

Proyecto Fin de Carrera

Estudio de la influencia de la generación distribuida en la red eléctrica

Autor

Pascual Mendiara Pueyo

Director

José Luis Bernal Agustín

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2013

Estudio de la influencia de la generación distribuida en la red eléctrica

RESUMEN

La introducción de Generación Distribuida (GD) en sistemas de distribución conlleva una valoración del impacto sobre la red y su comportamiento, como requisito previo ante una evaluación a nivel cualitativo y cuantitativo de las posibles mejoras que proporcionan las nuevas condiciones de suministro. Los factores económicos, de seguridad y calidad del flujo eléctrico son las variables clave al plantearse este tipo de cambios y que han sido materia de estudio desde que empezaron a considerarse los sistemas de GD como alternativa en el mercado a los sistemas aislados.

Siguiendo con esta línea, este proyecto pretende profundizar en el análisis de la robustez de la red y fiabilidad de suministro al contemplar la introducción de un sistema de GD. Mediante herramientas de simulación, se hará un estudio detallado del comportamiento de la GD en redes de distribución atendiendo a las dos principales inquietudes que deben tratarse en una descentralización eléctrica:

- Condiciones de suministro: los efectos positivos o negativos de las modificaciones realizadas son evaluable en términos energéticos. Para ello se calcularán parámetros tales como las pérdidas en la red, flujos de potencia o variaciones de tensión en cada situación planteada.
- Comportamiento de la red: la fiabilidad del propio sistema es el otro punto de vista sobre el que se ha de incidir para discutir la validez de un modelo con GD. Bajo este enfoque, las simulaciones se centrarán en someter a los sistemas de estudio a diferentes contingencias que permitan desarrollar un análisis de la estabilidad transitoria de la red bajo estas condiciones de fallo provocado.

Este trabajo de simulación tiene como punto de partida el estudio sobre una microrred, donde la regulación de sus componentes resulta más controlable dada su escasa complejidad, para pasar al segundo caso práctico: un sistema de distribución primario de 37 nudos. Parte del interés de este proyecto es confirmar si los resultados del análisis en una red pequeña son extrapolables a un caso de mayor tamaño y real, de allí que se haya elegido como objeto de estudio una red de la empresa IBERDROLA. La simulación del funcionamiento de ambos sistemas de distribución se hará contemplando diferentes escenarios, que obedecen a la variabilidad de las fuentes de energía tomadas para la GD (cogeneración, eólica y fotovoltaica) y a las diferentes opciones a considerar en cuanto a las situaciones que pueden darse tanto en los sistemas de distribución como en la red principal. El proyecto también pretende aportar una valoración de los resultados que ofrezcan conclusiones válidas a la hora de abordar esta materia en otros contextos.

Índice

1. Introducción	5
2. La Generación Distribuida en las redes de distribución eléctrica	7
2.1 Introducción.....	7
2.2 Modelos de producción considerados.....	7
2.2.1 Modelo de producción eléctrica de generación eólica	7
2.2.2 Modelo de producción eléctrica de plantas de cogeneración.....	8
2.2.3 Modelo de producción eléctrica de instalaciones fotovoltaicas.....	9
2.3 Aspectos analizados para evaluar el impacto de la Generación Distribuida en las redes de distribución eléctrica	10
2.3.1 Flujos de potencia	10
2.3.2 Pérdidas de potencia.....	10
2.3.3 Estabilidad de Tensión	11
2.3.4 Análisis de fallos	11
2.3.5 Capacidad de transferencia de potencia.....	11
2.3.6 Análisis de estabilidad transitoria	12
3. Redes tratadas y simulación	14
3.1 Sistemas llevados a estudio	14
3.1.1 Sistema de distribución primaria de 5 nudos.....	14
3.1.2 Sistema real de distribución primaria de 37 nudos	15
3.2 Condiciones de funcionamiento y escenarios contemplados.....	15
3.3 Resultados y evaluación	16
3.3.1 Sistema de distribución primaria de 5 nudos.....	16
3.3.2 Sistema real de distribución primaria de 37 nudos	26
4. Conclusiones	40
4.1 Conclusiones finales	40

4.2 Aportación del PFC	41
Bibliografía.....	42
Anexo A. Implementación de modelos y producciones para la Generación Distribuida.....	43
A.1 Modelo de producción de generación eólica	43
A.1.1 Implementación del modelo.....	43
A.2.2. Producción eléctrica de parques eólicos durante un día.....	45
A.2 Modelo de producción de plantas de cogeneración.....	47
A.2.1 Implementación del modelo.....	47
A.2.2 Producción eléctrica de plantas de cogeneración durante un día	50
A.3 Modelo de producción de instalaciones fotovoltaicas	51
A.3.1 Implementación del modelo.....	51
A.3.2 Producción eléctrica de instalaciones fotovoltaicas durante un día	53
Anexo B. Características técnicas de los sistemas simulados	54
B.1 Sistema de distribución primaria de 5 nudos.....	54
B.2 Sistema de distribución primaria de 37 nudos.....	56
Anexo C. Resultado de simulación de las redes	62
C.1 Sistema de distribución de 5 nudos con GD Cogeneración-Eólica-Fotovoltaica (12:00 h)	
.....	62
C.2 Sistema de distribución de 37 nudos con GD Cogeneración-Eólica-Fotovoltaica (12:00 h)	63

1. Introducción

El presente trabajo se enmarca en el desarrollo del Proyecto Final de Carrera para optar al título de Ingeniero Industrial de la Universidad de Zaragoza.

La motivación del mismo surge dentro de una de las líneas de trabajo del Departamento de Ingeniería Eléctrica, en la que se estudia las redes eléctricas y la tendencia de los últimos años a buscar una descentralización de las producciones con la inclusión de pequeñas generaciones con energía renovable: Generación Distribuida,

Este nuevo modelo energético ha dado pie a numerosos estudios en la materia, que han pretendido, desde un punto de vista teórico, ofrecer conclusiones sobre las consecuencias que estos nuevos aportes de generación, tienen sobre la red eléctrica. Este PFC pretende servir de complemento a esa labor de análisis pero desde un punto de vista práctico: a través de la simulación de redes.

Con la herramienta de simulación *Powerworld Simulator Versión 16* se estudiará el impacto de la Generación Distribuida (GD) en la red eléctrica con el uso de diversos esquemas de redes realizados ex profeso para este proyecto bajo la premisa de incluir el tratamiento de un caso real con el fin de que las conclusiones extraídas puedan servir de referencia fiable a posibles investigaciones realizadas por compañías del sector.

Las redes estudiadas serán sistemas de distribución primaria, cuyo rango de tensión normalmente es de 132 KV a 66 KV, con dos esquemas básicos de instalación:

- red pequeña de 5 nudos
- red real de mayor tamaño (37 nudos) de la compañía Iberdrola

La definición de distintos escenarios y condiciones de funcionamiento supondrá numerosos casos prácticos derivados de los esquemas anteriores. Estas variantes vienen dadas por:

- La hora de funcionamiento: la demanda y producciones energéticas cambian a lo largo del día, por tanto, nos encontraremos con variaciones de carga en el sistema y distintos valores de generación introducida en función de la hora en que se estudia el comportamiento de la red. Todos los casos prácticos se simularán a las 6, 12 y 20 horas.
- Tipo de generación: el funcionamiento inicial del sistema es sin GD. A partir de aquí, se evaluará la influencia de la GD en la red con la introducción aleatoria de generaciones de diferentes orígenes y

combinaciones, para tener un mayor número de casos prácticos que aporten información más completa. Los tipos de GD considerados en este proyecto son la cogeneración, la eólica y la fotovoltaica. Así, las mismas redes se simularán en primer lugar con las generaciones de las subestaciones originales únicamente (sin GD), y posteriormente, con aportaciones de plantas de GD atendiendo a las siguientes combinaciones: cogeneración – eólica, cogeneración – eólica – fotovoltaica y cogeneración – fotovoltaica.

Este proyecto toma su referencia en un estudio previo de tesis doctoral [1]. Aquí se encuentran las características de los esquemas básicos de red que se han usado para las simulaciones, tanto la mirella de 5 nudos como el caso real de 37 nudos. Se establecieron los principios de operación y modelos para simulación de generación eólica y cogeneración.

Como una de las contribuciones de este proyecto, se desarrollará el proceso de realización de ese tipo de simulaciones en una herramienta diferente (Powerworld) incluyendo además otra fuente primaria de generación que, por su capacidad de autoabastecimiento, está llamada a tener un gran protagonismo en los sistemas con GD: la energía fotovoltaica. La búsqueda de un modelo energético sostenible ha disparado el desarrollo de las plantas fotovoltaicas, con lo que resulta de gran interés incorporar esta generación a la labor de investigación que se pretende. El modelo y valores de generación fotovoltaica introducida en los casos prácticos, se han calculado con la herramienta *Homer*, para un diseño de planta cuyas características se especifican posteriormente en este documento.

Además, este trabajo va a incorporar un estudio detallado de la estabilidad de la red mediante el Análisis de Estabilidad Transitoria, en el que cada caso se someterá a diferentes contingencias típicas y, de esta manera, evaluar la respuesta de los sistemas ante los fallos y la diferencia entre los que operan con GD y los que no.

El transitorio y su análisis será un aspecto que contribuirá al objetivo principal del proyecto que es evaluar la influencia de la GD en la red eléctrica. Para ello, también serán objeto de estudio otros conceptos: flujos de potencia, pérdidas en la red, valores de tensión, contribución al nivel de fallo y capacidad de transferencia de potencia. El desarrollo lógico del proceso de obtener estos resultados llevará a una exposición de conclusiones sobre el comportamiento observado en la aplicación de GD a los sistemas de distribución.

2. La Generación Distribuida en las redes de distribución eléctrica

2.1 Introducción

La Generación Distribuida (GD) se caracteriza por el uso individual o integrado en la red eléctrica de pequeños generadores en aplicaciones que benefician al sistema eléctrico. Su uso evita que la energía tenga que recorrer grandes distancias hasta los centros de consumo, rompiendo así con la filosofía de la generación convencional.

Muchas tecnologías pueden considerarse como Generación Distribuida, algunas son: energía eólica, fotovoltaica, motores de combustión interna, turbinas, células de combustible, etc. El esquema de conexión de estas generaciones a la red de distribución dependerá de las características de cada tipo de instalación. Las máquinas más habituales [2] que se pueden observar en la GD son:

- Generadores síncronos (cogeneración, motores alternativos...)
- Máquinas de inducción (aerogeneradores)
- Convertidores electrónicos (propios de las instalaciones fotovoltaicas)

El presente proyecto trata casos de aplicación con tipos de energía renovables, que vienen siendo impulsados mediante subvenciones reflejando así el deseo social de desarrollarlos para estas y otras aplicaciones.

2.2 Modelos de producción considerados

Se han escogido tres tipos de tecnología para incluir aportaciones de Generación Distribuida a las redes probadas: energía eólica, cogeneración y energía fotovoltaica. Los modelos y producciones correspondientes a las dos primeras se han extraído de la bibliografía tomada como referencia [1] y se explicarán brevemente. Se entrará en detalle, sin embargo, del modelo utilizado para dimensionar los generadores fotovoltaicos, labor realizada como parte del trabajo de este proyecto con herramientas que también se describirán.

2.2.1 Modelo de producción eléctrica de generación eólica

Un parque eólico se configura mediante la instalación integrada a la red de un conjunto de varios aerogeneradores conectados intrínsecamente. La conexión al

sistema de distribución se realiza mediante la correspondiente transformación a una tensión más alta.

En el caso de la eólica, la producción energética presenta un comportamiento variable en función de la fuente principal, el viento. De esta manera, para esta tecnología se tratará con un modelo probabilístico que contemple inicialmente el modelado de la fuente primaria para conocer las velocidades del viento en función del tiempo. Ante esta aleatoriedad, los algoritmos manejados en el modelo deben permitir trabajar con variables aleatorias.

Las etapas de las que consta el proceso seguido para desarrollar el modelo de parque eólico, son:

- Modelado de la velocidad del viento en el parque eólico. Se considera a la velocidad del viento como una variable aleatoria cuya probabilidad sigue una distribución de Weibull.
- Generación correspondiente a las velocidades del viento en los parques eólicos considerados.
- Modelado del número de turbinas eólicas en funcionamiento en cada parque considerando el cálculo probabilístico del apartado anterior.

En el Anexo A.1 se encuentra la implementación del modelo con lenguaje de programación y los valores de producción.

2.2.2 Modelo de producción eléctrica de plantas de cogeneración

La cogeneración es un sistema alternativo, de alta eficiencia energética, basado en la producción combinada de calor y potencia. Ciertas empresas encuentran en esta tecnología una forma de reducir notablemente la factura energética sin alterar su proceso productivo. La integración de equipos de cogeneración consigue un aumento del rendimiento global produciendo electricidad con el aprovechamiento de flujos de energía residuales. Las opciones más habituales son: cogeneración con turbina de gas, turbina de vapor, ciclo combinado o motor alternativo.

El modelo de producción eléctrica de plantas de cogeneración desarrollado es un modelo estadístico, con las siguientes etapas:

- Modelado de la decisión del propietario de conectar la planta de cogeneración a la red. Se trata de un estudio probabilístico que tiene en cuenta los aspectos económicos (costes, precio de venta de energía...) y los parámetros de configuración de la planta (Potencia máxima, estructura de

generador de vapor, tasas de fallo, tiempos de conexión, mantenimiento, etc.)

- Modelado del número de generadores en funcionamiento en cada planta de cogeneración considerando el cálculo probabilístico anterior.

En el Anexo A.2 se encuentra la implementación del modelo con lenguaje de programación y los valores de producción.

2.2.3 Modelo de producción eléctrica de instalaciones fotovoltaicas

Estos equipos están constituidos por células fotovoltaicas capaces de producir una corriente eléctrica al incidir sobre ellas la luz solar. La producción fotovoltaica está, por tanto, estrechamente relacionada con la cantidad de radiación solar que llega a un punto en un momento dado. Así pues, para conocer la producción fotovoltaica se necesita conocer perfectamente la interacción sol-tierra.

El modelo tomado para este tipo de generación es el que desarrolla el programa Homer [3]. Es un software de modelado de sistemas de generación distribuida que permite estudiar la viabilidad económica y técnica de las instalaciones diseñadas. El procedimiento de cálculo de las generaciones es a través de balances horarios de energía de la instalación contemplada.

Se ha considerado una instalación fotovoltaica de tamaño tal que la potencia total sea 2MW. Homer tiene acceso a datos reales de radiación solar en función de la localización geográfica. En este caso, se introducen las coordenadas de Zaragoza.

Se obtienen así los valores horarios de radiación solar de todos los días para el año completo. A partir de los datos de radiación (kWh/m²/día), y tras aplicar factores de corrección (índice de claridad), el programa proporciona datos de potencia por hora de todo el año.

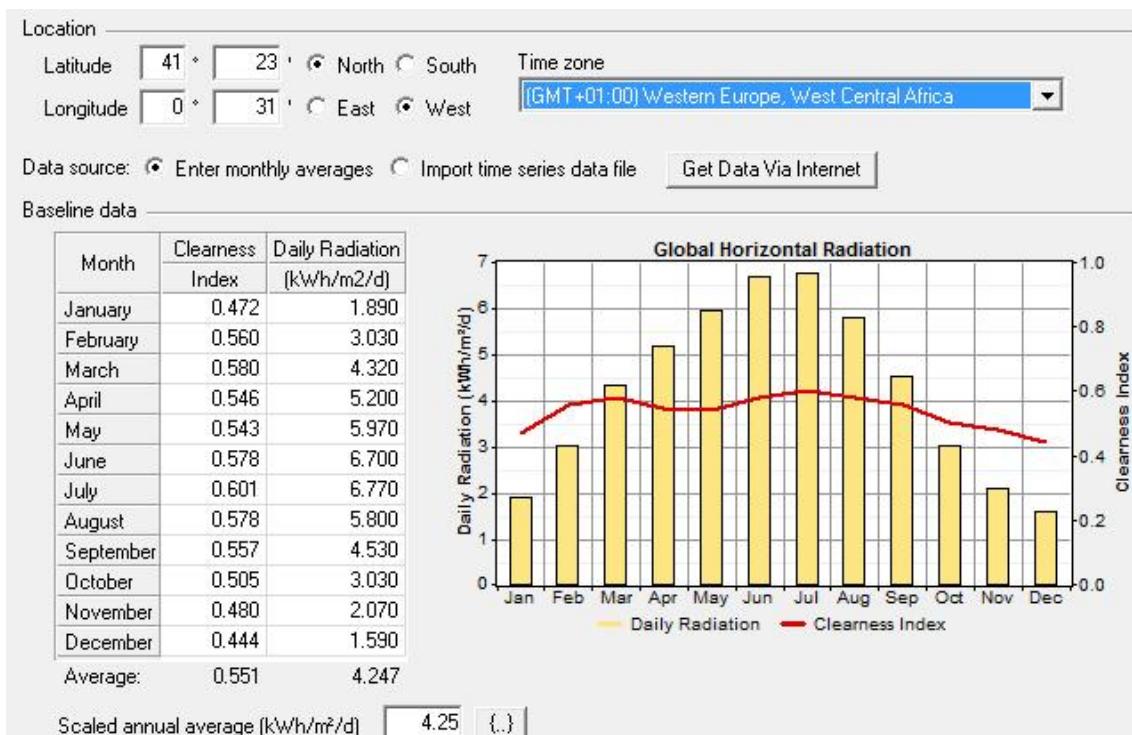


Figura 2.1: Valores de índice de claridad y radiación solar de todos los días para el año completo en la ciudad de Zaragoza

Una vez determinada la radiación solar y dimensionados los componentes de la instalación, se hace el cálculo para obtener las generaciones horarias de todo el año.

Se han escogido las producciones del día 3 de julio para los generadores fotovoltaicos de las redes simuladas en este proyecto. En el Anexo A.3 se encuentra la implementación del modelo y los valores de producción empleados.

2.3 Aspectos analizados para evaluar el impacto de la Generación Distribuida en las redes de distribución eléctrica

2.3.1 Flujos de potencia

El cálculo de Flujos de Potencia es una valoración cuantitativa de la transferencia de potencia producida en la red [2]. Conocidas la potencia generada y las cargas del sistema, es posible calcular los flujos de potencia para las distintas condiciones de funcionamiento. Se distinguirá entre flujos de potencia activa (P) y reactiva (Q).

2.3.2 Pérdidas de potencia

En la distribución de energía a través de electricidad, una parte se pierde en el propio proceso. Será objeto de estudio si las instalaciones de Generación Distribuida contribuyen al aumento o disminución de las pérdidas de potencia en la red.

2.3.3 Estabilidad de Tensión

Es la capacidad del sistema de potencia para mantener la tensión de todos sus nudos dentro de unos límites aceptables cuando el sistema está funcionando tanto en condiciones normales como después de haber sufrido alguna alteración [4].

Una caída de tensión cuando las condiciones de funcionamiento se ven alteradas, puede provocar que el sistema experimente un estado de inestabilidad [5]. Esto da a entender que mantener el perfil de tensiones sin grandes reducciones tras añadir Generación Distribuida favorece para no sacar al sistema de la estabilidad.

Para los casos prácticos se cuantificará la tensión en magnitud unitaria (p.u) y así observar qué modificaciones introduce la GD.

2.3.4 Análisis de fallos

Un defecto en las condiciones de funcionamiento puede ocasionar un fallo de los elementos que la componen. La consecuencia suele ser una elevada corriente por donde está localizado el fallo.

Estas corrientes de fallos son un riesgo para el suministro y para los componentes que forman la red [2].

El fallo simulado en los casos prácticos será un fallo Línea –Tierra producido en las condiciones en que el sistema está sometido a carga máxima. El parámetro de análisis será la corriente de fallo (A).

2.3.5 Capacidad de transferencia de potencia

La capacidad de transferencia de potencia en un sistema eléctrico indica la cantidad que puede incrementarse la potencia transferida entre distintas zonas del sistema sin comprometer su seguridad [6].

Es un concepto muy útil a lo hora de planificar la introducción de GD en un sistema ya que uno de los problemas a evitar es el de la congestión (la demanda supera la capacidad de transferencia) de las líneas. Con este propósito puede resultar incluso más interesante conocer cuál es la máxima potencia que se puede transferir en un sistema eléctrico desde un área a las áreas restantes.

El parámetro cuya evolución se va a evaluar tanto en el caso con GD como sin GD es la máxima capacidad de transferencia de potencia del sistema de distribución (CTDD). Es una medida de la capacidad del sistema para permanecer seguro en caso de fallos de generación [7].

Para las redes de estudio en este proyecto se calculará la máxima CTDD y el elemento limitante para cada zona del esquema eléctrico y para los diferentes escenarios de funcionamiento definidos en las simulaciones. Este cálculo se hará tanto para el caso base (funcionamiento normal de las redes) como para el caso en los que el sistema está sometido a contingencias (líneas abiertas como fallo provocado).

2.3.6 Análisis de estabilidad transitoria

Concepto y evaluación de la estabilidad

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, es la habilidad de éste para recuperar el estado de operación en equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación, con la mayoría de las variables del sistema delimitadas de tal manera que todo el sistema permanece intacto [8].

La inestabilidad tras un fallo se manifiesta con un aumento de las oscilaciones angulares de algunos generadores [9]. Por tanto, el parámetro a seguir será el ángulo de rotor, variable que se ve directamente afectada por los problemas que una perturbación ocasiona y que puede ser causa de la pérdida de sincronismo por parte de todo el sistema. Este concepto es lo que se denomina estabilidad transitoria y es lo que se analizará en esta sección del proyecto.

El análisis de estabilidad transitoria se hará en este proyecto sometiendo a las redes a diversas contingencias (para todos los casos y escenarios de funcionamiento) y estudiando el tiempo máximo de duración de falta en el que el sistema permanece estable. En función del tipo de contingencia y del elemento de la red al que afecte, se evaluarán las siguientes situaciones:

- Falta en línea conectada a un generador: se crearan faltas en zonas cercanas y alejadas al generador para valorar las diferencias de comportamiento ante la localización del fallo. También se distinguirá entre los generadores originales de la red sin GD y los nuevos generadores introducidos.
- Falta en línea no conectada a un generador: se cuantificará el tiempo máximo de duración de falta cuando la línea está en una red con y sin GD.

- Falta en nudo sin generador: se cuantificará el tiempo máximo de duración de falta cuando el nudo está en una red con y sin GD.
- Falta en nudo con generador: se obtendrá el tiempo máximo de duración de falta en nudos con diferentes tipos de generadores.

Herramienta empleada para análisis de estabilidad transitoria

El software empleado para simular los casos prácticos de este proyecto también cuenta con una herramienta para analizar la estabilidad transitoria (Transient Stability) y será la empleada para este propósito.

Para poder hacer este análisis con PowerWorld es necesario contemplar un modelo dinámico de cada generador. Los modelos de generador es una parte compleja en la herramienta de estabilidad transitoria. Se pueden asignar muchos tipos de modelos tales como modelos de máquina, excitadores, gobernadores, estabilizadores y otros [10]. Para los propósitos del presente estudio se considerará la aproximación que ofrecen los modelos de generador con excitación.

Se ha seleccionado el modelo denominado “GENROU” porque proporciona una muy buena aproximación del comportamiento de un generador síncrono en lo referente a la estabilidad transitoria [11]. A continuación se ha elegido el modelo de excitación del generador. El excitador mantiene la tensión del generador a un nivel constante. Se escoge un modelo sencillo de excitación incluido en el programa, “IEEET1”. Mantendremos los valores por defecto que Powerworld asigna para los parámetros de ambos modelos.

Una vez provistas las redes test de modelos de estabilidad para los generadores, la metodología a seguir será simular con la herramienta Transient Stability [11] el comportamiento del sistema sometido a una contingencia un tiempo determinado. Las faltas aplicadas a líneas y nudos serán cortocircuitos trifásicos y el parámetro a modificar será el tiempo de duración de la misma. Para el análisis se hará un seguimiento del ángulo de rotor de los generadores. Este seguimiento consistirá en la representación gráfica de los valores del ángulo de rotor en función del tiempo de simulación, que será de 10 segundos para todos los casos y con recopilación de datos cada 0.5 ciclos (paso temporal). Se obtendrá, para cada escenario de las redes con y sin GD, el tiempo máximo de duración de falta para el cual el sistema permanece estable.

3. Redes tratadas y simulación

3.1 Sistemas llevados a estudio

Este capítulo proporciona la evaluación del impacto ocasionado a la red por la introducción aleatoria de Generación Distribuida.

Se han establecido diferentes casos prácticos en función de los factores que más pueden influir en el impacto de la GD: nivel de carga del sistema, localización y tipo de generación.

De la bibliografía tomada como referencia [1] se toman las redes para posteriormente realizar el trabajo de simulación y análisis que es exclusivo de este proyecto. Los sistemas elegidos son redes de distribución primaria, con rango de tensiones habituales de 132 kV a 66 kV. Se van a estudiar dos esquemas básicos pertenecientes a redes de distinto tamaño:

- Sistema de distribución primaria de 5 nudos
- Sistema real de distribución primaria de 37 nudos

3.1.1 Sistema de distribución primaria de 5 nudos

En primer lugar se elige la microrred de 5 nudos, 132 kV, de la figura 3.1 y así poder evaluar el impacto de la GD en un sistema sencillo en esquema y visualización.

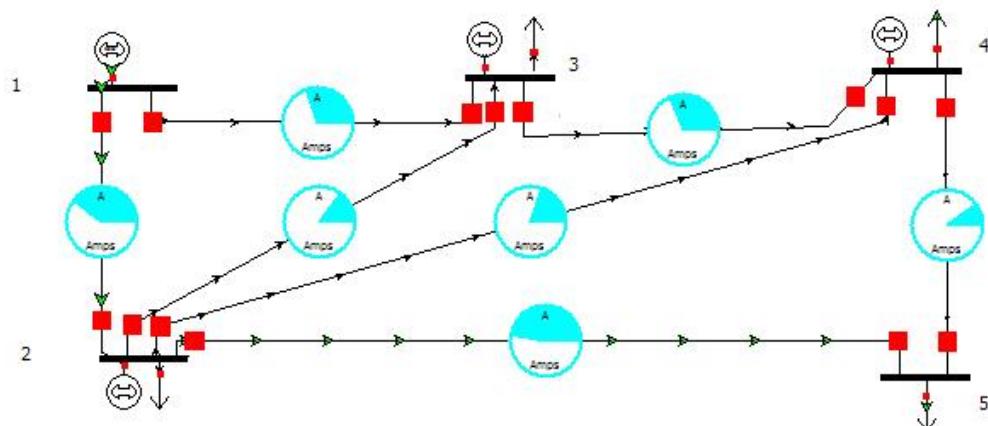


Fig. 3.1.- Sistema de distribución primaria de 5 nudos

En este sistema el nudo 1 es el de referencia y su generador es la subestación de origen. La Generación Distribuida puede estar conectada en los nudos 2 (eólica), 3 (cogeneración) y 4 (fotovoltaica) en función de las combinaciones de generación dadas por los diferentes casos prácticos. Esta red comprende dos zonas: la zona 1 a la que pertenecen los nudos 1, 3 y 4, y la zona 2 a la que pertenecen los nudos 2 y 5.

En el Anexo B se encuentran detallados los parámetros del sistema.

3.1.2 Sistema real de distribución primaria de 37 nudos

Para llevar a cabo una evaluación del impacto de la GD trasladable a casos reales, se ha tomado este sistema real de distribución primaria de 132 kV de tensión nominal (Fig. 3.2), de la empresa IBERDROLA. Se trata de un caso de red de mayor tamaño, compuesta por 37 nudos.

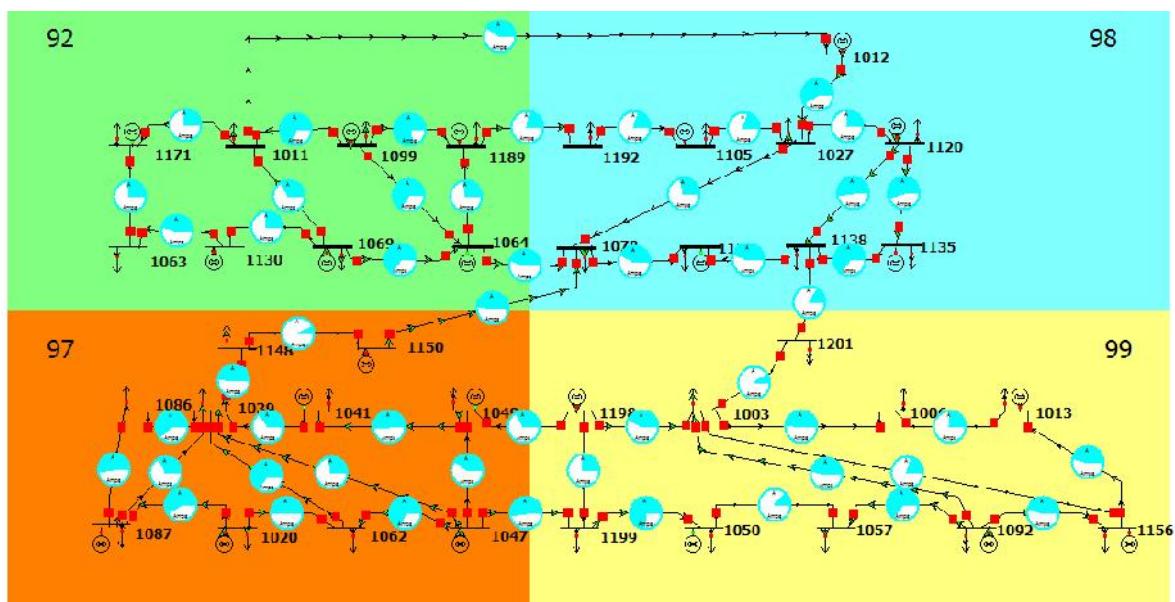


Fig. 3.2.- Sistema real de distribución primaria de 37 nudos

El sistema dispone de 4 plantas de cogeneración, 4 parque eólicos y 4 instalaciones fotovoltaicas, que se combinaran dependiendo del caso.

Los 37 nudos están repartidos en 4 áreas (92, 97, 98 y 99). El nudo 1069 (92) es el nudo de referencia y dispone de subestaciones conectadas a la red de transporte, en los nudos 1130 (92), 1020 (97), 1047 (97), 1150 (97), 1012 (98), 1120 (98), 1092 (99) y 1198 (99).

3.2 Condiciones de funcionamiento y escenarios contemplados

Se van a tratar los sistemas anteriores bajo diferentes condiciones para evaluar el impacto de la introducción de Generación Distribuida en los mismos y, mediante simulación, se obtendrán resultados de distintos parámetros (flujos de potencia, pérdidas, variaciones de tensión, niveles de fallo y capacidad de transferencia de potencia) así como un análisis de estabilidad transitoria.

En el primer escenario definido consideramos los sistemas funcionando sin Generación Distribuida, en tres situaciones de carga distintas: hora valle (06:00 h.), llano (12:00 h.) y pico (20:00 h.) de un día normal.

En el siguiente escenario consideramos los sistemas funcionando con la GD conectada en los nudos correspondientes, idénticamente en las tres situaciones de carga marcadas por las horas antes definidas: 06:00, 12:00 y 20:00 horas respectivamente. La Generación Distribuida se combinará de tal forma que se obtengan los siguientes casos prácticos a estudiar:

- **Sistemas con Generación Distribuida: Cogeneración y Eólica**
La red test tendrá conectadas plantas de cogeneración en los nudos 1189 (92), 1049 (97), 1105 (98) y 1013 (99), y parques eólicos en los nudos 1064 (92), 1087 (97), 1135 (98) y 1156 (99).
- **Sistemas con Generación Distribuida: Cogeneración, Eólica y Fotovoltaica**
En este caso la cogeneración y parques eólicos están conectados en los mismos nudos que el caso anterior pero, además, este sistema cuenta con instalaciones fotovoltaicas en los nudos 1171 (92), 1133 (98), 1041 (97), y 1050 (99).
- **Sistemas con Generación Distribuida: Cogeneración y Fotovoltaica**
El sistema tendrá conectadas plantas de cogeneración en los nudos 1189 (92), 1049 (97), 1105 (98) y 1013 (99), y la generación fotovoltaica sustituirá a la eólica y estará, por tanto, conectada en los nudos 1064 (92), 1087 (97), 1135 (98) y 1156 (99).

3.3 Resultados y evaluación

A continuación, se presentan los resultados y análisis derivados de las simulaciones realizadas para los casos prácticos considerados en las diferentes condiciones de funcionamiento anteriormente descritas.

3.3.1 Sistema de distribución primaria de 5 nudos

Primero se ha utilizado el sistema de 5 nudos de la figura 3.3 para evaluar el impacto de la GD, donde el Bus 1 es el nudo de referencia “slack bus”. La carga que presentan los distintos buses o nudos en la figura es la correspondiente a las 12 h. Para el nivel de carga de las otras dos horas consideramos la misma asignación que la referencia [1]: a las 6 h se ha considerado que la carga es el 25% de la carga a las 12 h, y para la simulación a las 20 h se ha considerado una carga del 110% de la carga de las 12 h.

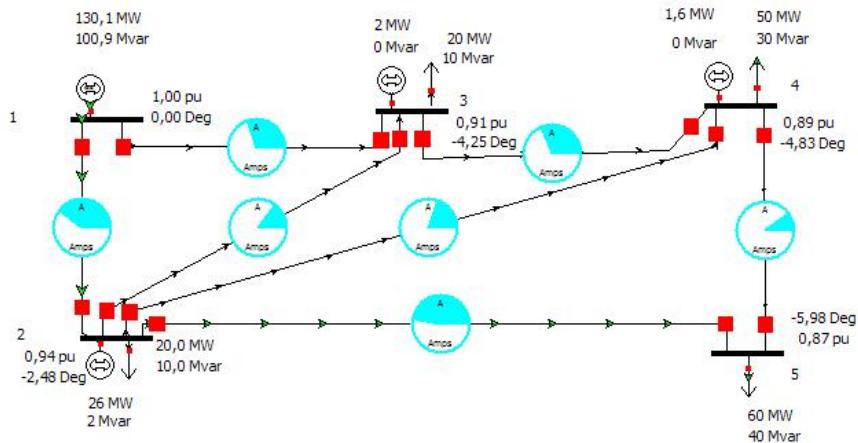


Fig.3.3.- Sistema de distribución primaria de 5 nudos (12 h)

Flujos de potencia

Los flujos de potencia de las redes con y sin Generación Distribuida se han calculado para las distintas horas de operación. La Tabla 3.1 muestra los valores donde los datos de la potencia de la GD se obtienen a partir de los modelos considerados para cada tecnología y los resultados se muestran en el Anexo B.

El único caso para el que aumentan los flujos de potencia tras la introducción de GD es el de las 6:00 h. Cuando el nivel de carga es mayor (12 y 20 h) los flujos de potencia disminuyen. En el caso de 6:00 h también hay una inversión del sentido del flujo de potencia y se inyecta potencia en la red de transporte (la solicitud de carga en el sistema es menor que la potencia generada por la GD).

También se observa la gran variabilidad con las condiciones del medio de tipos de generación como la eólica y fotovoltaica, que pueden tener valores muy diversos dependiendo de la hora del día.

Hora: 6:00 h			Potencia total de la red		Potencia de la GD		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
Sin GD			40,27	12,13	0	0	
Con GD	Cog + Eol	P. Eólica			30	10	
		P. Cogeneración			45	-100	
		Total	44,26	25,5	75	-90	
	Cog + Eol + PV	P. Eólica			30	10	
		P. Cogeneración			45	-100	
		P. Fotovoltaica			0,08	85,13	
	Cog + PV	Total	41,21	14,33	75,08	-4,87	
		P. Cogeneración			45	-100	
		P. Fotovoltaica			0,08	94,2	
		Total	41,06	14	45,08	-5,8	
Hora: 12:00 h			Potencia total de la red		Potencia de la GD		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
Sin GD			161,43	108,2	0	0	
Con GD	Cog + Eol	P. Eólica			26	8	
		P. Cogeneración			2	0	
		Total	159,65	102,55	28	8	
	Cog + Eol + PV	P. Eólica			26	2	
		P. Cogeneración			2	0	
		P. Fotovoltaica			1,66	0	
	Cog + PV	Total	159,73	102,86	29,66	2	
		P. Cogeneración			2	0	
		P. Fotovoltaica			1,66	0	
		Total	161,1	107,16	3,66	0	
Hora: 20:00 h			Potencia total de la red		Potencia de la GD		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
Sin GD			178,81	124,76	0	0	
Con GD	Cog + Eol	P. Eólica			30	10	
		P. Cogeneración			46	0	
		Total	173,55	108,21	76	10	
	Cog + Eol + PV	P. Eólica			30	10	
		P. Cogeneración			46	0	
		P. Fotovoltaica			0,02	96,1	
	Cog + PV	Total	171,62	100,38	76,02	106,1	
		P. Cogeneración			46	0	
		P. Fotovoltaica			0,02	106,06	
		Total	172,99	104,31	46,02	106,06	

Tabla 3.1.- Potencia en la red a las 6h, 12h y 20 h. (Sistema de 5 nudos)

Pérdidas en la red

La variación de las pérdidas de potencia del sistema al introducir la GD aparece en la Tabla 3.2. A las 12 h la carga total conectada al sistema son 150 MW y 90 MVar y la generación del sistema cuando no existe GD es 161,43 MW de potencia activa y 108,2 MVar de potencia reactiva, por tanto existen unas pérdidas de 11,43 MW. La introducción de la GD por ejemplo en el caso de agregar cogeneración, eólica y

fotovoltaica (29,66MW y 2 MVar) reduce el nivel de pérdidas a 9,73 MW. Para las otras dos combinaciones de GD también hay reducción de pérdidas.

A las 20 h en que la carga total conectada es 165 MW y 99 MVar (10% mayor que a las 12 h), con la introducción de las diferentes combinaciones de GD, las pérdidas también se reducen.

		Pérdidas totales (6:00 h)	Pérdidas totales (12:00 h)	Pérdidas totales (20:00 h)
		P (MW)	P (MW)	P (MW)
Sin GD		2,7	11,43	13,81
Con GD	Cog + Eol	6,76	9,65	8,55
	Cog + Eol + PV	3,71	9,73	6,62
	Cog + PV	3,56	11,1	7,99

Tabla 3.2.- Pérdidas en la red a las 6h, 12h y 20 h. (Sistema de 5 nudos)

A las 6 h cuando la carga conectada al sistema es la cuarta parte que a las 12 h, las pérdidas son de 2,7 MW. Al introducir la GD de mayor producción (75,08 MW y -4,87 MVar, que supera la carga local del sistema), las pérdidas de potencia aumentan sensiblemente a 3,71 MW, estando el sistema transfiriendo potencia excedente 30,1 MW a la red de 33,8 MW a la red de transporte. Para las otras formas de GD también se da un cierto aumento de pérdidas en estas condiciones.

Cuando las cargas en la red son mayores funcionando sin GD (casos 12 y 20 h), al introducir GD las pérdidas se ven reducidas.

Variaciones de tensión y estabilidad

Obtenidos los perfiles de tensión para los nudos del sistema, vuelve a darse una similitud entre los casos de 12 y 20 h. En las Figuras 3.5 y 3.6 se muestra cómo la introducción de GD supone un aumento (más ostensible a las 20 h) de los niveles de tensión, mejorándose así la estabilidad del sistema.

En el caso de conexión a las 6 h (Figura 3.4) se observa que la mejora del nivel de tensión depende de la cantidad y localización de la GD introducida.

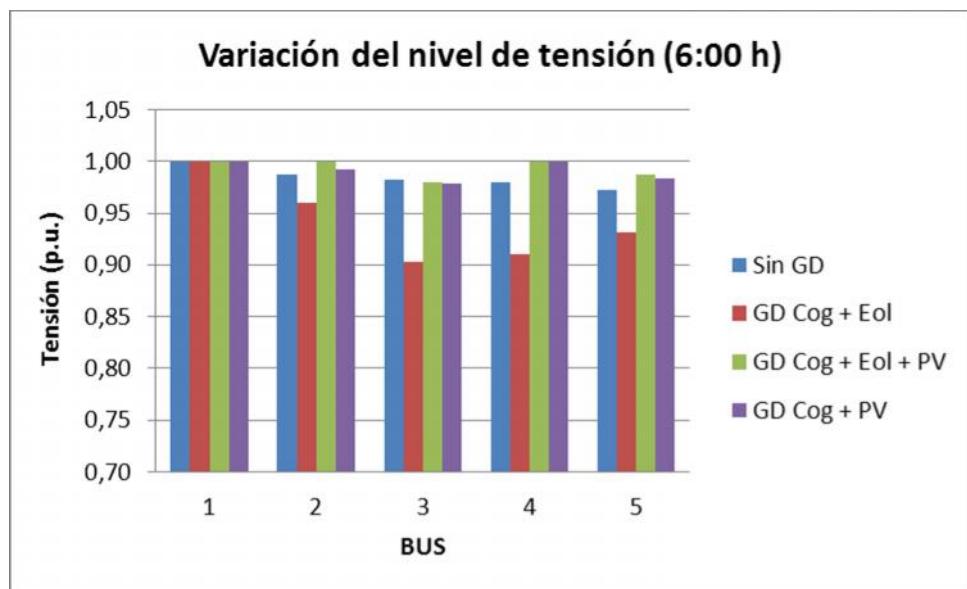


Fig.3.4.- Variación nivel de tensión (Sistema de 5 nudos – 6 h-)

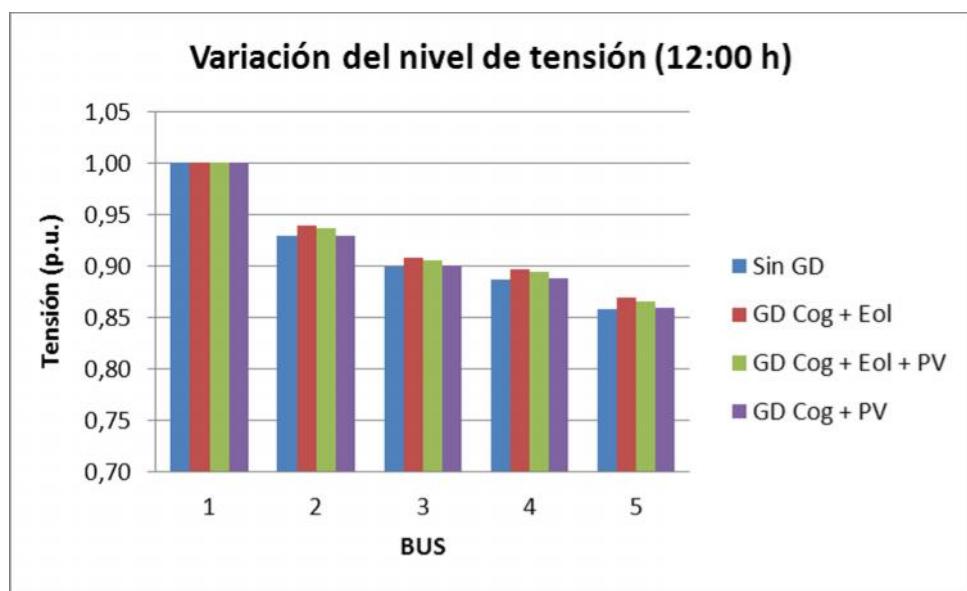


Fig.3.5.- Variación nivel de tensión (Sistema de 5 nudos – 12 h-)

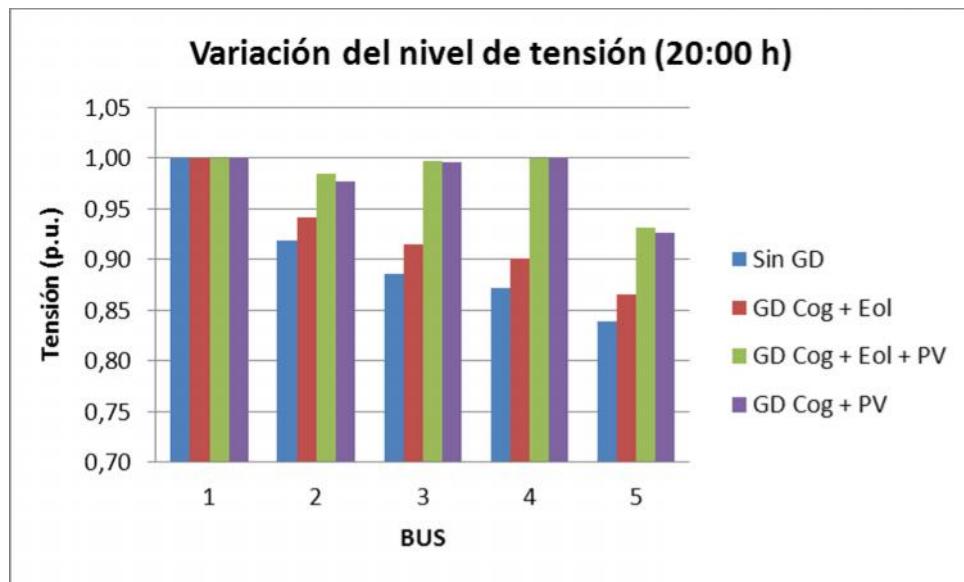


Fig.3.6.- Variación nivel de tensión (Sistema de 5 nudos – 20 h-)

Contribuciones al nivel de fallo

Para analizar la contribución al nivel de fallo al conectar GD a los sistemas de distribución, se ha estudiado los efectos de un fallo Línea simple -Tierra en horas de trabajo a máxima carga, en cada uno de los buses de la red test, con los resultados de la Figura 3.7. La mayor mejora de la intensidad de fallo se produce con la introducción de un mayor número de generadores y cantidad de GD aportada.

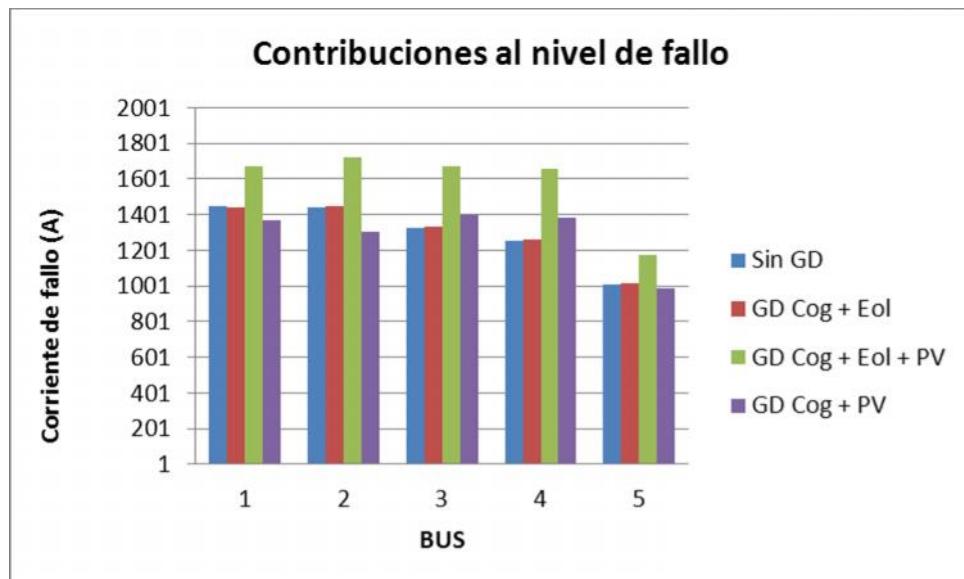


Fig.3.7.- Contribución al nivel de fallo (Sistema de 5 nudos)

Capacidad de Transferencia Disponible (CTDD)

Se ha calculado la máxima cantidad de potencia transferible entre las líneas del sistema (CTDD) y el elemento limitante en cada caso para las distintas horas de funcionamiento. En primer lugar, considerando el caso base en funcionamiento normal (Tabla 3.3).

		Caso base 6:00 h			Caso base 12:00 h			Caso base 20:00 h		
		CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit
Sin GD		143,7	2 a 4	4,6	122,9	2 a 4	18,1	119,9	2 a 4	20
	Con GD	117,1	2 a 3	21,9	121,8	2 a 4	18,8	127,4	2 a 4	15,2
	Cog + Eol	136	2 a 3	10,3	122,5	2 a 4	18,3	127,7	2 a 4	14,9
	Cog + PV	137,3	2 a 3	9,4	123,8	2 a 4	17,5	119,4	4 a 5	20,4

Tabla 3.3.- Transferencia límite de potencia (Sistema de 5 nudos – Caso base)

Después, se realiza el mismo cálculo cuando el sistema está sometido a una contingencia (se abre la línea 6 que une los nudos 3 y 4).

		Contingencia L6 abierta 6:00 h			Contingencia L6 abierta 12:00 h			Contingencia L6 abierta 20:00 h		
		CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit
Sin GD		130,4	2 a 5	19,6	65,5	2 a 5	56,3	55,3	2 a 5	63,1
	Con GD	88,6	1 a 3	40,9	65,8	2 a 5	56,2	56	2 a 5	62,7
	Cog + Eol	87,4	2 a 3	41,7	66,3	2 a 5	55,8	50,4	2 a 5	74,5
	Cog + PV	86,8	2 a 3	42,1	66,1	2 a 5	55,9	50	2 a 5	75

Tabla 3.4.- Transferencia límite de potencia (Sistema de 5 nudos – Caso Contingencia)

En general se observa para ambos casos que el valor de la transferencia límite de potencia depende de la cantidad de GD introducida y de las condiciones generales de funcionamiento, pudiendo así variar el elemento limitador del mismo esquema con situaciones diferentes.

Análisis de estabilidad transitoria

Se han simulado los diferentes casos del sistema de 5 nudos con la herramienta de análisis de estabilidad transitoria descrita en anteriores secciones.

Para ello, se ha sometido a la red a contingencias típicas (en línea y bus) modificando la duración de las mismas hasta obtener el tiempo máximo al que el sistema permanece estable y comparando los valores cuando existe GD y cuando no. La valoración de la estabilidad se hará mediante la representación del ángulo de rotor de los generadores en función del tiempo de simulación (10 segundos). Para la estabilidad transitoria, se tratará un único caso de GD (cogeneración y eólica).

En el caso de las faltas en líneas se ha distinguido si se producen en el extremo cercano o lejano al generador, para estudiar la diferencia de comportamiento y de tiempos en ambas situaciones.

La Tabla 3.5 muestra los tiempos máximos de duración de faltas en líneas con generadores para el funcionamiento del sistema a las 12 h. Si se considera la línea que une los nudos 4 y 2 (en los que no hay generador cuando se trabaja sin GD) y se simula una falta en las cercanías del nudo 4 (línea '4' '2' '1'), el tiempo máximo de falta para el que el sistema se mantiene estable es 1,23. Esto quiere decir que para un tiempo de 1,24 el sistema en estas condiciones se inestabiliza (Figura 3.8). Al introducir GD los tiempos máximos de duración de falta aumentan y para el mismo valor de 1,24 antes manejado el sistema permanece estable (Figura 3.9).

Cuando la falta involucra a nudos con subestaciones, los máximos tiempos también aumentan con la introducción de GD. Es reseñable como la inestabilidad se alcanza antes si la falta ha tenido lugar cerca de la subestación.

Falta en línea	Línea entre buses con generador			
	Subestación		Generador de GD	
	línea '1' '3' '1' (falta cerca del gen)	línea '3' '1' '1'	línea '2' '4' '1' (falta cerca del gen)	línea '4' '2' '1'
Sin GD	1,123	1,19	1,18	1,23
Con GD (Cog + Eol)	1,161	1,382	1,22	1,45

Tabla 3.5.- Estabilidad transitoria del sistema de 5 nudos para faltas en líneas con generadores (Caso 12 h). Tiempos en segundos.

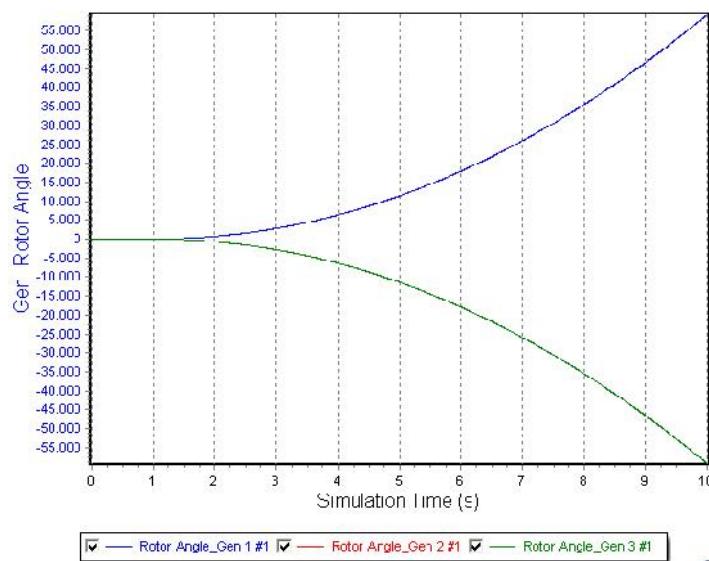


Figura 3.8.- Simulación estabilidad transitoria con tiempo de falta 1.24 s para el sistema de 5 nudos sin GD (Caso 12 h)

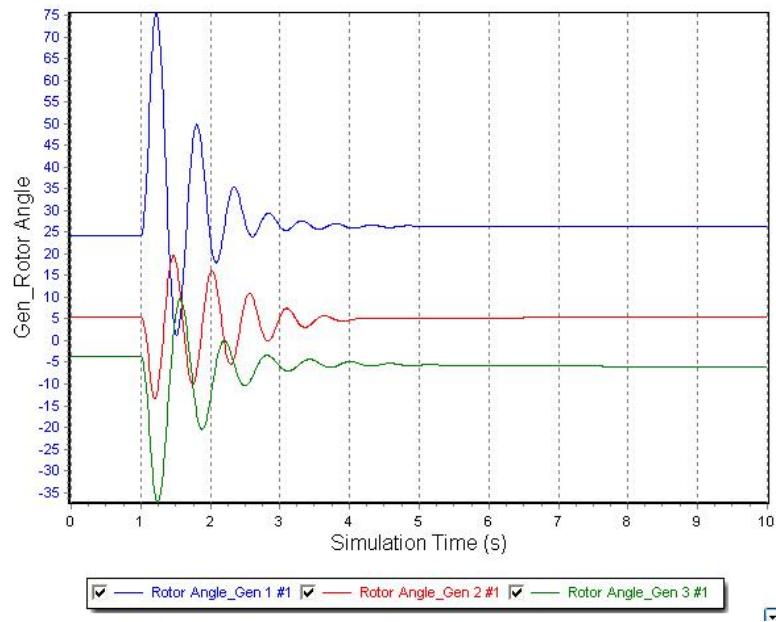


Figura 3.9.- Simulación estabilidad transitoria con tiempo de falta 1,24 para el sistema de 5 nudos con GD (Caso 12 h)

En líneas sin generación de ningún tipo también se consiguen tiempos mayores con la GD en esta situación de operación a 12 h (Tabla 3.6).

Falta en línea	línea entre buses sin gen
	línea '4' '5' '1'
Sin GD	1,22
Con GD (Cog + Eol)	1,41

Tabla 3.6.- Estabilidad transitoria del sistema de 5 nudos para faltas en líneas sin generadores (Caso 12 h). Tiempos en segundos.

En la Tabla 3.7 aparecen los máximos tiempos de duración cuando las faltas tienen lugar en buses con o sin generación, observándose la misma tendencia de mejora.

Falta en bus	bus sin gen	bus con gen
	'5'	'2'
Sin GD	1,2	1,18
Con GD (Cog + Eol)	1,9	1,24

Tabla 3.7.- Estabilidad transitoria del sistema de 5 nudos para faltas en buses (Caso 12 h). Tiempos en segundos.

Para el caso práctico funcionando a 6 h no se aprecian grandes diferencias de tiempos entre el sistema con GD o sin ella. La mejora de esos tiempos depende del bus considerado y de las condiciones de la falta simulada. Valores en Tablas 3.8, 3.9 y 3.10.

Falta en línea	Línea entre buses con generador			
	Subestación		Generador de GD	
	línea '1' '3' '1' (falta cerca del gen)	línea '3' '1' '1'	línea '2' '4' '1' (falta cerca del gen)	línea '4' '2' '1'
Sin GD	1,358	1,192	1,286	1,24
Con GD (Cog + Eol)	1,331	1,2	1,239	1,269

Tabla 3.8.- Estabilidad transitoria del sistema de 5 nudos para faltas en líneas con generadores (Caso 6 h). Tiempos en segundos.

Falta en línea	línea entre buses sin gen	
	línea '4' '5' '1'	
Sin GD	1,23	
Con GD (Cog + Eol)		1,27

Tabla 3.9.- Estabilidad transitoria del sistema de 5 nudos para faltas en líneas sin generadores (Caso 6 h). Tiempos en segundos.

Falta en bus	bus sin gen	bus con gen
	'5'	'2'
Sin GD	1,9	1,287
Con GD (Cog + Eol)	1,955	1,215

Tabla 3.10.- Estabilidad transitoria del sistema de 5 nudos para faltas en buses (Caso 6 h). Tiempos en segundos.

Las Tablas 3.11, 3.12 y 3.13 proporcionan los tiempos de falta para el funcionamiento a las 20 h, donde se aprecia una coherencia con lo visto para el caso de 12 h. Para todos los tipos de faltas escogidos los tiempos máximos de duración de las mismas experimentan un notable aumento con la introducción de GD. Se mantiene la estabilidad del sistema para tiempos muy altos de duración de falta en los casos donde los elementos afectados carecen de generación (línea '4' '5' '1' o bus 5).

Falta en línea	Línea entre buses con generador			
	Subestación		Generador de GD	
	lnea '1' '3' '1' (falta cerca del gen)	lnea '3' '1' '1'	lnea '2' '4' '1' (falta cerca del gen)	lnea '4' '2' '1'
Sin GD	1,208	1,447	1,35	1,54
Con GD (Cog + Eol)	1,242	1,577	1,51	3,2

Tabla 3.11.- Estabilidad transitoria del sistema de 5 nudos para faltas en líneas con generadores (Caso 20 h). Tiempos en segundos.

Falta en línea	lnea entre buses sin gen
	lnea '4' '5' '1'
Sin GD	1,4
Con GD (Cog + Eol)	3,395

Tabla 3.12.- Estabilidad transitoria del sistema de 5 nudos para faltas en líneas sin generadores (Caso 20 h). Tiempos en segundos.

Falta en bus	bus sin gen	bus con gen
	'5'	'2'
Sin GD	3,733	1,3
Con GD (Cog + Eol)	5	1,5

Tabla 3.13.- Estabilidad transitoria del sistema de 5 nudos para faltas en buses (Caso 20 h). Tiempos en segundos.

El análisis de estabilidad transitoria de la red de 5 nudos deja como resultado un aumento de los tiempos máximos de duración de las faltas simuladas ante la introducción aleatoria de Generación Distribuida para las condiciones de operación a altas cargas (12 y 20 h). En el caso de 6 h se observa mayor variabilidad en estos tiempos con y sin GD en función del tipo de la localización y el tipo de falta al que se somete al sistema. Para las tres horas de operación, los mayores tiempos de duración de faltas dentro de la estabilidad se alcanzan en elementos donde no hay presencia de generación.

3.3.2 Sistema real de distribución primaria de 37 nudos

Siguiendo el mismo procedimiento de análisis realizado para la microrred de 5 nudos, se ha evaluado el impacto de la GD en el sistema real de distribución de 37 nudos de la empresa Iberdrola (Figura 3.10). Es una red en la que se distinguen 4 áreas y cuyo nudo de referencia “slack bus” es el 1069. El criterio para el nivel de carga en

cada hora de funcionamiento es el mismo que el del sistema anterior: carga base a las 12 h, un 25% del valor para las 6 h y el 110% de la carga base para las 20 h.

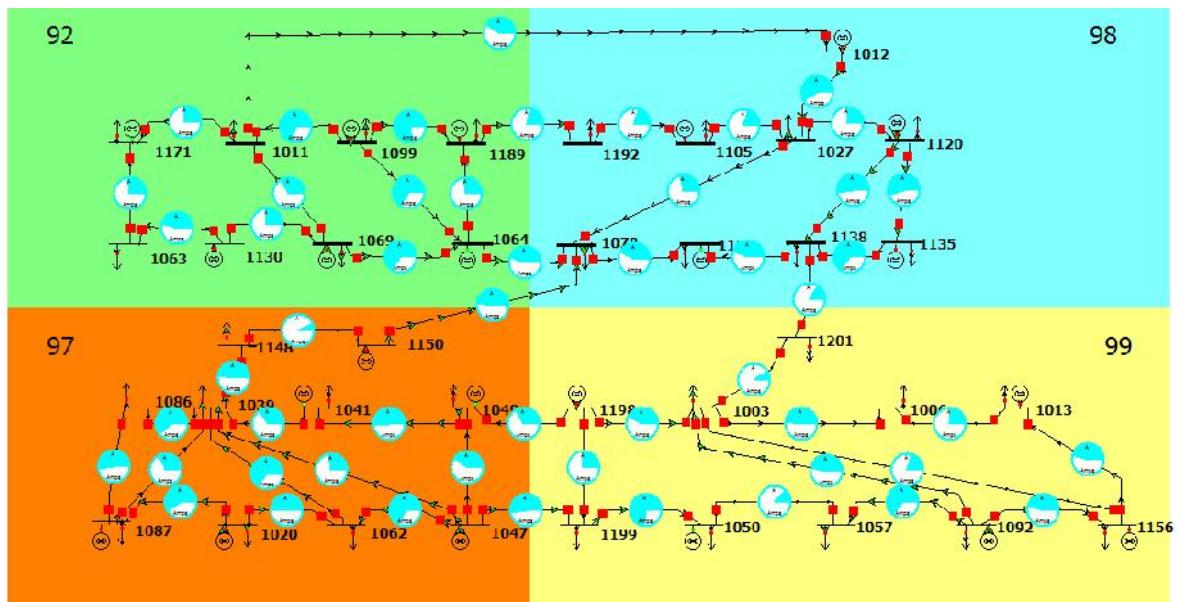


Fig. 3.10.- Sistema real de distribución primaria de 37 nudos

Para este sistema de test, la contribución de cada tipo de Generación Distribuida no está representada por un único generador. Se han conectado múltiples plantas de GD abarcando las 4 áreas de la red, siguiendo la distribución y combinaciones explicada en capítulos anteriores. Se han realizado las simulaciones para el escenario en el que no existe GD y para el que cuenta con introducción de GD en sus diferentes casos.

Flujos de potencia

Se han obtenido los flujos de potencia del sistema para cada hora de funcionamiento. En primer lugar, cuando no existe GD y después con la aportación de las diferentes combinaciones de GD (Tabla 3.14).

Hora: 6:00 h			Potencia total de la red		Potencia de la GD		
			P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	
Sin GD			941,49	261,11	0	0	
Con GD	Cog + Eol	P. Eólica			157	-17	
		P. Cogeneración			112	36	
		Total	928,01	223,12	269	19	
	Cog + Eol + PV	P. Eólica			157	-17	
		P. Cogeneración			112	36	
		P. Fotovoltaica			0,32	141,17	
	Cog + PV	Total	928,19	223,45	269,32	160,17	
		P. Cogeneración			112	36	
		P. Fotovoltaica			0,32	91,23	
		Total	930,59	229,96	112,32	127,23	
Hora: 12:00 h			Potencia total de la red		Potencia de la GD		
			P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	
Sin GD			3803,5	1219,05	0	0	
Con GD	Cog + Eol	P. Eólica			4	0	
		P. Cogeneración			84	27	
		Total	3789,69	1177,46	88	27	
	Cog + Eol + PV	P. Eólica			4	0	
		P. Cogeneración			84	27	
		P. Fotovoltaica			6,64	647,74	
	Cog + PV	Total	3788,57	1172,42	94,64	674,74	
		P. Cogeneración			84	27	
		P. Fotovoltaica			6,64	565,31	
		Total	3787,52	1172,23	90,64	592,31	
Hora: 20:00 h			Potencia total de la red		Potencia de la GD		
			P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	
Sin GD			4195,15	1342,31	0	0	
Con GD	Cog + Eol	P. Eólica			140	-15	
		P. Cogeneración			88	27	
		Total	4159,14	1242,37	228	12	
	Cog + Eol + PV	P. Eólica			140	-15	
		P. Cogeneración			88	27	
		P. Fotovoltaica			0,08	708,66	
	Cog + PV	Total	4158,84	1240,6	228,08	720,66	
		P. Cogeneración			88	27	
		P. Fotovoltaica			0,08	642,73	
		Total	4160,41	1246,98	88,08	669,73	

Tabla 3.14.- Potencia en la red a las 6h, 12h y 20 h. (Sistema de 37 nudos)

Como puede observarse, para esta red de 37 nudos, ante cualquiera de las introducciones de GD consideradas los flujos de potencia disminuyen. Este hecho sucede en los tres modos de operación.

De igual forma que en el sistema de 5 nudos, se aprecian importantes variaciones en la producción a lo largo del día de energías como la eólica y la fotovoltaica, evidenciando su dependencia con las condiciones del medio.

Pérdidas en la red

Con las generaciones y el nivel de carga en cada caso se han obtenido las pérdidas de potencia totales para los escenarios considerados (Tabla 3.15).

		Pérdidas totales (6:00 h)	Pérdidas totales (12:00 h)	Pérdidas totales (20:00 h)
		P (MW)	P (MW)	P (MW)
Sin GD		18.49	113.5	136.15
Con GD	Cog + Eol	5.01	99.69	100.14
	Cog + Eol + PV	5.19	98.57	99.84
	Cog + PV	7.59	97.52	101.41

Tabla 3.15.- Pérdidas en la red a las 6h, 12h y 20 h. (Sistema de 37 nudos)

Para el sistema real de distribución de 37 nudos, las pérdidas se reducen en todos los casos con la introducción de GD.

Por ejemplo, cuando la red opera a las 12 h las pérdidas son de 113,5 MW (3690 MW de carga conectada y 3803,5 MW de generación). Al introducir 94,64 MW de GD (cogeneración, eólica y fotovoltaica), se reducen las pérdidas hasta 98,57 MW.

Variaciones de tensión y estabilidad

En las Figuras 3.11, 3.12 y 3.13 se representan los perfiles de tensión para los casos simulados. En todos ellos la introducción de GD tiende a aumentar los niveles de tensión en los nudos, siendo más notorio ese aumento para 12 y 20 h. El grado de mejora depende de la localización de la GD pero, en general, los perfiles más altos de tensión se dan con la mayor generación (cogeneración, eólica y fotovoltaica).

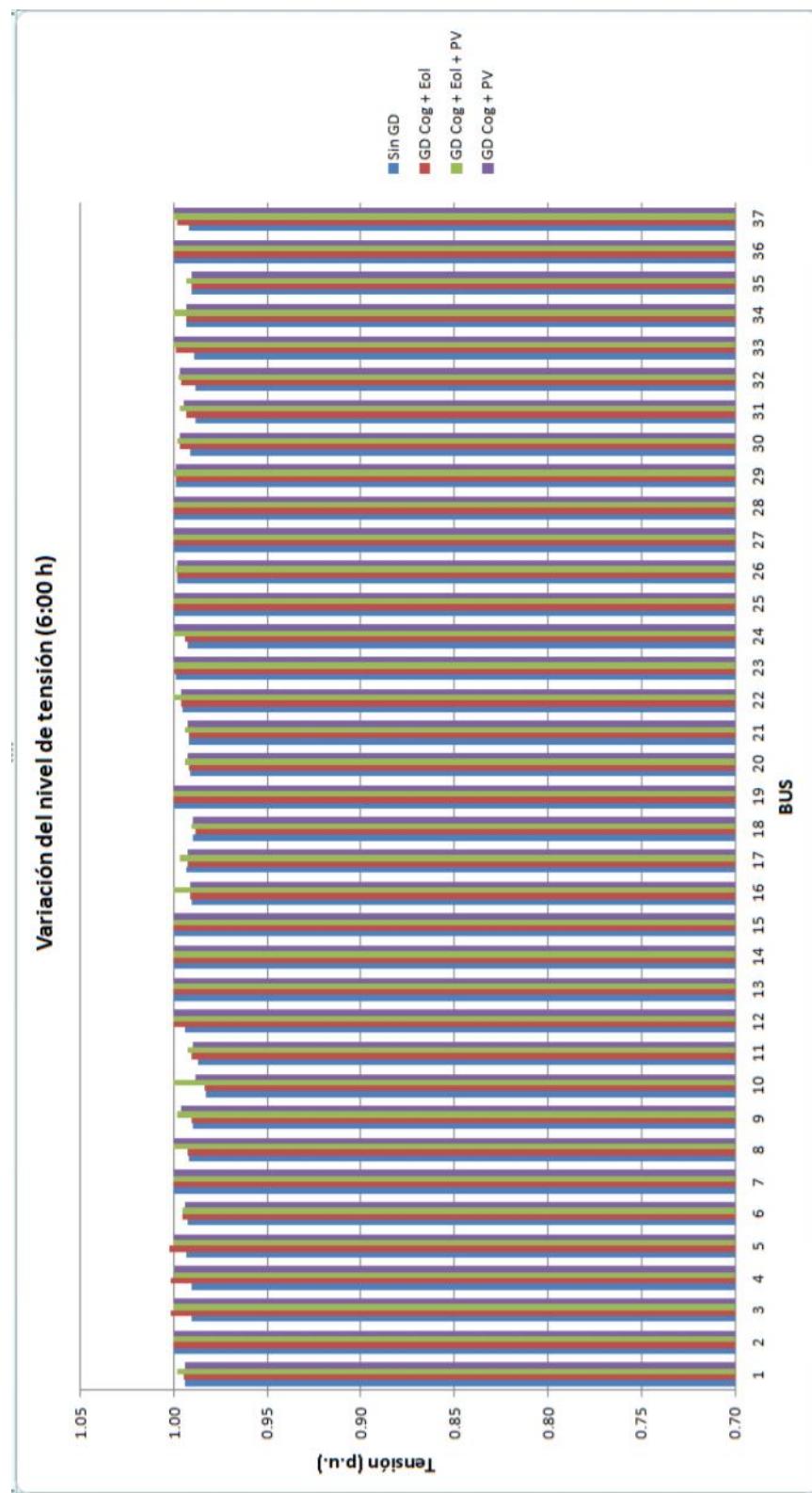


Fig.3.11.- Variación nivel de tensión (Sistema de 37 nudos – 6 h-)

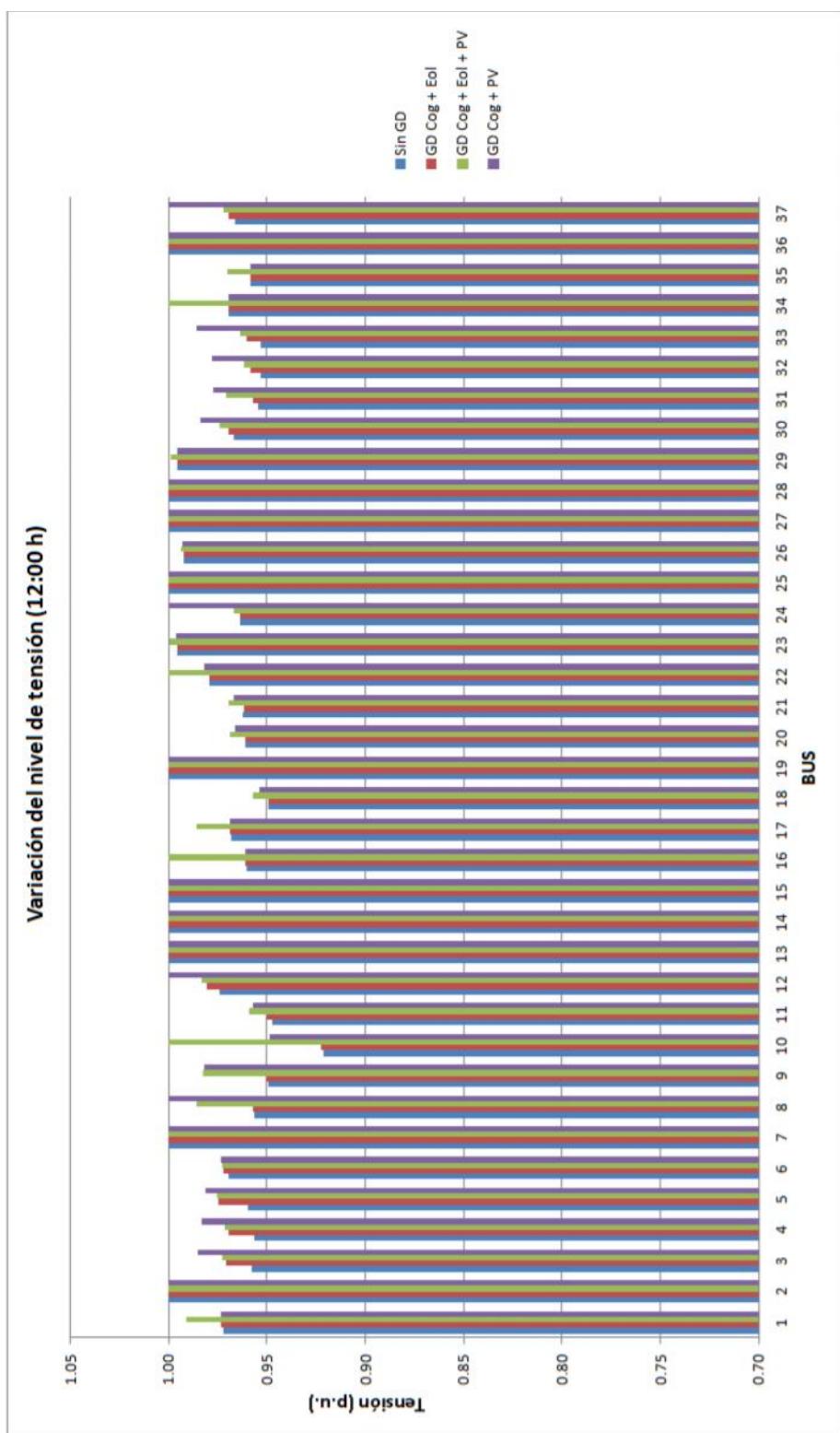


Fig.3.12.- Variación nivel de tensión (Sistema de 37 nudos – 12 h-)

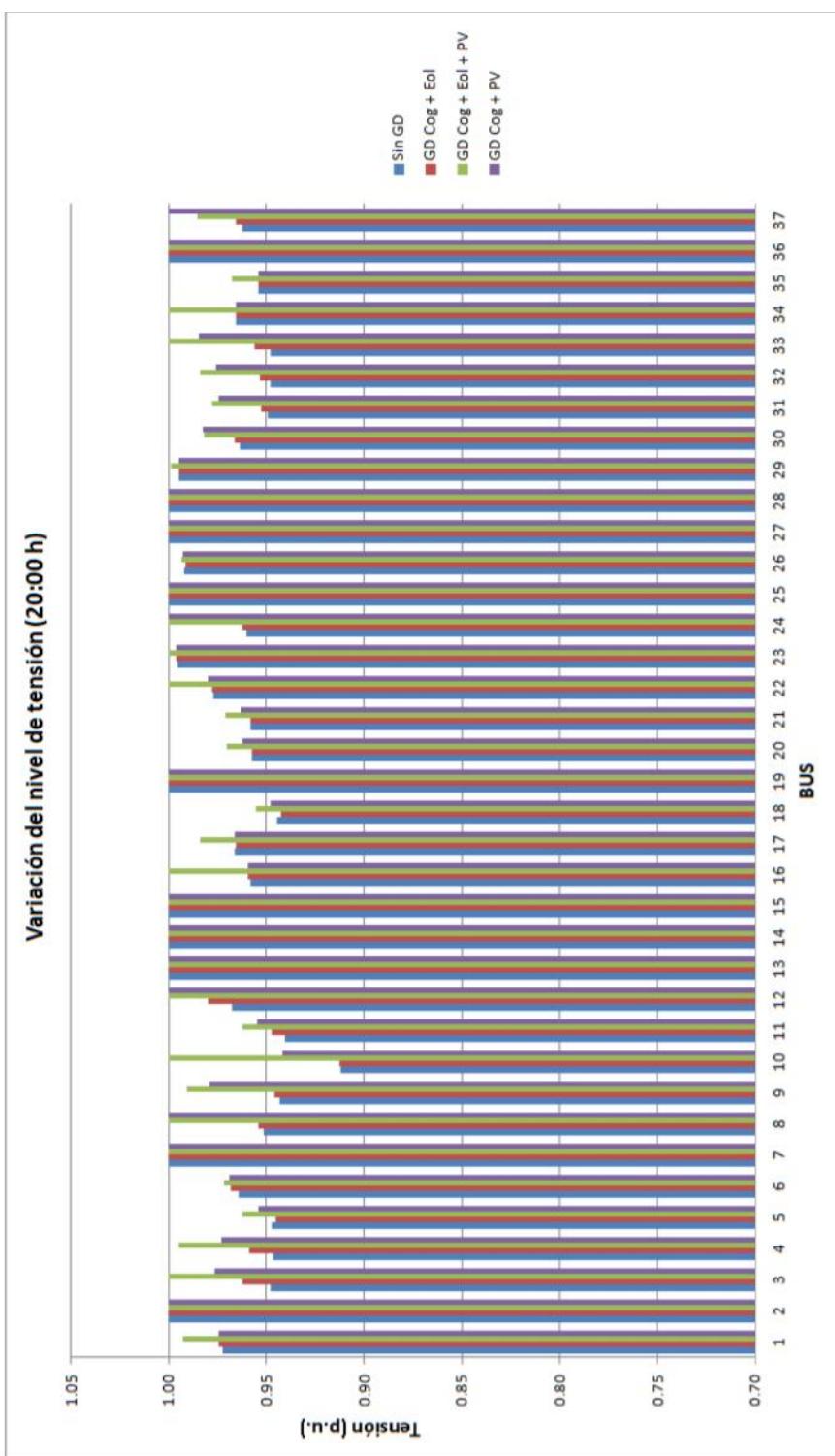


Fig.3.13.- Variación nivel de tensión (Sistema de 37 nudos – 20 h-)

Contribuciones al nivel de fallo

Los efectos de un fallo Línea simple -Tierra en horas de trabajo a máxima carga son los que se han estudiado para obtener la contribución al nivel de fallo en todos los

nudos del sistema (Figura 3.14). Los mayores aumentos de tensión se producen cuando mayor es el número de instalaciones conectadas y el aporte de GD introducido.

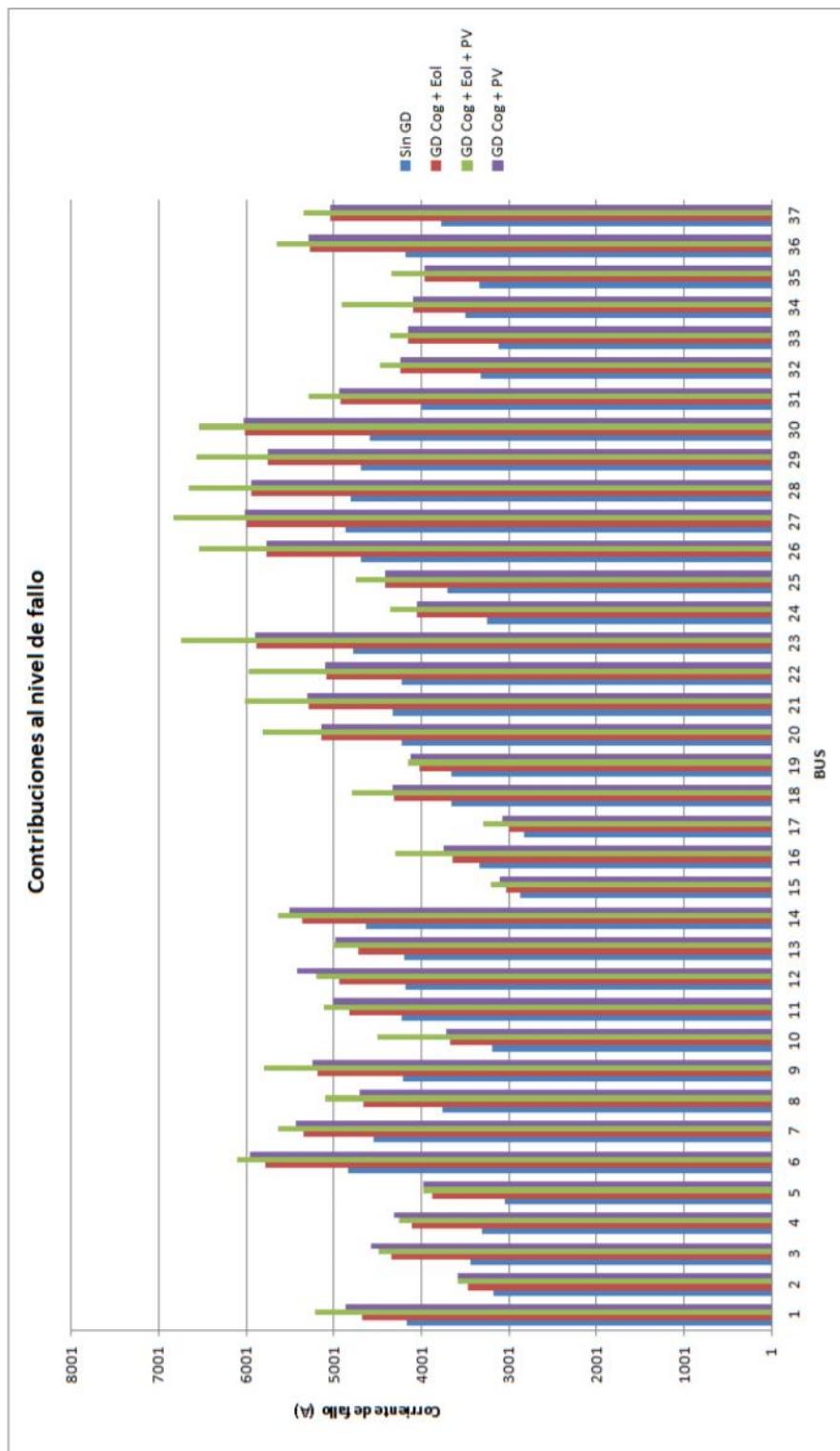


Fig.3.14.- Contribución al nivel de fallo (Sistema de 37 nudos)

Capacidad de Transferencia Disponible (CTDD)

Se ha calculado la máxima cantidad de potencia transferible entre las 4 áreas del sistema (CTDD) y la línea limitante en cada caso para las distintas horas de funcionamiento. En primer lugar, considerando el caso base en funcionamiento normal (Tabla 3.16).

CTDD entre zonas 92 y 98										
	Caso base 6:00 h			Caso base 12:00 h			Caso base 20:00 h			
	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	
Sin GD	219	1012 a 1011	27	143,9	1012 a 1011	52	196,8	1012 a 1011	34,4	
Con GD	Cog + Eol	264,6	1012 a 1011	11,8	174,3	1012 a 1011	41,9	182,8	1012 a 1011	39,1
	Cog + Eol + PV	263,9	1012 a 1011	12,1	195,5	1012 a 1011	34,8	182,4	1012 a 1011	39,2
	Cog + PV	265	1012 a 1011	11,7	175	1012 a 1011	41,7	227,8	1012 a 1011	24,1

CTDD entre zonas 98 y 97										
	Caso base 6:00 h			Caso base 12:00 h			Caso base 20:00 h			
	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	
Sin GD	444,4	1150 a 1078	11,2	253,2	1150 a 1078	52	225,4	1150 a 1078	58,3	
Con GD	Cog + Eol	436,7	1150 a 1078	12,7	257,3	1150 a 1078	51	274,2	1150 a 1078	57,8
	Cog + Eol + PV	439,7	1150 a 1078	12,1	278,8	1150 a 1078	46,1	247,5	1150 a 1078	52,7
	Cog + PV	457,2	1150 a 1078	10,6	257,4	1150 a 1078	51	228,7	1150 a 1078	57,3

CTDD entre zonas 98 y 99										
	Caso base 6:00 h			Caso base 12:00 h			Caso base 20:00 h			
	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	
Sin GD	197,5	1138 a 1201	34,2	219,7	1138 a 1201	26,8	207	1138 a 1201	31,1	
Con GD	Cog + Eol	271,2	1138 a 1201	9,7	246,1	1138 a 1201	18	285,4	1138 a 1201	4,9
	Cog + Eol + PV	267,9	1138 a 1201	10,8	258,9	1138 a 1201	13,7	276,6	1138 a 1201	7,8
	Cog + PV	247,9	1138 a 1201	17,4	246,3	1138 a 1201	17,9	250,1	1138 a 1201	16,7

CTDD entre zonas 97 y 99										
	Caso base 6:00 h			Caso base 12:00 h			Caso base 20:00 h			
	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	
Sin GD	262,9	1049 a 1198	12,4	142,7	1047 a 1199	52,4	127,1	1047 a 1199	57,6	
Con GD	Cog + Eol	259	1047 a 1199	13,7	144,7	1047 a 1199	51,8	110,7	1047 a 1199	63,1
	Cog + Eol + PV	259,6	1047 a 1199	13,5	152	1047 a 1199	49,3	115,6	1047 a 1199	61,5
	Cog + PV	269,6	1047 a 1199	10,2	144,5	1047 a 1199	51,8	125	1047 a 1199	58,3

Tabla 3.16.- Transferencia límite de potencia (Sistema de 37 nudos – Caso base)

Para este caso se observa que al introducir GD el valor de la máxima capacidad de transferencia dependerá de la localización y tipo de GD conectada. Destacable la CTDD entre las zonas 98 y 99 que aumenta con la instalación de cualquier combinación de GD para todas las horas de funcionamiento.

Otro ejemplo de lo expuesto es la CTDD entre las zonas 92 y 98 operando a las 20 h. Con la conexión de las plantas de cogeneración y fotovoltaica aumenta de 196,8 MVA (sin GD) a 227,8 MVA. Sin embargo, cuando se instala cogeneración y eólica, la CTDD se reduce a 182,8 MVA.

En general, el elemento limitante se mantiene en los diferentes modos de operación.

Tras el funcionamiento del caso base, se hace el mismo cálculo de CTDD, esta vez, sometiendo al sistema a una contingencia abriendo 2 líneas: línea de 1099 a 1064 (area 92) y línea de 1039 a 1062 (area 97). Los resultados en la Tabla 3.17

CTDD entre zonas 92 y 98									
Caso base 6:00 h			Caso base 12:00 h			Caso base 20:00 h			
	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit
Sin GD	216,1	1012 a 1011	28	118,3	1012 a 1011	60,6	175,7	1012 a 1011	41,4
Con GD	Cog + Eol	267,5	1012 a 1011	10,8	158,8	1012 a 1011	47,7	195,6	1012 a 1011
	Cog + Eol + PV	266,7	1012 a 1011	11,1	177	1012 a 1011	41	179,9	1012 a 1011
	Cog + PV	261,5	1012 a 1011	12,8	158,8	1012 a 1011	47,1	224,8	1012 a 1011

CTDD entre zonas 98 y 97									
Caso base 6:00 h			Caso base 12:00 h			Caso base 20:00 h			
	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit
Sin GD	443,2	1150 a 1078	11,4	248,8	1150 a 1078	53	220,8	1150 a 1078	59,4
Con GD	Cog + Eol	437,7	1150 a 1078	12,5	271,7	1150 a 1078	47,7	245,9	1150 a 1078
	Cog + Eol + PV	440	1150 a 1078	12,1	288,2	1150 a 1078	44,4	255	1150 a 1078
	Cog + PV	449,6	1150 a 1078	10,1	279	1150 a 1078	46,1	249,8	1150 a 1078

CTDD entre zonas 98 y 99									
Caso base 6:00 h			Caso base 12:00 h			Caso base 20:00 h			
	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit
Sin GD	196,8	1138 a 1201	34,4	206,7	1138 a 1201	31,2	191	1138 a 1201	36,5
Con GD	Cog + Eol	289,4	1138 a 1201	10,3	242,3	1138 a 1201	19,2	285,2	1138 a 1201
	Cog + Eol + PV	267,8	1138 a 1201	10,8	246,8	1138 a 1201	17,7	278	1138 a 1201
	Cog + PV	249,7	1138 a 1201	16,8	242,7	1138 a 1201	19,1	261,6	1138 a 1201

CTDD entre zonas 97 y 99									
Caso base 6:00 h			Caso base 12:00 h			Caso base 20:00 h			
	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit	CTDD (MVA)	limitador	% de MVA limit
Sin GD	262,1	1049 a 1198	12,7	143	1047 a 1199	52,3	128	1047 a 1199	57,3
Con GD	Cog + Eol	257,7	1047 a 1199	14,1	143,1	1047 a 1199	52,3	108,1	1047 a 1199
	Cog + Eol + PV	257,9	1047 a 1199	14	148,7	1047 a 1199	50,4	115	1047 a 1199
	Cog + PV	268,4	1047 a 1199	10,8	142,8	1047 a 1199	52,4	124,1	1047 a 1199

Tabla 3.17.- Transferencia límite de potencia (Sistema de 37 nudos – Caso Contingencia)

Con el sistema influido por la contingencia descrita, se observa que en la mayoría de situaciones de funcionamiento la CTDD aumenta en las 4 áreas ante la introducción de GD. Las líneas que limitan esa transferencia de potencia se mantienen tambien para casi todos los casos.

Análisis de estabilidad transitoria

Para este análisis se vuelve a utilizar la herramienta de estabilidad transitoria anteriormente explicada. Se procederá de igual forma que para el sistema de 5 nudos,

simulando diversas contingencias para obtener tiempos máximos de falta trabajando con GD (caso cogeneración + eólica) y sin ella.

Las primeras contingencias afectan a las líneas. Se han simulado faltas en uno o incluso dos líneas, con generadores o sin ellos, o en el extremo cercano a la generación o bien alejado de ésta. Después también se analizan faltas en buses, con o sin generador.

La tabla 3.18 muestra los resultados de estabilidad transitoria para las faltas simuladas a las 6 h. En general, con la inclusión de GD se aumentan los tiempos de duración de falta a la que el sistema permanece estable, si bien hay 2 situaciones en las que empeora (bus '1003' sin generador y líneas abiertas '1099' '1011' '1' y '1198' '1199' '1'), con lo que se extrae la dependencia con la localización del elemento y la generación.

Falta en línea	línea entre buses sin gen	
	linea '1133' '1078' '1'	
Sin GD		1.41
Con GD (Cog + Eol)		1.97

Falta en línea	Línea entre buses con generador			
	Subestación		Generador de GD	
linea '1099' '1011' '1' (falta cerca del gen)	linea '1011' '1099' '1'		linea '1105' '1192' '1' (falta cerca del gen)	linea '1192' '1105' '1'
Sin GD	1.1	1.06	1.105	1.09
Con GD (Cog + Eol)	1.21	1.7	1.434	1.95

Falta en línea	líneas entre buses con y sin generador	
	línea '1099' '1011' '1' línea '1198' '1199' '1'	línea '1011' '1099' '1' línea '1199' '1198' '1'
Sin GD	1.121	1.07
Con GD (Cog + Eol)	1.056	1.31

Falta en bus	bus sin generador	bus con generador (subest)	bus con generador (GD)
	'1003'	'1120'	'1135'
Sin GD	1.358	1.13	1.194
Con GD (Cog + Eol)	1.293	1.21	1.367

Tabla 3.18.- Estabilidad transitoria del sistema de 37 nudos (Caso 6 h). Tiempos en segundos.

Como se ve en la Tabla 3.19, que muestra los resultados para las 20 h, cuando no existe GD el sistema es inestable ante todas las contingencias planteadas con independencia del tiempo establecido y la localización del elemento que sufra la falta. Ante la introducción aleatoria de GD, el sistema admite contingencias pudiendo prolongarse su duración hasta los valores dados. Si, por ejemplo, se revisa la falta de la línea '1135' '1138' '1', se pasa de la situación inestable para cualquier valor de tiempo

mostrada en la Figura 3.15, a otra en la que, con un tiempo de falta de 1,059 segundos, el sistema es estable (Figura 3.16).

Falta en línea	línea entre buses sin gen		línea entre buses con generador	
	linea '1133' '1078' '1'	linea '1135' '1038' '1' (falta cerca del gen)	linea '1135' '1038' '1'	linea '1038' '1135' '1'
Sin GD	inestable	inestable	inestable	inestable
Con GD (Cog + Eol)	1.105	1.059	1.056	1.056

Falta en línea	líneas entre buses con y sin generador	
	linea '1133' '1078' '1' línea '1135' '1038' '1'	linea '1078' '1133' '1' línea '1038' '1135' '1'
Sin GD	inestable	inestable
Con GD (Cog + Eol)	1.056	1.049

Falta en bus	bus sin generador	bus con generador (subest)	bus con generador (GD)
	'1003'	'1120'	'1135'
Sin GD	inestable	inestable	inestable
Con GD (Cog + Eol)	1.061	1.032	1.059

Tabla 3.19.- Estabilidad transitoria del sistema de 37 nudos (Caso 20 h). Tiempos en segundos.

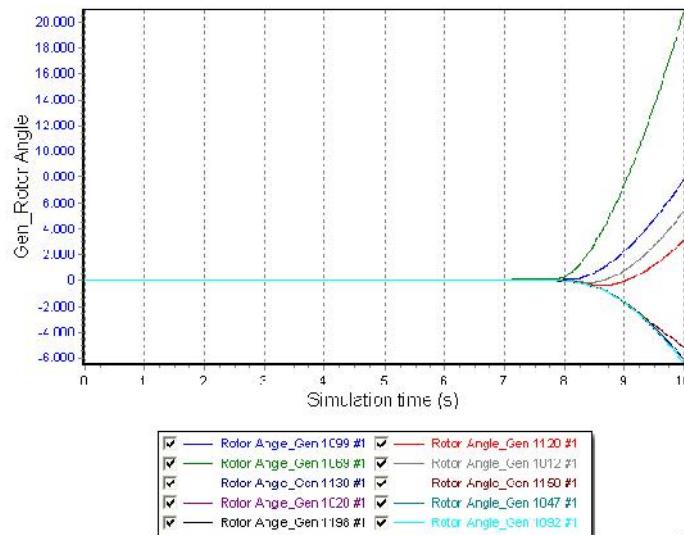


Figura 3.15.- Simulación estabilidad transitoria sin GD para falta en línea '1135' '1138' '1' en el sistema de 37 nudos (Caso 20 h)

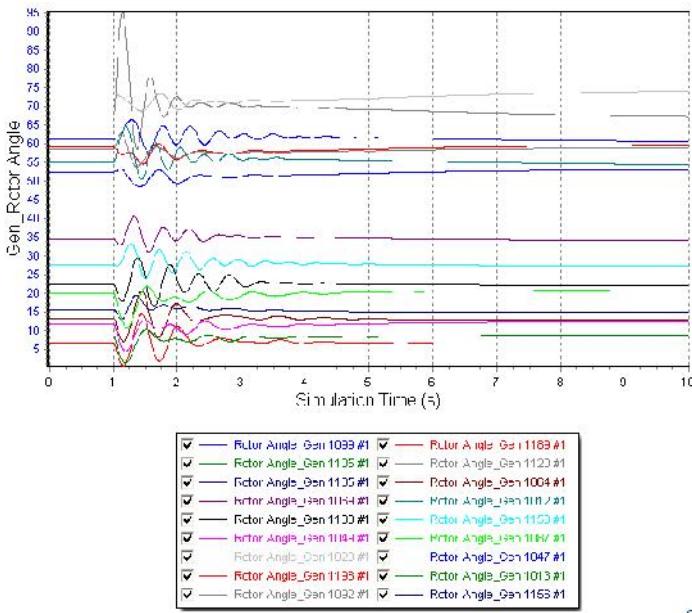


Figura 3.16.- Simulación estabilidad transitoria con GD para falta en línea '1135' '1138' '1' en el sistema de 37 nudos (Caso 20 h)

Funcionando a las 12 h sucede algo similar al caso anterior. Con las características de la red adoptada de la referencia [1], se produce inestabilidad sin GD ante las contingencias seleccionadas o bien sólo se admiten tiempos de duración casi despreciables (Tabla 3.20). Con la introducción en el sistema de GD aumenta la duración de las faltas en todos los casos o bien se opera de forma estable en las situaciones donde previamente no lo hacía. En las Figuras 3.17 y 3.18, que corresponden a la falta en línea '1120' '1138' '1', se evidencia este hecho.

Falta en línea	línea entre buses sin gen	
	línea '1133' '1078' '1'	
Sin GD		1.001
Con GD (Cog + Eol)		1.021

Falta en línea	Línea entre buses con generador			
	Subestación		Generador de GL	
	línea '1120' '1138' '1' (falta cerca del gen)	línea '1138' '1120' '1'	línea '1135' '1138' '1' (alta cerca del gen)	línea '1138' '1135' '1'
Sin GD	1.0004	1.001	1.002	1.0017
Con GD (Cog + Eol)	1.008	1.062	1.071	1.083

Falta en línea	líneas entre buses con y sin generador		
	línea '1120' '1138' '1'	línea '1138' '1120' '1'	línea '1133' '1078' '1'
	línea '1078' '1133' '1'	línea '1138' '1120' '1'	línea '1133' '1078' '1'
Sin GD	1.0001	1.0005	
Con GD (Cog + Eol)	1.003	1.047	

Falta en bus	bus sin generador	bus con generador (subest)	bus con generador (GD)
	'1003'	'1120'	'1135'
Sin GD	inestable	inestable	1.001
Con GD (Cog + Eol)	1.051	1.015	1.073

Tabla 3.20.- Estabilidad transitoria del sistema de 37 nudos (Caso 12 h). Tiempos en segundos.

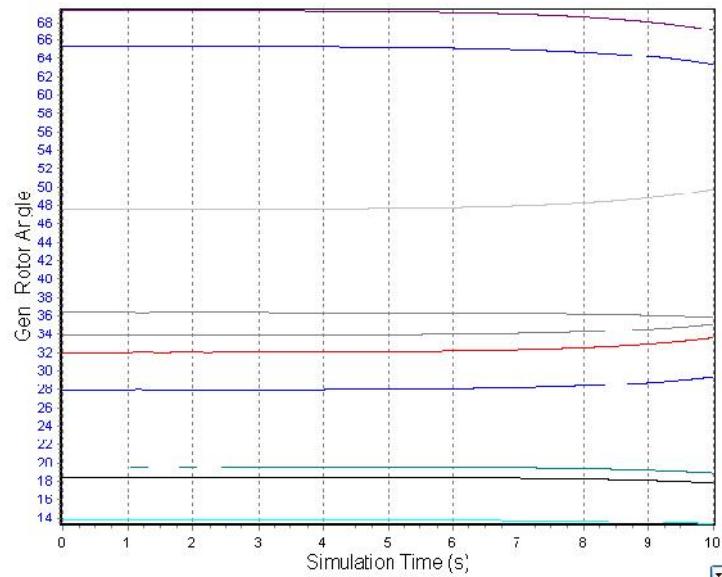


Figura 3.17.- Simulación estabilidad transitoria sin GD para falta en línea '1120' '1138' '1' en el sistema de 37 nudos (Caso 12 h)

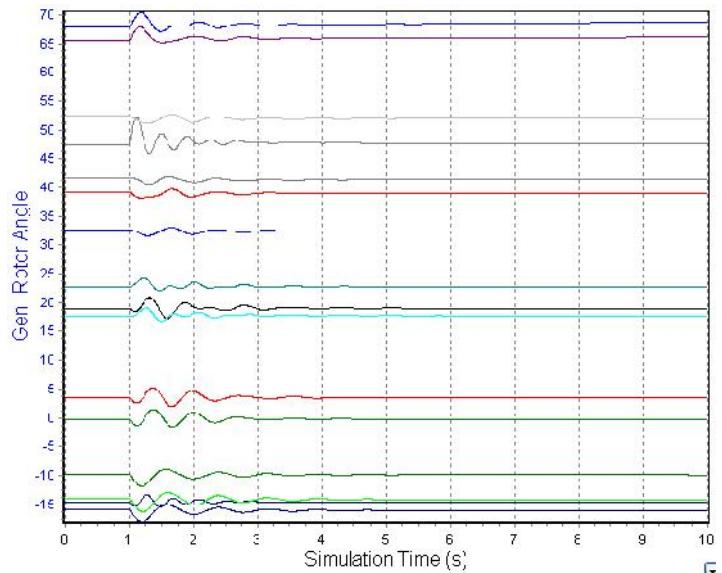


Figura 3.18.- Simulación estabilidad transitoria con GD para falta en línea '1120' '1138' '1' en el sistema de 37 nudos (Caso 12 h, tiempos de falta 1,006 s)

4. Conclusiones

A continuación se exponen las conclusiones obtenidas tras las simulaciones y trabajo de análisis realizado para determinar la influencia de la Generación Distribuida en los sistemas de distribución.

4.1 Conclusiones finales

El estudio realizado sobre dos sistemas de distribución primaria en diferentes escenarios, condiciones y horas de funcionamiento arroja las siguientes conclusiones:

- Tras conectar a la red diferentes aportaciones de GD los flujos de potencia disminuyen (salvo puntuales excepciones), pudiendo producirse una inversión de sentido del flujo de potencia e inyectarse potencia en la red de transporte.
- Con la GD se contribuye a reducir las pérdidas en la red donde se opera. Optimizar la localización y producción de estas generaciones es un papel importante en el diseño de los sistemas, ya que se pueden lograr importantes mejoras en este parámetro.
- Los perfiles de tensión también se ven mejorados al introducir GD, si bien el nivel de mejora varía dependiendo del nudo considerado. Se aprecia influencia de la localización de los generadores conectados y los perfiles de tensión más altos tienen lugar ante el mayor aporte de GD.
- Otra consecuencia destacable del análisis realizado es que la GD aumenta las corrientes de fallo al considerarse una falta Línea simple –Tierra. Los mayores aumentos de la corriente de fallo se producen al conectar una mayor cantidad de instalaciones y GD.
- En cuanto a la máxima capacidad de transferencia dentro del sistema, su valor depende de la localización y cantidad de generación aportada, dándose casos en los que la CTDD aumenta para una combinación de GD y disminuye para otra. Los elementos limitantes también pueden ser diferentes en diversas situaciones de una misma red.
- Realizado el análisis de estabilidad transitoria de los casos test, se concluye que la introducción aleatoria de GD supone una mejora importante de la estabilidad del sistema. Con GD se aumentan los máximos tiempos de falta a los que se puede operar dentro de la estabilidad y también en este escenario de funcionamiento se llegan a estabilizar sistemas que se mostraban inestables para cualquier duración de falta sin GD. Se advierte la influencia que tienen las

faltas producidas en las cercanías de los generadores, que presentan tiempos máximos de duración más reducidos.

4.2 Aportación del PFC

Ha sido el propósito de este proyecto completar una evaluación del impacto que tiene la introducción de la GD en los sistemas de distribución para que tuviera cierta utilidad de cara a posibles investigaciones en casos reales sobre la materia. Para tratar de aportar ese valor al trabajo se ha escogido como uno de los casos analizados una red real de la empresa Iberdrola.

Se han tomado como sistemas a analizar redes ya tratadas en otros estudios anteriores pero, el enfoque que da este proyecto, es desde el punto de vista de la funcionalidad. Las simulaciones realizadas para cada situación planteada otorgan una nueva perspectiva a la hora de diseñar un sistema de distribución. Con los resultados obtenidos se ha observado la importancia de optimizar la localización de los generadores conectados, así como la combinación de las producciones. También trascienden de estas simulaciones pautas para el diseño del sistema teniendo en cuenta la estabilidad. Estas ideas son menos intuitivas de alcanzar en un trabajo puramente teórico.

Considerar diferentes combinaciones de Generación Distribuida proveniente de variadas fuentes primarias y la amplia gama de contingencias tratadas, han proporcionado un elevado número de casos y subcasos prácticos, para que las conclusiones extraídas pudieran tomarse como una regla estable y no sólo como el resultado de unas condiciones de operación concretas.

Bibliografía

- [1] Segura Heras I., tesis doctoral “*Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica*”, Universidad Politécnica de Valencia, 2005
- [2] Jenkins,N., Allan, R., Crossley, P. y Strbac, G. “*Embedded Generation*” The Institution of Electrical Engineers (2000).
- [3] Homer energy software, <http://homerenergy.com/software.html>, Suite B, Boulder, CO 80304, USA, 2009
- [4] Kundur, P. “*Power System Stability and Control*”, McGraw-Hill Inc., New York, USA, 1994
- [5] Masters, C.L., “*Volatge Rise, the big issue when connecting embedded generation to long 11kV overhead Line*”, Power Engineering Journal, Feb 2002, pp 5-12
- [6] Dobson, I. et.al, “*Electric Power Transfer Capability: Concepts, Applications, Sensitivity and Uncertainty*”, www.pserc.cornell.edu/tcc/tutorial/TCC\Tutorial.pdf
- [7] Ilic M., Galiana F., et al., “*Transmission capacity in power networks*”, ELECTRICAL POWER & ENERGY SYSTEM, VOL. 20, NO. 2, PP. 99-110, 1998
- [8] Kundur P., Paserba J. “*Definition and classification of power system stability*” IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions 2008
- [9] Pavella M. Murphy P., “*Transient Stability of Power Systems, Theory an d Practice*” John Wiley&Sons 1994
- [10] Powerworld Simulator 16 User’s Guide, Powerworld Corporation 2011, <http://www.powerworld.com>
- [11] Overbye T. Weber J., “*Quick Start for Using PowerWorld Simulator with Transient Stability*” PowerWorld Corporation 2011, weber@powerworld.com

Anexo A. Implementación de modelos y producciones para la Generación Distribuida

A.1 Modelo de producción de generación eólica

A.1.1 Implementación del modelo

El software desarrollado para implementar el modelo se ha realizado en lenguaje de programación Visual Basic 6.0 y presentado de forma que su utilización sea fácil para el usuario. La entrada de datos se realiza mediante una pantalla como la de la Figura A.1.

The screenshot shows a Microsoft Windows application window titled "Viento". At the top, there are three input fields: "Valor de n:" with value 4, "Valor de m:" with value 5, and "Valor de k:" with value 100. Below these, a label reads "Valores de los parámetros Weibull (alpha y c) y valores de las correlaciones teóricas que se quieren alcanzar:". A 10x10 grid table follows, with columns labeled 1, 2, 3, and 4, and rows labeled alpha, c, Pz1, Pz2, Pz3, Pz4, t, Vmin, Vmax, Vext, Pfallo, and R. The values in the table are as follows:

	1	2	3	4
alpha	14	15	16	16
c	1,7	1,8	2	2,2
Pz1	1	0,87	0,83	0,84
Pz2	0,87	1	0,91	0,89
Pz3	0,83	0,91	1	0,86
Pz4	0,84	0,89	0,86	1
t	30	30	30	30
Vmin	4	4	4	4
Vmax	15	15	15	15
Vext	25	25	25	25
Pfallo	0,03	0,03	0,03	0,03
R	1	1	1	1

At the bottom center is a button labeled "Calcular".

Fig. A.1. Pantalla de introducción de datos (Modelo de Parques Eólicos)

La pantalla queda configurada con la introducción de los siguientes datos:

- “n” parques eólicos a considerar.
- “m” variables necesarias para el algoritmo que calcula las velocidades de viento correladas, que debe ser mayor que “n”.
- “k” numero de velocidades que queremos obtener.
- “alpha” factor de escala de la distribución de Weibull del viento en cada parque eólico.
- “c” factor de forma de la distribución de Weibull del viento en cada parque eólico
- “Pz” matriz de correlación entre las velocidades del viento entre los distintos parques eólicos.
- “t” numero de generadores eólicos en cada parque.
- “v” velocidad mínima del viento a partir de la cual empieza a suministrar potencia eléctrica el generador eólico.
- “vmin” velocidad mínima del viento a partir de la cual empieza a suministrar potencia eléctrica el generador eólico.
- “vmin” velocidad mínima del viento a partir de la cual empieza a suministrar potencia eléctrica el generador eólico.
- “vmin” velocidad máxima del viento a partir de la cual el generador eólico suministra su potencia nominal.
- “vmax” velocidad extrema del viento a partir de la cual el rotor de la turbina eólica se bloquea y se para evitar daños.
- “pext” probabilidad de fallo de los generadores eólicos de cada parque
- “R” potencia nominal de los generadores eólicos de cada parque.

Una vez introducido los datos anteriores, al ejecutar el programa se obtiene una tabla de resultados, (Tabla A.1), en la cual cada columna contiene los siguientes:

- Columna 1: “Fecha/Hora”.

Contiene la fecha y hora a la que corresponden los datos de cada fila, velocidades, nº de turbinas disponibles y potencia generada. Para coincidir con la toma de datos real de velocidades de viento, se ha asociado una diferencia de 10 minutos entre cada fila de datos generados.

Date/Hour	z1	z2	z3	z4	t1	t2	t3	t4	P1	P2	P3	P4
13/10/2004 14:42	14,01	16,82	13,72	14,72	26	28	29	29	21,77	28,00	23,04	27,62
13/10/2004 14:52	7,73	8,94	8,18	9,73	28	28	30	28	5,34	7,72	6,62	9,52
13/10/2004 15:02	6,68	8,20	12,23	9,33	30	29	28	30	3,81	6,43	16,65	9,22
13/10/2004 15:12	9,14	7,69	7,23	7,83	28	29	30	29	8,17	5,45	4,77	5,71
13/10/2004 15:22	4,40	7,09	7,37	6,47	29	30	30	30	0,47	4,52	5,02	3,45
13/10/2004 15:32	10,16	11,03	12,73	14,58	29	30	30	30	10,97	13,86	19,73	27,86
13/10/2004 15:42	4,82	6,83	5,96	6,09	30	29	28	28	1,02	3,93	2,46	2,66
13/10/2004 15:52	6,47	6,23	6,40	6,19	28	30	29	29	3,23	3,07	3,22	2,90
13/10/2004 16:02	3,52	3,19	2,82	3,18	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
13/10/2004 16:12	7,03	6,04	6,52	8,32	30	29	28	29	4,42	2,67	3,30	6,68
13/10/2004 16:22	10,30	10,38	9,65	9,62	30	30	29	27	11,72	11,94	9,68	8,93
13/10/2004 16:32	5,47	9,92	9,64	9,69	29	30	30	26	1,85	10,69	9,97	8,75
13/10/2004 16:42	9,25	7,69	7,34	9,41	28	28	30	30	8,40	5,27	4,97	9,40
13/10/2004 16:52	1,88	1,83	2,37	2,46	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla A.1. Presentación de resultados (Modelo de Parques Eólicos)

- Columnas 2 -5: “z1, z2, z3,,zN”

Estas columnas contienen las velocidades del viento correladas en los distintos parques eólicos. En el ejemplo de la Tabla A.1, hay 4 columnas al tratarse de 4 parques eólicos y cada una de las columnas z1, z2, z3, y z4 contiene las velocidades del viento en cada parque determinadas para un intervalo de tiempo de 10 minutos.

- Columnas 6 -9: “t1, t2, t3,,tN”

Estas columnas contienen el número de generadores eólicos disponibles en cada momento en los distintos parques eólicos. En el ejemplo de la Tabla A.1, se tienen 4 columnas (por ser 4 parques) y cada una de ellas t1, t2, t3 y t4 contiene el número de turbinas disponible en los distintos parques eólicos en cada instante, determinadas mediante el cálculo probabilístico anteriormente descrito.

- Columnas 10 -13: “P1, P2, Pz3,,PN”

Estas columnas contienen las potencias eléctricas generadas en cada momento en los distintos parques eólicos. En el ejemplo de la Tabla A.1, se tienen 4 columnas (por ser 4 parques) y cada una de ellas P1, P2, P3, y P4 contiene la potencia eléctrica generada en cada parque, determinada teniendo en cuenta el número de generadores eólicos disponibles y la curva de potencia de cada generador.

A.2.2. Producción eléctrica de parques eólicos durante un día

Datos de entrada

Viento

Valor de n: Valor de m: Valor de k:

Valores de los parámetros Weibull (alpha y c) y valores de las correlaciones teóricas que se quieren alcanzar:

	1	2	3	4
alpha	14	15	16	16
c	1,7	1,8	2	2,2
Pz1	1	0,87	0,83	0,84
Pz2	0,87	1	0,91	0,89
Pz3	0,83	0,91	1	0,86
Pz4	0,84	0,89	0,86	1
t	50	50	50	50
Vmin	4	4	4	4
Vmax	15	15	15	15
Vext	25	25	25	25
Pfallo	0,03	0,03	0,03	0,03
R	1	1	1	1

Potencia eléctrica generada en los parques eólicos (6:00 h, 12:00 h, 20:00h)

Date/Hour	z1	z2	z3	z4	t1	t2	t3	t4	P1	P2	P3	P4
13/12/2004 19:06	5,16	7,50	8,36	9,87	49	47	48	48	2,41	8,27	11,18	16,91
13/12/2004 19:16	15,74	8,44	9,32	12,95	48	48	46	49	48,00	11,49	14,06	33,61
13/12/2004 19:26	6,84	5,70	3,51	5,26	48	47	0	48	6,53	3,52	0,00	2,58
13/12/2004 19:36	10,09	10,62	12,97	10,03	50	50	49	49	18,57	21,07	33,77	17,96
13/12/2004 19:46	12,30	10,40	14,69	13,03	48	48	48	49	28,98	19,19	45,46	34,16
13/12/2004 19:56	7,38	10,98	11,74	14,47	49	48	48	50	8,24	21,93	25,83	45,50
13/12/2004 20:06	16,43	17,23	17,96	16,68	49	48	46	46	49,00	48,00	46,00	46,00
13/12/2004 20:16	3,90	7,48	5,92	4,65	0	48	50	49	0,00	8,36	4,30	1,30
13/12/2004 20:26	33,24	31,75	35,71	24,37	0	0	0	47	0,00	0,00	0,00	47,00
13/12/2004 20:36	7,25	7,79	7,56	7,09	49	47	48	49	7,85	9,14	8,62	7,37
13/12/2004 20:46	7,69	7,71	8,31	7,01	48	49	50	49	9,02	9,27	11,48	7,15
13/12/2004 20:56	18,90	17,27	10,87	19,45	46	49	47	48	46,00	49,00	20,96	48,00

14/12/2004 5:06	3,72	3,12	2,42	3,14	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
14/12/2004 5:16	2,07	3,13	4,06	3,75	0	0	49	0	0,00	0,00	0,11	0,00	
14/12/2004 5:26	32,68	32,24	34,10	26,16	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
14/12/2004 5:36	11,57	13,08	14,69	10,43	47	49	49	49	24,38	34,46	46,37	19,75	
14/12/2004 5:46	6,39	6,93	6,97	6,34	49	49	50	47	5,42	6,90	7,17	5,06	
14/12/2004 5:56	12,41	15,16	10,53	16,17	48	46	50	48	29,63	46,00	20,61	48,00	
14/12/2004 6:06	9,41	15,47	16,08	14,59	50	49	47	48	15,65	49,00	47,00	44,61	
14/12/2004 6:16	11,53	13,35	11,32	8,42	50	49	48	50	25,73	36,30	23,63	11,89	
14/12/2004 6:26	14,75	11,64	13,36	11,53	48	47	50	48	45,95	24,74	37,11	24,73	
14/12/2004 6:36	11,34	15,31	16,71	15,19	49	49	50	49	24,23	49,00	50,00	49,00	
14/12/2004 6:46	3,55	3,60	4,68	4,51	0	0	49	50	0,00	0,00	1,38	1,03	
14/12/2004 6:56	8,18	10,67	6,66	6,82	49	50	48	49	10,83	21,32	6,04	6,60	

14/12/2004 11:06	6,89	7,68	9,24	8,95	50	49	49	49	6,94	9,18	14,69	13,56	
14/12/2004 11:16	11,72	10,44	12,57	10,63	50	50	47	49	26,77	20,20	29,93	20,68	
14/12/2004 11:26	0,75	1,65	1,38	2,82	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	
14/12/2004 11:36	12,86	12,17	11,53	15,13	48	49	50	50	32,36	28,81	25,76	50,00	
14/12/2004 11:46	7,50	9,64	8,19	8,22	47	49	48	49	8,26	16,30	10,64	10,96	
14/12/2004 11:56	2,41	4,99	3,38	7,52	0	47	0	48	0,00	1,96	0,00	8,51	
14/12/2004 12:06	2,44	4,56	4,63	5,07	0	49	49	50	0,00	1,13	1,26	2,26	
14/12/2004 12:16	7,26	7,70	7,54	14,26	47	48	49	48	7,56	9,06	8,74	42,08	
14/12/2004 12:26	7,74	12,43	10,81	11,39	47	47	50	49	8,99	29,14	21,97	24,49	
14/12/2004 12:36	6,39	7,54	6,26	10,02	48	47	47	50	5,32	8,38	4,86	18,25	
14/12/2004 12:46	4,58	6,84	8,00	8,03	49	47	48	48	1,16	6,37	10,00	10,11	
14/12/2004 12:56	5,35	9,52	9,90	9,97	50	49	48	48	2,90	15,79	17,04	17,32	

A.2 Modelo de producción de plantas de cogeneración

A.2.1 Implementación del modelo

El software desarrollado para implementar el modelo se ha realizado en lenguaje de programación Visual Basic 6.0. y presentado de forma que su utilización sea fácil para el usuario. La entrada de datos se realiza mediante una pantalla como la de la Figura A.2

Cogeneración

Número de plantas de cogeneración:	<input type="text" value="4"/>	Valor de k:	<input type="text" value="100"/>
Precio del kWh/eléctrico:	<input type="text" value="12"/>	Precio del kWh/gas:	<input type="text" value="11"/>

Valores de los parámetros:

	1	2	3	4
Pr. no conectarse	0,1	0,15	0,2	0,2
Nº de generadores	15	10	20	10
Pr. fallo turbina	0,03	0,03	0,03	0,03
R	0,6	0,75	0,75	1
Pot. con. proceso	3	2	5	4

Fig. A.2. Pantalla de introducción de datos (Modelo de Plantas de Cogeneración)

La pantalla queda configurada con la introducción de los siguientes datos:

- Número de plantas de cogeneración a considerar.
- “k” numero de valores de potencias suministradas que queremos obtener. Cada valor representa la potencia suministrada por la planta en un determinado instante de tiempo, siendo la diferencia de tiempo entre cada valor calculado de 1 hora.
- “coste de generación” coste del kWh de energía eléctrica producido.
- “precio venta de electricidad” retribución por kWh excedente vendido a la red eléctrica.
- “Pr no conectarse” probabilidad de que un propietario decida no suministrar potencia a la red eléctrica cuando el precio venta de electricidad es superior al coste de generación.
- “Nº de generadores” numero de generadores en cada planta de cogeneración.

- “Pr fallo generador” probabilidad de fallo de los generadores en cada planta de cogeneración.
- “R” potencia nominal de los generadores de cada planta de cogeneración.
- “Pot con proceso” potencia consumida en los procesos internos del propietario de la planta de cogeneración.

Una vez introducido los datos anteriores, al ejecutar el programa se obtiene una tabla de resultados, (tabla A.2), en la cual cada columna contiene los siguientes:

fecha_hora	C1	C2	C3	C4	T1	T2	T3	T4	P1	P2	P3	P4
08/11/2004 12:58	1	1	1	1	10	15	17	20	7	10	10	13
08/11/2004 13:08	1	1	1	1	10	15	19	20	7	10	12	13
08/11/2004 13:18	1	1	1	0	9	15	20	0	6	10	13	0
08/11/2004 13:28	1	1	1	1	9	14	19	19	6	9	12	12
08/11/2004 13:38	1	1	0	0	9	15	0	0	6	10	0	0
08/11/2004 13:48	1	1	1	1	9	15	18	19	6	10	11	12
08/11/2004 13:58	1	0	1	1	10	0	19	19	7	0	12	12
08/11/2004 14:08	1	1	1	1	10	15	19	20	7	10	12	13
08/11/2004 14:18	1	1	1	1	10	15	20	20	7	10	13	13
08/11/2004 14:28	1	1	0	1	10	14	0	20	7	9	0	13
08/11/2004 14:38	1	0	1	1	9	0	20	19	6	0	13	12
08/11/2004 14:48	1	1	1	1	10	15	20	19	7	10	13	12
08/11/2004 14:58	1	1	1	1	9	15	19	20	6	10	12	13
08/11/2004 15:08	1	1	1	1	10	15	20	17	7	10	13	10

Tabla A.2 Presentación de resultados (Modelo de Plantas de Cogeneración)

- Columna 1: “Fecha/Hora”

Contiene la fecha y hora a la que corresponden los datos de cada fila: decisión de conexión, nº de generadores disponibles y potencia suministrada a la red. Se ha considerado una diferencia de 1 hora entre cada fila de datos generados.

- Columnas 2 -5: “C1, C2, C3,CN”

Estas columnas representan la decisión del propietario de la planta de cogeneración de vender energía a la red eléctrica o no. Para obtener este dato se considera que si el precio de venta de electricidad es mayor que el coste de generación la probabilidad de que el propietario decida vender energía a la red es mayor del 90 %.

- Columnas 6 -9: “t1, t2, t3,tN”

Estas columnas contienen el número de generadores disponibles en cada momento en las distintas plantas de cogeneración. En el ejemplo de la Tabla A.2, se tienen 4 columnas (por ser consideradas para el estudio 4 plantas) y cada una de ellas T1, T2, T3, y T4 contiene el número de generadores disponible en los plantas de cogeneración en cada instante, determinados mediante el cálculo probabilístico anteriormente descrito.

- Columnas 10 -13: “P1, P2, Pz3,PN”

Estas columnas contienen las potencias eléctricas suministradas a la red eléctrica en cada momento por las distintas plantas de cogeneración. En el ejemplo de la tabla A.2, se tienen 4 columnas (correspondientes a 4 plantas) y cada una de ellas P1, P2, P3, y P4 contiene la potencia eléctrica suministrada a la red por cada planta, determinada teniendo en cuenta el número de generadores disponibles, la potencia generada por todos los generadores disponibles y la potencia consumida en los procesos internos.

A.2.2 Producción eléctrica de plantas de cogeneración durante un día

Datos de entrada:

Cogeneración

Número de plantas de cogeneración:	<input type="text" value="4"/>	Valor de k:	<input type="text" value="130"/>	
Precio del kWh/eléctrico:	<input type="text" value="12"/>	Precio del kWh/gas:	<input type="text" value="11"/>	
Valores de los parámetros:				
	1	2	3	4
Pr. no conectarse	0,1	0,15	0,2	0,2
Nº de generadores	30	30	30	30
Pr. fallo turbina	0,03	0,03	0,03	0,03
R	1,5	1,5	1,5	1,5
Pot. con. proceso	15	15	15	15

Calcular

Potencia eléctrica generada en las plantas de cogeneración (6:00 h, 12:00 h, 20:00h)

fecha hora	Con-1	Con-2	Con-3	Con-4	T-1	T-2	T-3	T-4	P-1	P-2	P-3	P-4
13/12/2004 16:07	1	1	1	0	30	29	28	0	30	28	26	0
13/12/2004 17:07	1	1	0	0	30	30	0	0	30	30	0	0
13/12/2004 18:07	1	1	1	1	29	30	27	29	28	30	24	28
13/12/2004 19:07	1	1	0	1	30	28	0	27	30	26	0	24
13/12/2004 20:07	1	1	1	1	29	30	29	30	28	30	28	30
13/12/2004 21:07	1	1	1	1	29	29	30	30	28	28	30	30
13/12/2004 22:07	1	1	1	1	27	29	30	29	24	28	30	28
13/12/2004 23:07	0	1	1	1	0	29	30	29	0	28	30	28
14/12/2004 0:07	1	0	1	1	30	0	29	28	30	0	28	26
14/12/2004 1:07	1	0	1	1	30	0	29	30	30	0	28	30
14/12/2004 2:07	1	0	1	1	30	0	29	28	30	0	28	26
14/12/2004 3:07	1	1	1	1	27	29	27	29	24	28	24	28
14/12/2004 4:07	1	1	1	1	28	28	30	29	26	26	30	28
14/12/2004 5:07	1	1	1	1	29	28	30	30	28	26	30	30
14/12/2004 6:07	1	1	1	1	29	28	29	30	28	26	28	30
14/12/2004 7:07	1	1	1	1	30	29	29	29	30	28	28	28
14/12/2004 8:07	1	1	1	1	30	28	29	30	30	26	28	30
14/12/2004 9:07	1	0	1	1	28	0	30	29	26	0	30	28
14/12/2004 10:07	1	1	1	1	30	29	28	28	30	28	26	26
14/12/2004 11:07	1	1	1	1	29	28	30	29	28	26	30	28
14/12/2004 12:07	1	0	1	1	30	0	29	28	30	0	28	26
14/12/2004 13:07	1	1	1	1	29	30	29	29	28	30	28	28
14/12/2004 14:07	1	1	1	1	29	29	30	29	28	28	30	28
14/12/2004 15:07	1	1	1	1	29	26	29	30	28	22	28	30
14/12/2004 16:07	1	0	1	1	30	0	29	29	30	0	28	28

A.3 Modelo de producción de instalaciones fotovoltaicas

A.3.1 Implementación del modelo

Se ha considerado una instalación fotovoltaica de 2MW de potencia total. Los datos de generación corresponderán a la ubicación de Zaragoza. El equipamiento a considerar para calcular con el programa Homer será: instalación de paneles fotovoltaicos de potencia total 2 MW, convertidor AC-DC y conexión a red.

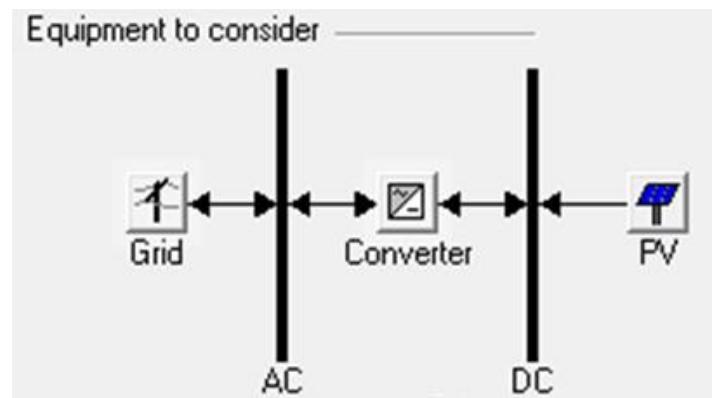


Figura A.3: esquema de la instalación fotovoltaica considerada

Se presentan los valores de radiación solar en Zaragoza de todos los días del año.

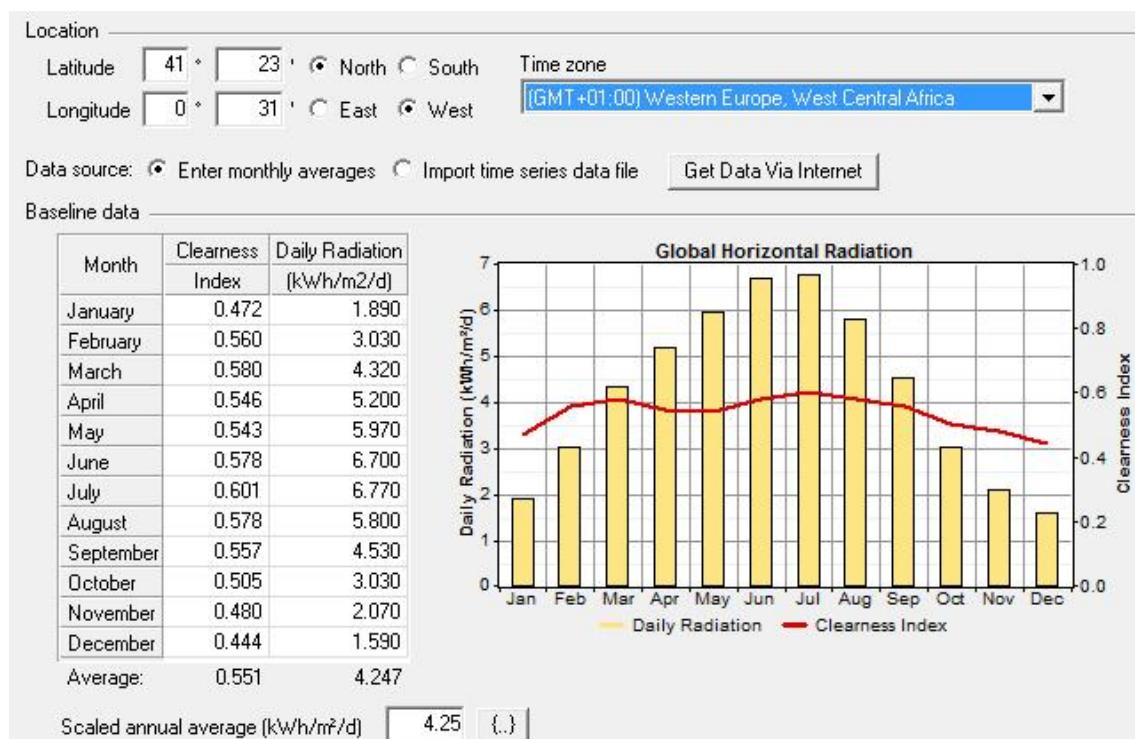


Figura A.4: Valores de índice de claridad y radiación solar de todos los días para el año completo en la ciudad de Zaragoza

Se tomarán para los casos prácticos la radiación del día 3 de julio.

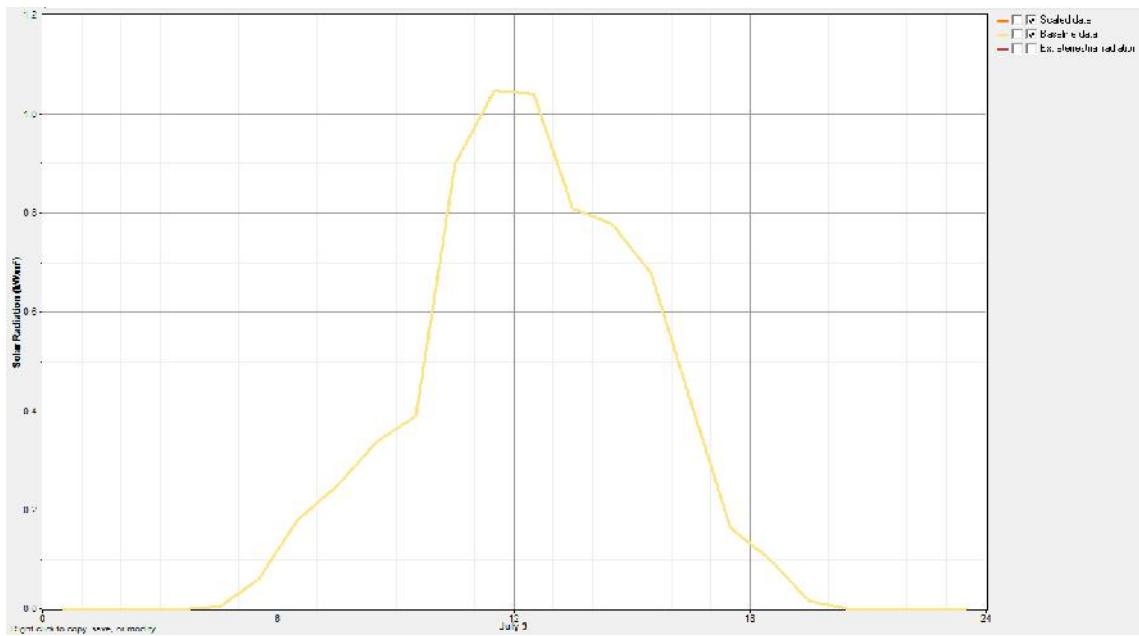


Figura A.5: Valores de radiación solar del día 3 de julio en Zaragoza

A.3.2 Producción eléctrica de instalaciones fotovoltaicas durante un día

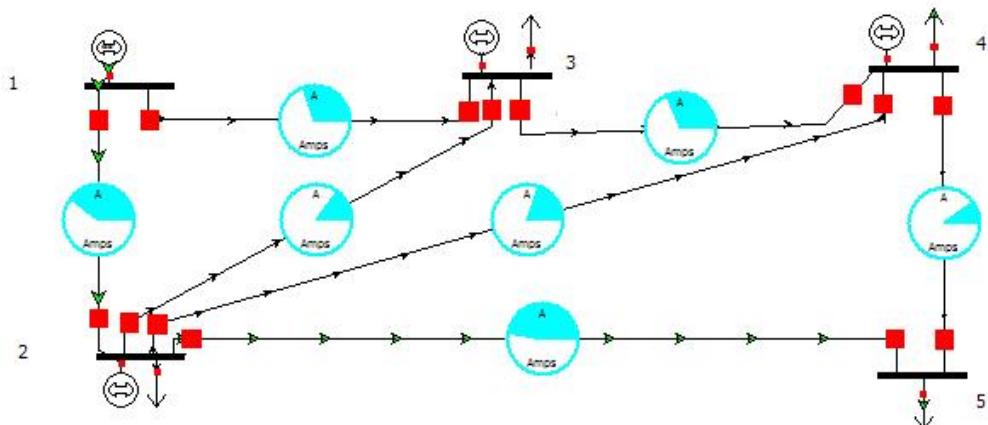
Tras ejecutar la herramienta de cálculo del programa Homer:

Date	End Time	Global Solar (kW/m²)	Incident Solar (kW/m²)	PV Power (kW)	Grid Purchases (kW)	Grid Sales (kW)	Excess E. (kW)	Inverter In Power (kW)	Inverter Out Power (kW)
jul-03	0:00	0	0	0	0	0	0	0	0
jul-03	1:00	0	0	0	0	0	0	0	0
jul-03	2:00	0	0	0	0	0	0	0	0
jul-03	3:00	0	0	0	0	0	0	0	0
jul-03	4:00	0	0	0	0	0	0	0	0
jul-03	5:00	0.004	0	0	0	0	0	0	0
jul-03	6:00	0.06	0.051	81.310	0	73.179	0	81.310	73.179
jul-03	7:00	0.181	0.14	223.762	0	201.386	0	223.762	201.386
jul-03	8:00	0.248	0.217	347.711	0	312.940	0	347.711	312.940
jul-03	9:00	0.338	0.305	488.049	0	439.245	0	488.049	439.245
jul-03	10:00	0.39	0.357	570.857	0	513.772	0	570.857	513.772
jul-03	11:00	0.9	0.871	1.393.951	0	1.000.000	282.840	1.111.111	1.000.000
jul-03	12:00	1.047	1.035	1.656.169	0	1.000.000	545.058	1.111.111	1.000.000
jul-03	13:00	1.040	1.030	1.648.015	0	1.000.000	536.904	1.111.111	1.000.000
jul-03	14:00	0.809	0.784	1.254.787	0	1.000.000	143.676	1.111.111	1.000.000
jul-03	15:00	0.778	0.728	1.164.055	0	1.000.000	52.943	1.111.111	1.000.000
jul-03	16:00	0.578	0.587	938.751	0	844.876	0	938.751	844.876
jul-03	17:00	0.416	0.327	523.703	0	471.333	0	523.703	471.333
jul-03	18:00	0.163	0.14	224.357	0	201.921	0	224.357	201.921
jul-03	19:00	0.1	0.071	114.306	0	102.876	0	114.306	102.876
jul-03	20:00	0.016	0.01	16.276	0	14.649	0	16.276	14.649
jul-03	21:00	0	0	0	0	0	0	0	0
jul-03	22:00	0	0	0	0	0	0	0	0
jul-03	23:00	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura A.6: Producciones de energía fotovoltaica del día 3 de julio para una instalación de 2 MW ubicada en Zaragoza

Anexo B. Características técnicas de los sistemas simulados

B.1 Sistema de distribución primaria de 5 nudos



Características de las líneas

From Number	To Number	Circuit	Status	Xfrmrr	R	X	B	Lim A MVA	Lim B MVA	Lim C MVA
1	2	1	Closed	NO	0,02	0,06	0,03	300	0	0
1	3	1	Closed	NO	0,08	0,24	0,025	150	0	0
2	3	1	Closed	NO	0,06	0,18	0,02	150	0	0
2	4	1	Closed	NO	0,06	0,18	0,02	150	0	0
2	5	1	Closed	NO	0,04	0,12	0,015	150	0	0
3	4	1	Closed	NO	0,01	0,03	0,01	150	0	0
4	5	1	Closed	NO	0,08	0,24	0	150	0	0

Características de las cargas (12 h)

Number of Bus	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
2	1	Closed	20	10	22,36	20	10
3	1	Closed	20	10	22,36	20	10
4	1	Closed	50	30	58,31	50	30
5	1	Closed	60	40	72,11	60	40

Características de las cargas (6 h)

Number of Bus	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
2	1	Closed	5	2,5	5,59	5	2,5
3	1	Closed	5	2,5	5,59	5	2,5
4	1	Closed	12,5	7,5	14,58	12,5	7,5
5	1	Closed	15	10	18,03	15	10

Características de las cargas (20 h)

Number of Bus	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
2	1	Closed	22	11	24,6	22	11
3	1	Closed	22	11	24,6	22	11
4	1	Closed	55	33	64,14	55	33
5	1	Closed	66	44	79,32	66	44

Características de la generación (12 h y con todas las contribuciones de GD)

Number of Bus	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR
1	Closed	130,07	100,86	1	YES	YES
2	Closed	26	2	1	YES	NO
3	Closed	2	0	1	YES	NO
4	Closed	1,66	0	1	YES	NO

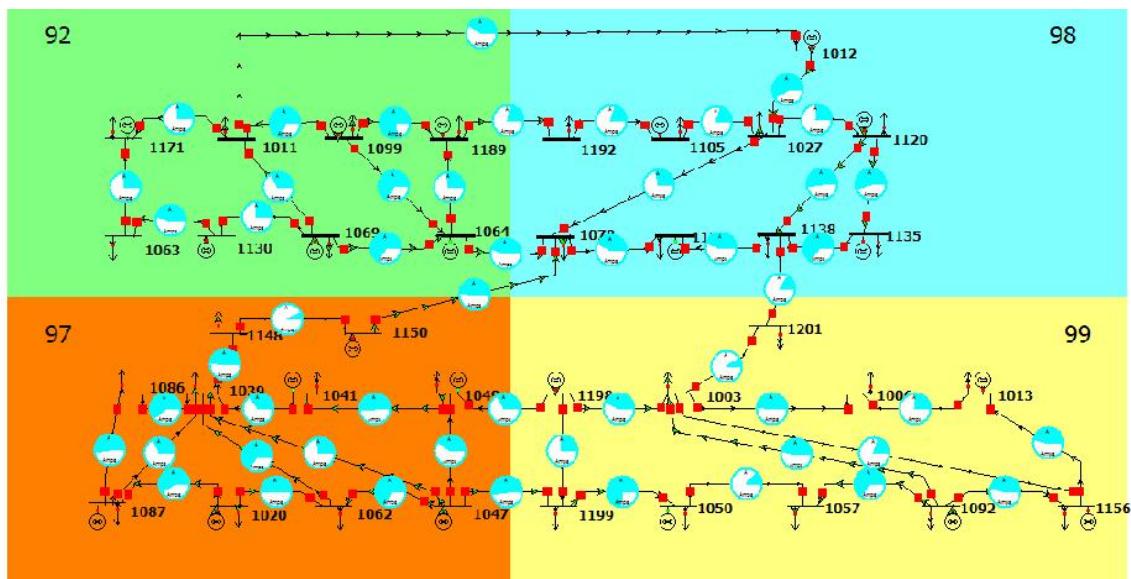
Características de la generación (6 h y con todas las contribuciones de GD)

Number of Bus	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR
1	Closed	-35,45	19,2	1	YES	YES
2	Closed	30	10	1	YES	NO
3	Closed	45	-100	1	YES	NO
4	Closed	0,08	85,13	1	YES	NO

Características de la generación (20 h y con todas las contribuciones de GD)

Number of Bus	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR
1	Closed	95,6	-5,72	1	YES	YES
2	Closed	30	10	1	YES	NO
3	Closed	46	0	1	YES	NO
4	Closed	0,02	96,1	1	YES	NO

B.2 Sistema de distribución primaria de 37 nudos



Características de las líneas

From Num	To Num	Circuit	Status	Xfrm	R	X	B	Lim A MVA	Lim B MVA	Lim C MVA
1	2	1	Closed	NO	0,04031	0,11175	0	200	0	0
1	13	1	Closed	NO	0,0126	0,0415	0,0132	500	300	0
14	1	1	Closed	NO	0,01627	0,05421	0	300	0	0
16	1	1	Closed	NO	0,01108	0,02301	0,0044	300	0	0
2	3	1	Closed	NO	0,00507	0,16886	0	150	0	0
2	12	1	Closed	NO	0,00507	0,16886	0	150	0	0
3	4	1	Closed	NO	0,00162	0,00763	0,004	500	300	0
3	12	1	Closed	NO	0,01337	0,03492	0	300	300	300
4	5	1	Closed	NO	0,0162	0,0763	0,00402	300	300	0
5	6	1	Closed	NO	0,03919	0,04998	0,0198	200	200	0
6	7	1	Closed	NO	0,0124	0,03225	0,012	300	300	200
6	11	1	Closed	NO	0,03317	0,08666	0,012	200	200	200
14	6	1	Closed	NO	0,007	0,01263	0,0023	300	300	300
7	8	1	Closed	NO	0,00257	0,08549	0	200	200	0
7	9	1	Closed	NO	0,02646	0,05406	0,0051	300	300	0
9	8	1	Closed	NO	0,00542	0,01292	0,00495	200	200	0
10	9	1	Closed	NO	0,01639	0,03644	0	200	200	0
9	31	1	Closed	NO	0,02646	0,05406	0,0051	300	300	300
11	10	1	Closed	NO	0,04031	0,1175	0	100	100	0
12	11	1	Closed	NO	0,02567	0,06173	0	500	300	300
11	19	1	Closed	NO	0,0057	0,0225	0,0059	500	500	300
13	12	1	Closed	NO	0,0133	0,03348	0	300	300	300
15	13	1	Closed	NO	0,04031	0,11175	0	115	0	0
17	15	1	Closed	NO	0,01201	0,03337	0	300	0	0
16	17	1	Closed	NO	0,02284	0,04157	0,01032	98	98	0
19	18	1	Closed	NO	0,02596	0,6732	0	300	300	300
18	21	1	Closed	NO	0,00608	0,01171	0	300	300	0
21	20	1	Closed	NO	0,00062	0,00161	0	150	0	0
20	24	1	Closed	NO	0,006	0,1991	0	40	40	40
21	22	1	Closed	NO	0,00839	0,01719	0	300	0	0
21	24	1	Closed	NO	0,01463	0,06715	0	182	183	0
21	26	1	Closed	NO	0,007	0,01826	0	300	300	171
21	27	1	Closed	NO	0,0324	0,0087	0	500	500	500
22	23	1	Closed	NO	0,006	0,012	0	300	0	0
23	27	1	Closed	NO	0,0014	0,0035	0	300	0	0
23	28	1	Closed	NO	0,00443	0,01187	0	300	300	0
24	25	1	Closed	NO	0,01609	0,03316	0	300	300	300
25	26	1	Closed	NO	0,0169	0,0366	0	300	300	300
26	27	1	Closed	NO	0,00121	0,00345	0	300	0	0
27	29	1	Closed	NO	0,00121	0,00576	0,00232	300	300	0
28	29	1	Closed	NO	0,0045	0,0247	0,0056	300	300	0
28	30	1	Closed	NO	0,01609	0,03316	0	300	300	300
29	34	1	Closed	NO	0,01193	0,03367	0,01145	173	137	137
31	30	1	Closed	NO	0,01291	0,0264	0,0051	300	300	300
30	32	1	Closed	NO	0,00668	0,03237	0,0074	182	183	0
30	36	1	Closed	NO	0,00557	0,02944	0,005	300	300	300
30	37	1	Closed	NO	0,0072	0,0316	0,026	262	263	0
32	33	1	Closed	NO	0,00682	0,031	0,0037	182	183	0
33	37	1	Closed	NO	0,01609	0,03316	0	100	100	100
34	35	1	Closed	NO	0,01947	0,05493	0,01869	173	137	137
35	36	1	Closed	NO	0,01609	0,03316	0	300	300	300
36	37	1	Closed	NO	0,01609	0,03316	0	300	300	300

Características de las cargas (12 h)

Num of Bus	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
1	1	Closed	120	30	123,69	120	30
2	1	Closed	150	40	155,24	150	40
3	1	Closed	100	20	101,98	100	20
4	1	Closed	50	10	50,99	50	10
5	1	Closed	50	10	50,99	50	10
6	1	Closed	300	100	316,23	300	100
7	1	Closed	100	20	101,98	100	20
8	1	Closed	50	10	50,99	50	10
9	1	Closed	100	20	101,98	100	20
10	1	Closed	100	50	111,8	100	50
11	1	Closed	400	100	412,31	400	100
13	1	Closed	120	30	123,69	120	30
16	1	Closed	100	20	101,98	100	20
17	1	Closed	100	40	107,7	100	40
18	1	Closed	150	40	155,24	150	40
20	1	Closed	100	20	101,98	100	20
21	1	Closed	200	40	203,96	200	40
22	1	Closed	50	10	50,99	50	10
23	1	Closed	50	10	50,99	50	10
24	1	Closed	100	30	104,4	100	30
25	1	Closed	200	50	206,16	200	50
26	1	Closed	100	20	101,98	100	20
29	1	Closed	100	20	101,98	100	20
30	1	Closed	150	40	155,24	150	40
31	1	Closed	50	10	50,99	50	10
32	1	Closed	100	20	101,98	100	20
33	1	Closed	50	10	50,99	50	10
34	1	Closed	100	20	101,98	100	20
35	1	Closed	200	40	203,96	200	40
36	1	Closed	50	10	50,99	50	10
37	1	Closed	100	20	101,98	100	20

Características de las cargas (6 h)

Num of Bus	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
1	1	Closed	30	8	31,05	30	8
2	1	Closed	38	10	39,29	38	10
3	1	Closed	25	5	25,5	25	5
4	1	Closed	12,5	2,5	12,75	12,5	2,5
5	1	Closed	12,5	2,5	12,75	12,5	2,5
6	1	Closed	75	25	79,06	75	25

7	1	Closed	25	5	25,5	25	5
8	1	Closed	12,5	2,5	12,75	12,5	2,5
9	1	Closed	25	5	25,5	25	5
10	1	Closed	25	12,5	27,95	25	12,5
11	1	Closed	100	25	103,08	100	25
13	1	Closed	30	7,5	30,92	30	7,5
16	1	Closed	25	5	25,5	25	5
17	1	Closed	25	10	26,93	25	10
18	1	Closed	37,5	10	38,81	37,5	10
20	1	Closed	25	5	25,5	25	5
21	1	Closed	50	10	50,99	50	10
22	1	Closed	12,5	2,5	12,75	12,5	2,5
23	1	Closed	12,5	2,5	12,75	12,5	2,5
24	1	Closed	25	7,5	26,1	25	7,5
25	1	Closed	50	12,5	51,54	50	12,5
26	1	Closed	25	5	25,5	25	5
29	1	Closed	25	5	25,5	25	5
30	1	Closed	37,5	10	38,81	37,5	10
31	1	Closed	12,5	2,5	12,75	12,5	2,5
32	1	Closed	25	5	25,5	25	5
33	1	Closed	12,5	2,5	12,75	12,5	2,5
34	1	Closed	25	5	25,5	25	5
35	1	Closed	50	10	50,99	50	10
36	1	Closed	12,5	2,5	12,75	12,5	2,5
37	1	Closed	25	5	25,5	25	5

Características de las cargas (20 h)

Num of Bus	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
1	1	Closed	132	33	136,06	132	33
2	1	Closed	165	44	170,77	165	44
3	1	Closed	110	22	112,18	110	22
4	1	Closed	55	11	56,09	55	11
5	1	Closed	55	11	56,09	55	11
6	1	Closed	330	110	347,85	330	110
7	1	Closed	110	22	112,18	110	22
8	1	Closed	55	11	56,09	55	11
9	1	Closed	110	22	112,18	110	22
10	1	Closed	110	55	122,98	110	55
11	1	Closed	440	110	453,54	440	110
13	1	Closed	132	33	136,06	132	33
16	1	Closed	110	22	112,18	110	22
17	1	Closed	110	44	118,47	110	44

18	1	Closed	165	44	170,77	165	44
20	1	Closed	110	22	112,18	110	22
21	1	Closed	220	44	224,36	220	44
22	1	Closed	55	11	56,09	55	11
23	1	Closed	55	11	56,09	55	11
24	1	Closed	110	33	114,84	110	33
25	1	Closed	220	55	226,77	220	55
26	1	Closed	110	22	112,18	110	22
29	1	Closed	110	22	112,18	110	22
30	1	Closed	165	44	170,77	165	44
31	1	Closed	55	11	56,09	55	11
32	1	Closed	110	22	112,18	110	22
33	1	Closed	55	11	56,09	55	11
34	1	Closed	110	22	112,18	110	22
35	1	Closed	220	44	224,36	220	44
36	1	Closed	55	11	56,09	55	11
37	1	Closed	110	22	112,18	110	22

Características de la generación (12 h y con todas las contribuciones de GD)

Number of Bus	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR
2	Closed	500	48,74	1	YES	YES
3	Closed	30	10	1	NO	NO
5	Closed	28	9	1	NO	NO
7	Closed	400	69,31	1	YES	YES
8	Closed	1	0	1	NO	NO
10	Closed	1,66	175,88	1	YES	YES
12	Open	0	0	1	NO	NO
13	Closed	493,93	-17,83	1	YES	YES
14	Closed	200	103,9	1	YES	YES
15	Closed	100	8,92	1	YES	YES
16	Closed	1,66	142,29	1	YES	YES
19	Closed	200	144,65	1	YES	YES
22	Closed	1,66	216	1	YES	YES
23	Open	0	0	1	NO	NO
24	Closed	1	0	1	NO	NO
25	Closed	500	33,65	1	YES	YES
27	Closed	500	27,32	1	YES	YES
28	Closed	300	-23,87	1	YES	YES
33	Closed	26	8	1	NO	NO
34	Closed	1,66	113,57	1	YES	YES
36	Closed	500	102,89	1	YES	YES
37	Closed	2	0	1	NO	NO

Características de la generación (6 h y con todas las contribuciones de GD)

Number of Bus	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR
2	Closed	100	-1,22	1	YES	YES
3	Closed	28	9	1	NO	NO
5	Closed	28	9	1	NO	NO
7	Closed	100	-5,19	1	YES	YES
8	Closed	47	-5	1	NO	NO
10	Closed	0,08	39,29	1	YES	YES
12	Open	16	-2	1	NO	NO
13	Closed	-16,13	26,58	1	YES	YES
14	Closed	50	18,67	1	YES	YES
15	Closed	25	1,69	1	YES	YES
16	Closed	0,08	31,24	1	YES	YES
19	Closed	50	20,39	1	YES	YES
22	Closed	0,08	44,96	1	YES	YES
23	Open	26	8	1	NO	NO
24	Closed	49	-5	1	NO	NO
25	Closed	100	9,19	1	YES	YES
27	Closed	100	0,64	1	YES	YES
28	Closed	50	-12,82	1	YES	YES
33	Closed	30	10	1	NO	NO
34	Closed	0,08	25,68	1	YES	YES
36	Closed	100	5,35	1	YES	YES
37	Closed	45	-5	1	NO	NO

Características de la generación (20 h y con todas las contribuciones de GD)

Number of Bus	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR
2	Closed	400	58,07	1	YES	YES
3	Closed	28	9	1	NO	NO
5	Closed	0	0	1	NO	NO
7	Closed	600	19,68	1	YES	YES
8	Closed	46	-5	1	NO	NO
10	Closed	0,02	199,04	1	YES	YES
12	Open	46	-5	1	NO	NO
13	Closed	220,76	70,97	1	YES	YES
14	Closed	400	73,86	1	YES	YES
15	Closed	110	10,36	1	YES	YES
16	Closed	0,02	147,82	1	YES	YES

19	Closed	220	141,92	1	YES	YES
22	Closed	0,02	235,36	1	YES	YES
23	Open	30	9	1	NO	NO
24	Closed	48	-5	1	NO	NO
25	Closed	550	34,23	1	YES	YES
27	Closed	550	26,3	1	YES	YES
28	Closed	330	-32,96	1	YES	YES
33	Closed	30	9	1	NO	NO
34	Closed	0,02	126,44	1	YES	YES
36	Closed	550	117,51	1	YES	YES
37	Closed	0	0	1	NO	NO

Anexo C. Resultado de simulación de las redes

A modo ilustrativo se incluyen a continuación los resultados para los 2 sistemas de distribución considerados en el caso de funcionamiento con el mayor número de instalaciones de GD conectadas (cogeneración, eólica y fotovoltaica) a las 12h. El resto de casos prácticos se encuentran en los archivos y material adjunto a este proyecto.

C.1 Sistema de distribución de 5 nudos con GD Cogeneración-Eólica-Fotovoltaica (12:00 h)

Bus Records

Number	Area Name	Nom kV	Volt PU Volt	(kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
1	1	132	1	132	0	0	0	130,07	100,86
2	2	132	0,93678	123,655	-2,48	20	10	26	2
3	1	132	0,90616	119,613	-4,25	20	10	2	0
4	1	132	0,89434	118,053	-4,83	50	30	1,66	0
5	2	132	0,86623	114,342	-5,98	60	40	0	0

Area Records

Area Num	AGC Status	Gen MW	Load MW	Shunt MW	Tot Sched MW	Int MW	ACE MW	Loss MW
1	Off AGC	133,73	70	0	0	60,95	60,95	2,77
2	Off AGC	26	80	0	0	-60,95	-60,95	6,95

Load Records

Number of Bus	Area Name of Load	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
2	2	Closed	20	10	22,36	20	10

3	1	Closed	20	10	22,36	20	10
4	1	Closed	50	30	58,31	50	30
5	2	Closed	60	40	72,11	60	40

Gen Records

Number of Bus	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR
1	Closed	130,07	100,86	1	YES	YES
2	Closed	26	2	1	YES	NO
3	Closed	2	0	1	YES	NO
4	Closed	1,66	0	1	YES	NO

Line Records

From Number	To Number	MW From	Mvar From	MVA From	Lim MVA	MW Loss	Mvar Loss
1	2	92,8	74,4	119	300	2,88	5,81
1	3	37,2	26,5	45,7	150	1,72	2,9
2	3	18	9,3	20,2	150	0,29	-0,82
2	4	23,9	13,6	27,5	150	0,53	-0,07
2	5	54,1	37,7	65,9	150	2	4,78
3	4	35,2	23,7	42,4	150	0,22	-0,15
4	5	10	7,5	12,5	150	2,08	0,41

C.2 Sistema de distribución de 37 nudos con GD Cogeneración-Eólica-Fotovoltaica (12:00 h)

Bus Records

Number	Area Name	Nom kV	Pu Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
1	92	138	0,99111	136773	-4,03	120	30	0	0
2	92	138	1	138000	5,89	150	40	500	48,74
3	92	138	0,97282	134249	-5,05	100	20	30	10
4	98	138	0,97151	134068	-5,53	50	10	0	0
5	98	138	0,97558	134630	-8,06	50	10	28	9
6	98	138	0,97291	134261	-9,34	300	100	0	0
7	98	138	1	138000	-9,03	100	20	400	69,31
8	98	138	0,98554	136005	-14,09	50	10	1	0
9	98	138	0,98274	135619	-14,49	100	20	0	0
10	98	138	1	138000	-16,46	100	50	1,66	175,88
11	98	138	0,95896	132337	-12,47	400	100	0	0
12	92	138	0,98287	135636	-3,77	0	0	0	0
13	92	138	1	138000	0	120	30	493,93	-17,83
14	98	138	1	138000	-7,39	0	0	200	103,9
15	92	138	1	138000	-1,88	0	0	100	8,92
16	92	138	1	138000	-5,51	100	20	1,66	142,29
17	92	138	0,98608	136079	-4,33	100	40	0	0
18	97	138	0,95684	132044	-16,69	150	40	0	0
19	97	138	1	138000	-10,47	0	0	200	144,65
20	97	138	0,96891	133709	-15,92	100	20	0	0
21	97	138	0,96981	133833	-15,85	200	40	0	0
22	97	138	1	138000	-15,5	50	10	1,66	216

23	97	138	0,99966	137953	-14,23	50	10	0	0
24	97	138	0,96676	133413	-13,92	100	30	1	0
25	97	138	1	138000	-10,93	200	50	500	33,65
26	97	138	0,99364	137122	-14,2	100	20	0	0
27	97	138	1	138000	-14,01	0	0	500	27,32
28	99	138	1	138000	-13,45	0	0	300	-23,87
29	99	138	0,99897	137858	-14,51	100	20	0	0
30	99	138	0,97427	134450	-15,71	150	40	0	0
31	99	138	0,97076	133965	-15,79	50	10	0	0
32	99	138	0,96198	132754	-17,21	100	20	0	0
33	99	138	0,96357	132973	-16,83	50	10	26	8
34	99	138	1	138000	-17,12	100	20	1,66	113,57
35	99	138	0,97029	133900	-17,22	200	40	0	0
36	99	138	1	138000	-13,62	50	10	500	102,89
37	99	138	0,97188	134119	-15,96	100	20	2	0

Area Records

Area Num	AGC Status	Gen MW	Load MW	Shunt MW	Tot Sched MW	Int MW	ACE MW	Loss MW
1	Off AGC	1125,59	690	0	0	411,54	411,54	24,05
2	Off AGC	630,66	1150	0	0	-551,78	-551,78	32,43
3	Off AGC	1202,66	950	0	0	227,63	227,63	25,02
4	Off AGC	829,66	900	0	0	-87,4	-87,4	17,06

Load Records

Number of Bus	Area Name of Load	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
1	92	Closed	120	30	123,7	120	30
2	92	Closed	150	40	155,2	150	40
3	92	Closed	100	20	102	100	20
4	98	Closed	50	10	50,99	50	10
5	98	Closed	50	10	50,99	50	10
6	98	Closed	300	100	316,2	300	100
7	98	Closed	100	20	102	100	20
8	98	Closed	50	10	50,99	50	10
9	98	Closed	100	20	102	100	20
10	98	Closed	100	50	111,8	100	50
11	98	Closed	400	100	412,3	400	100
13	92	Closed	120	30	123,7	120	30
16	92	Closed	100	20	102	100	20
17	92	Closed	100	40	107,7	100	40
18	97	Closed	150	40	155,2	150	40
20	97	Closed	100	20	102	100	20
21	97	Closed	200	40	204	200	40
22	97	Closed	50	10	50,99	50	10
23	97	Closed	50	10	50,99	50	10
24	97	Closed	100	30	104,4	100	30
25	97	Closed	200	50	206,2	200	50
26	97	Closed	100	20	102	100	20
29	99	Closed	100	20	102	100	20
30	99	Closed	150	40	155,2	150	40
31	99	Closed	50	10	50,99	50	10

32	99	Closed	100	20	102	100	20
33	99	Closed	50	10	50,99	50	10
34	99	Closed	100	20	102	100	20
35	99	Closed	200	40	204	200	40
36	99	Closed	50	10	50,99	50	10
37	99	Closed	100	20	102	100	20

Gen Records

Number of Bus	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR
2	Closed	500	48,74	1000	YES	YES
3	Closed	30	10	1000	NO	NO
5	Closed	28	9	1000	NO	NO
7	Closed	400	69,31	1000	YES	YES
8	Closed	1	0	1000	NO	NO
10	Closed	1,66	175,88	1000	YES	YES
12	Open	0	0	1000	NO	NO
13	Closed	493,93	-17,83	1000	YES	YES
14	Closed	200	103,9	1000	YES	YES
15	Closed	100	8,92	1000	YES	YES
16	Closed	1,66	142,29	1000	YES	YES
19	Closed	200	144,65	1000	YES	YES
22	Closed	1,66	216	1000	YES	YES
23	Open	0	0	1000	NO	NO
24	Closed	1	0	1000	NO	NO
25	Closed	500	33,65	1000	YES	YES
27	Closed	500	27,32	1000	YES	YES
28	Closed	300	-23,87	1000	YES	YES
33	Closed	26	8	1000	NO	NO
34	Closed	1,66	113,57	1000	YES	YES
36	Closed	500	102,89	1000	YES	YES
37	Closed	2	0	1000	NO	NO

Line Records

From Number	To Number	MW From	Mvar From	MVA From	Lim MVA	MW Loss	Mvar Loss
1	2	-133,4	53,5	143,7	200	8,47	23,49
1	13	-157,8	31,9	161	500	3,33	9,66
14	1	-93,1	47,5	104,5	300	1,78	5,92
16	1	-75	76	106,8	300	1,27	2,2
2	3	110	23,3	112,5	150	0,64	21,35
2	12	98,1	15,5	99,3	150	0,5	16,66
3	4	101,8	-4,7	101,9	500	0,18	0,46
3	12	-62,4	-3,4	62,5	300	0,55	1,44
4	5	51,6	-15,1	53,8	300	0,5	1,95
5	6	29,1	-18,1	34,3	200	0,47	-1,28
6	7	-41,6	-66,3	78,2	300	0,79	0,89
6	11	57,1	-5,2	57,3	200	1,15	1,89
14	6	293,1	56,4	298,5	300	6,24	11,03
7	8	102,2	18,3	103,8	200	0,28	9,21
7	9	155,5	-36,2	159,6	300	6,74	13,26
9	8	-52,7	0,8	52,7	200	0,16	-0,11

10	9	-58,9	75,4	95,7	200	1,5	3,34
9	31	41,1	1,9	41,1	300	0,46	0,46
11	10	41,1	-45,6	61,4	100	1,65	4,82
12	11	216,6	-34,5	219,4	500	12,79	30,75
11	19	-181,3	-126,6	221,2	500	3,03	11,38
13	12	186,6	-16,6	187,4	300	4,67	11,76
15	13	-25,8	9,8	27,6	115	0,31	0,85
17	15	-123,9	6,2	124,1	300	1,9	5,28
16	17	-23,3	46,3	51,8	98	0,62	0,12
19	18	15,7	6,6	17	300	0,08	1,95
18	21	-134,4	-35,3	139	300	1,28	2,47
21	20	83,7	22	86,5	150	0,05	0,13
20	24	-16,4	1,8	16,5	40	0,02	0,58
21	22	-95,1	-123,8	156,1	300	2,17	4,46
21	24	-43,8	14,7	46,2	182	0,33	1,52
21	26	-173,6	-57,9	183	300	2,49	6,5
21	27	-106,9	67,2	126,3	500	5,49	1,48
22	23	-145,6	77,7	165,1	300	1,63	3,27
23	27	-96,1	28,8	100,3	300	0,14	0,35
23	28	-101,2	35,6	107,3	300	0,51	1,37
24	25	-159,5	-15,5	160,3	300	4,42	9,11
25	26	136,1	-41	142,1	300	3,41	7,39
26	27	-143,4	-132,8	195,4	300	0,47	1,33
27	29	147,5	-12,6	148	300	0,27	1,03
28	29	73,2	-8,8	73,7	300	0,24	0,78
28	30	125,1	19,1	126,6	300	2,58	5,31
29	34	120,2	-43,1	127,7	173	1,94	4,34
31	30	-9,4	-8,6	12,7	300	0,02	-0,44
30	32	80,5	21	83,2	182	0,49	1,67
30	36	-131,5	-58,3	143,8	300	1,21	5,92
30	37	14,2	3	14,5	262	0,02	-2,39
32	33	-20	-0,6	20	182	0,03	-0,21
33	37	-44,1	-2,4	44,1	100	0,34	0,7
34	35	19,9	46,1	50,2	173	0,51	-0,38
35	36	-180,6	6,5	180,8	300	5,58	11,51
36	37	131,1	23,6	133,2	300	2,86	5,88