.8	f Min Limit Curve Point 6 f (Hz)
J+74	0.90	Curve Iq LVRT Point 1 V (pu)
J+75	0.00	Curve Iq LVRT Point 1 Iq (pu)
J+76	0.65	Curve Iq LVRT Point 2 V (pu)
J+77	0.50	Curve Iq LVRT Point 2 Iq (pu)
J+78	0.40	Curve Iq LVRT Point 3 V (pu)
J+79	1.00	Curve Iq LVRT Point 3 Iq (pu)
J+80	0.00	Curve Iq LVRT Point 4 V (pu)
J+81	1.00	Curve Iq LVRT Point 4 Iq (pu)
J+82	1.10	Curve Iq LVRT Point 5 V (pu)
J+83	0.00	Curve Iq LVRT Point 5 Iq (pu)
J+84	1.15	Curve Iq LVRT Point 6 V (pu)
J+85	-0.10	Curve Iq LVRT Point 6 Iq (pu)
J+86	1.60	Curve Iq LVRT Point 7 V (pu)
J+87	-1.00	Curve Iq LVRT Point 7 Iq (pu)
J+88	0.20	Curve Id LVRT Point 1 V (pu)
J+89	0.22	Curve Id LVRT Point 1 Id (pu)
J+90	0.50	Curve Id LVRT Point 2 V (pu)
J+91	0.55	Curve Id LVRT Point 2 Id (pu)
J+92	0.90	Curve Id LVRT Point 3 V (pu)
J+93	0.99	Curve Id LVRT Point 3 Id (pu)
J+94	100000000	Frequency derivative Setting (pu/s)

STATE	Description
K	Measured active power (Pgrid)
K+1	Measured reactive power (Qgrid)
K+2	Measured Control Voltage (Vgrid)
K+3	Pcmd filter
K+4	Qcmd filter
K+5	Measured Terminal Voltage (Vterm)



VAR	Description
L	Frequency reference (pu)
L+1	P command (pu@MBase)
L+2	Q command (pu@MBase)
L+3	Id (pu@MBase)
L+4	Iq (pu@MBase)
L+5	Memory primary regulation ramp (pu)
L+6	Memory active power change ramp limit (pu)
L+7	Memory reactive power change ramp limit (pu)
L+8	Memory fault detection
L+9	LV detection flag
L+10	Trip signal
L+11	Voltage event detection flag
L+12	Frequency event detection flag
L+13	Overvoltage relay pickup flag
L+14	Undervoltage relay pickup flag
L+15	Overfrequency relay pickup flag
L+16	Underfrequency relay pickup flag
L+17	Overvoltage relay trip flag
L+18	Undervoltage relay trip flag
L+19	Overfrequency relay trip flag
L+20	Underfrequency relay trip flag
L+21	Time when recovers within steady state limits
L+22	Memory frequency
L+23	Active power reference (pu@MBase)
L+24	Reactive power reference (pu@MBase)
L+25	Power factor reference
L+26	Voltage reference (pu)
L+27	Maximum active power (pu@MBase)
L+28	Voltage angle (rad)
L+29	Overvoltage relay timer 1 (s)
L+30	Overvoltage relay timer 2 (s)
L+31	Overvoltage relay timer 3 (s)
L+32	Overvoltage relay timer 4 (s)
L+33	Overvoltage relay timer 5 (s)
L+34	Overvoltage relay timer 6 (s)
L+35	Undervoltage relay timer 1 (s)
L+36	Undervoltage relay timer 2 (s)
L+37	Undervoltage relay timer 3 (s)
L+38	Undervoltage relay timer 4 (s)
L+39	Undervoltage relay timer 5 (s)
L+40	Undervoltage relay timer 6 (s)
L+41	Overfrequency relay timer 1 (s)
L+42	Overfrequency relay timer 2 (s)
L+43	Overfrequency relay timer 3 (s)



L+44	Overfrequency relay timer 4 (s)
L+45	Overfrequency relay timer 5 (s)
L+46	Overfrequency relay timer 6 (s)
L+47	Underfrequency relay timer 1 (s)
L+48	Underfrequency relay timer 2 (s)
L+49	Underfrequency relay timer 3 (s)
L+50	Underfrequency relay timer 4 (s)
L+51	Underfrequency relay timer 5 (s)
L+52	Underfrequency relay timer 6 (s)
L+53	Memory Iq (pu)