



Universidad
Carlos III de Madrid

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FIN DE CARRERA

DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE UNA
CENTRAL DE GENERACIÓN
VIRTUAL
(VIRTUAL POWER PLANT)

Autor: Borja Melón Llorca

Tutor/a: Ana Morales

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

INGENIERÍA INDUSTRIAL

Leganés, Octubre de 2011

Título: DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN VIRTUAL
(VIRTUAL POWER PLANT)

Autor: BORJA MELÓN LLORCA

Director/a: ANA MORALES

EL TRIBUNAL

Presidente: Iván Lozano Álvarez

Secretario: Jorge Martínez Crespo

Vocal: María Durbán Reguera

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 27 de Octubre de 2011 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

Agradecimientos

El proyecto fin de carrera supone el final de un ciclo empezado hace ya cinco años. Durante todo este largo tiempo he tenido la oportunidad de conocer a mucha gente, de manera que todas y cada uno de las personas que he conocido me han aportado poco o mucho en mi formación y madurez. Con estas líneas intento demostrarles el agradecimiento hacia ellos y han lo que han hecho por mí.

A Ana Morales, mi tutora del proyecto. Ha demostrado una gran calidad docente en sus explicaciones y correcciones de los capítulos que integran el proyecto y otros aspectos formativos. Además, destacar la calidad humana demostrada en su apoyo y paciencia durante el desarrollo del proyecto. Muchas Gracias.

A mis ex compañeros del Colegio Mayor/ Residencia de Estudiantes Fernando Abril Martorell, empezando por la gente que hace posible que esa Residencia funcione, desde María Durban (directora) a Joaquín (Conserje) pasando por Nacarí (Ex subdirectora) o la gente de administración con los que tuve la oportunidad de trabajar durante 4 meses en una beca. A todos los residentes que conocí y con todos los que aún mantengo contacto. Son muchas las horas que pasé en aquella Residencia, y para ser honestos muy buenas. Siempre permanecerá en mi memoria un buen recuerdo de todo aquello ya que fue mi segunda casa durante 3 años.

A Julia, Guille Corrales, Guille (Piloto), Juan Diego, Kike, Ouidad y Francisco, todos ellos fueron y son mi grupo de amigos más cercano y con los que espero mantener una relación de amistad de por vida. Me han ayudado en estos años en cada uno de los problemas que haya podido tener. Muchas Gracias por todo. Como nos decimos siempre, Be in touch!

A Francis, mi compañero de habitación los dos primeros años en la Residencia. Cuántas noches de alegría, de tristeza o de reflexión espiritual. Esas cenas hasta reventar y las posteriores charlas. Espero que todo te vaya bien, te lo mereces.

A mis compañeros de carrera, Andrés, Alberto, Sepul, Javi, Trejo, Juandi, Fran, por vuestros apuntes de asignaturas y memorias de prácticas. Por compartir vuestros conocimientos ayudándome cuando lo necesitaba, gracias.

A todos aquellos que no he mencionado ruego me disculpen y no me lo tengan en cuenta. Aceptad mi más sincero agradecimiento.

A mis amigos de Logroño, estos pequeños cabroncetes hacen que ir allí en busca de una desconexión madrileña merezca la pena. Siempre desde la infancia hemos crecido juntos y parte de mi forma de ser y de pensar se debe a ellos. Estoy infinitamente agradecido de teneros como amigos. Especialmente, agradezco a mi mejor amigo Pablo que siempre me ha escuchado, me ha aconsejado y me ha ayudado en las decisiones complicadas de mi vida. Muchas Gracias a todos.

A mi compañero de piso Carlos, llevamos apenas un año y pico viviendo juntos y parece que nos conozcamos de toda la vida. Gracias a su forma de ser y a su educación, hace que la convivencia con él sea inmejorable. Además con más motivo agradecerle su ayuda con el tema del proyecto puesto que sabiendo que por motivos de trabajo me resulta complicado ir a la Universidad para gestionar los papeles de la matriculación, me los está resolviendo él. Muchas Gracias Mister C, eres un crack.

A mi familia en general y a mis padres en particular, pese a la distancia siempre habéis estado ahí y así me lo habéis hecho saber desde el primer día que puse rumbo a la capital de España. Nunca me he sentido solo, al revés, más arropado y preocupados que antes. Sin vosotros mi existencia no sería posible, sólo por eso os estaré agradecido toda mi vida. Este último año os he tenido bastante preocupados con el tema del proyecto, por fin pongo punto y final a este capítulo. Gracias de corazón.

A mi tía, merece un monumento por su preocupación diaria hacia mí. No existe la palabra para agradecerte lo mucho que me has dado... y lo poco que me pides a cambio.

Finalmente, quiero dedicar este Proyecto Fin de Carrera a la persona que más ha luchado conmigo para que presentara este proyecto cuanto antes y más paciencia y apoyo me ha dado durante estos dos últimos años, ella es mi novia Ana. De verdad que te agradezco de corazón tu apoyo, comprensión y ánimos. Muchas Gracias.

Finalmente quiero agradecer a la Universidad Carlos III de Madrid y a todos sus integrantes, profesores, alumnos, etc. que hacéis posible que esta Universidad esté considerada como una de las mejores universidades de España y en ciertas titulaciones como de las mejores de Europa.

Personalmente, creo que fue un punto a mi favor, el que en mi primer trabajo como becario en Iberdrola Ingeniería y Construcción la universidad de proveniencia fuera la Universidad Carlos III de Madrid.

Quiero cerrar esta reseña de agradecimientos con una frase que me gusta mucho y es la siguiente:

¡El trabajo ayuda siempre, puesto que trabajar no es realizar lo que uno imaginaba sino descubrir lo que uno tiene dentro!

Pasternak.

Resumen

El incremento de la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables ha propiciado que, en determinadas circunstancias, el carácter no gestionable de alguna de ellas haya causado problemas en varios países al operador del sistema. La solución habitual consiste en limitar la instalación y/o la producción eléctrica de este tipo de tecnologías, pero existe otra alternativa, basada en el uso conjunto de estas fuentes renovables y otras no renovables.

Consiste en el análisis del uso conjunto de la energía eólica y la cogeneración para formar una “Virtual Power Plant”, cuya producción sea gestionable.

El objetivo del proyecto es desarrollar estrategias de integración para las plantas de generación distribuida de origen renovable y no renovable, como son los parques eólicos y centrales de cogeneración. Para ello se utiliza el programa informático PowerFactory de DlgSILENT con el que se simulan los diferentes casos de estudio.

Las estrategias de operación efectuadas para la Virtual Power Plant (Must Run y Merit Order) son diferentes para cada caso de estudio que se realiza.

Una vez definida la Virtual Power Plant se analiza el sistema para un Flujo de Cargas tradicional o Flujo de Cargas Óptimo, dependiendo del caso de estudio en el que nos encontremos. En dicho análisis también varían las restricciones impuestas al sistema en lo referente a flujos de potencia y variaciones de tensión. La función objetivo en todos los casos en los que se ejecuta un Flujo de Cargas Óptimo es minimizar las pérdidas.

Una vez analizados los casos de estudio, se hace una comparativa con la variable de Pérdidas Totales del Sistema.

Finalmente se obtienen diferentes conclusiones y posibles mejoras para el programa utilizado, así como un presupuesto desglosado por partidas referentes al desarrollo de este proyecto fin de carrera.

Abstract

The increase of the electrical production from renewable energy sources has meant that, under certain circumstances, the unpredictable character of some of them has caused problems in several countries to the system operator. The usual solution is to limit the installation and/or the electricity production of this kind of technologies, but there is another alternative, based on the combined use of these renewable sources and other non-renewable.

It consists of the analysis of the combined use of wind power and cogeneration to make a "Virtual Power Plant", whose production is manageable.

The project goal is to develop strategies for the integration of renewable and non-renewable distributed generation plants, such as wind farms and cogeneration plants. The software DIGSILENT PowerFactory is used to develop this project, simulating the different study cases.

The operational strategies carried out for the Virtual Power Plant (Must Run and Merit Order) are different for each performed study case.

After defining the Virtual Power Plant, a traditional load flow or optimal power flow is analyzed, depending on the study case we are undergoing. This analysis will also vary the restrictions on the system in terms of power loading and voltage variations. The objective function in all cases in which an optimum power flow is executed, is to minimize losses.

Once the study cases are analyzed, a comparison is made of total losses for the different scenarios.

Finally different conclusions are obtained and possible improvements for the used program explored, as well as a budget breakdown by items related to the development of this final project.

Palabras clave

A lo largo del proyecto aparecen una serie palabras clave que cabe destacar antes de comenzar el documento, puesto que se nombran en numerosas ocasiones a lo largo del mismo.

- ✓ *Central Virtual= Virtual Power Plant (VPP)*
- ✓ *Flujo de Cargas= Power Flow (PF) or Load Flow (LF)*
- ✓ *Flujo de Cargas Óptimo= Optimal Power Flow (OPF)*
- ✓ *Orden de preferencia= Merit Order*
- ✓ *Ejecución Obligatoria =Must Run*
- ✓ *Red =Grid*
- ✓ *Tomas =Taps*

Índice General

1.- Introducción y objetivos

| | |
|---------------------------------|----|
| 1.1.- Objeto | 20 |
| 1.2.- Objetivos | 20 |
| 1.3.- Alcance del proyecto..... | 21 |

2.- Estado del Arte

| | |
|--|----|
| 2.1.- Introducción | 24 |
| 2.2.- Problemática de la energía eólica..... | 25 |
| 2.3.- Solución propuesta..... | 26 |
| 2.4.- Barreras para su aplicación en España..... | 27 |
| 2.4.1.- Legislación..... | 27 |
| 2.4.2.- Mercado..... | 28 |
| 2.4.3. Otros..... | 29 |

3.- Descripción del Sistema

| | |
|--|----|
| 3.1.1.- Red de 110kV | 33 |
| 3.1.2.- Generadores de 46,55MVA (Central de Cogeneración) | 34 |
| 3.1.3.- Virtual Power Plant..... | 38 |
| 3.1.4.- Generadores de 3 y 4,5MVA (Parques Eólicos) | 41 |
| 3.1.5.- Transformadores de interconexión entre los generadores de 46,55MVA (Central de Cogeneración) y barras de 110kV | 46 |
| 3.1.6.- Transformadores de interconexión de la Red de 380/110 kV..... | 50 |
| 3.1.7.- Transformadores de interconexión de la Red de 110/20 kV | 51 |
| 3.1.8.- Terminales de la subestación (barras) | 52 |
| 3.1.9.- Líneas | 53 |
| 3.1.10.- Carga General | 55 |
| 3.1.11.- Red externa | 57 |
| 3.2.1.- Flujo de cargas..... | 60 |
| 3.2.2.- Flujo de cargas tradicional (PF)..... | 63 |
| 3.2.3.- Flujo de cargas óptimo (OPF)..... | 68 |

4.- Análisis del Sistema

| | |
|---|-----|
| 4.1.- Introducción | 76 |
| 4.2.- Casos de estudio | 76 |
| 4.2.1.- Caso Estudio 1. VPP (Gen-1, Gen-2, WF no despachable) con $\Delta U = \pm 5\%, 10\%, 15\%$ | 79 |
| 4.2.2.- Caso Estudio 2. VPP (Gen-1, Gen-2, WF despachable) con $\Delta U = \pm 5\%, \pm 10\%, \pm 15\%$ | 91 |
| 4.2.3.- Caso Estudio 4. VPP (Gen-1, Gen-2, WF despachable) con límites de carga de $\pm 80\%, \pm 90\%, \pm 100\%, \pm 110\%$ y $\Delta U = \pm 10\%$ | 104 |
| 4.3.- Comparativa de resultados de pérdidas en el sistema de cada caso de estudio | 116 |

5.- Conclusiones y futuras mejoras

| | |
|--|-----|
| 5.1.- Conclusiones finales de los casos de estudio analizados | 120 |
| 5.2.- Conclusiones genéricas para futuras Virtual Power Plant | 123 |
| 5.3.- Posibles mejoras a implementar en el software DigSILENT PowerFactory referente a las Virtual Power Plant | 124 |

6.- Presupuesto

7.- Bibliografía

| | |
|------------------------------------|-----|
| 7.1.- Documentos y artículos | 131 |
| 7.2.- Documentación Web | 134 |

8.- Anexos

| | |
|------------------------|-----|
| 8.1.- Time Sweep | 137 |
|------------------------|-----|

Índice de figuras

2.- Estado del Arte

| | |
|---|----|
| Figura 2.3.1.- Esquema de una Virtual Power Plant | 26 |
|---|----|

3.- Descripción del Sistema

| | |
|--|----|
| Figura 3.1.1.1.- Esquema Unifilar Simplificado de la Red de 110 kV. | 33 |
| Figura 3.1.2.1.- Datos básicos de Máquina Síncrona | 34 |
| Figura 3.1.2.2.- Datos necesarios para cálculos de Flujo de cargas de la Máquina Síncrona | 35 |
| Figura 3.1.2.3.- Datos de optimización de la máquina. | 37 |
| Figura 3.1.3.1.- Administrador de VPP. | 38 |
| Figura 3.1.3.2.- Datos de básicos de la VPP (central virtual). | 39 |
| Figura 3.1.4.1.- Datos básicos del Parque Eólico. | 41 |
| Figura 3.1.4.2.- Datos de Flujo de cargas del Generador Eólico | 42 |
| Figura 3.1.4.2.1.- Curva de capacidad del Generador Eólico de 4.5MW | 43 |
| Figura 3.1.4.3.- Datos de optimización del Generador Eólico | 44 |
| Figura 3.1.4.4.- Datos de básicos de la VPP (Parque Eólico no despachable). | 45 |
| Figura 3.1.5.1.- Datos de básicos Transformador interconexión Gen-46,55MVA y Barra 110kV. | 46 |
| Figura 3.1.5.2.- Tipo de Transformador T-110/10-60MVA. | 47 |
| Figura 3.1.5.2.- Datos de optimización del Transformador T-110/10-60MVA. | 48 |
| Figura 3.1.5.3.- Datos de Flujo de Cargas del Transformador T-110/10-60MVA. | 49 |
| Figura 3.1.6.1.- Datos Básicos del Transformador T-380/110-150MVA. | 50 |
| Figura 3.1.7.1.- Datos Básicos del Transformador T-110/20-30MVA. | 51 |
| Figura 3.1.8.1.- Datos Básicos del Terminal de 110 kV. | 52 |
| Figura 3.1.9.1.- Datos Básicos de Líneas de 110 kV. | 53 |
| Figura 3.1.9.2.- Tipo de Línea de 110 kV. | 54 |
| Figura 3.1.9.3.- Datos de Optimización de Línea de 110 kV. | 54 |
| Figura 3.1.10.1.- Datos básicos de una Carga General | 55 |
| Figura 3.1.10.2.- Datos de Flujo de Cargas de una Carga General | 55 |
| Figura 3.1.10.3.- Datos de Optimización de una Carga General | 56 |
| Figura 3.1.11.1.- Datos Básicos de la Red Externa | 57 |
| Figura 3.1.11.2.- Datos de Optimización de la Red Externa | 58 |
| Figura 3.2.2.1.- Opciones Básica del Flujo de Cargas | 63 |
| Figura 3.2.2.2.- Control de Potencia Activa del Flujo de Cargas | 65 |
| Figura 3.2.2.3.- Opciones Avanzadas del Flujo de Cargas | 67 |
| Figura 3.2.3.1.- Opciones Básicas del Flujo de Cargas Óptimo | 68 |
| Figura 3.2.3.2.- Opciones de Iniciación del Flujo de Cargas Óptimo | 72 |
| Figura 3.2.3.3.- Configuración de la Iteración de Control del Flujo de Cargas Óptimo (Método AC) | 73 |

4.- Análisis del Sistema

| | |
|---|-----|
| Figura 4.2.1.1.- Escenario 1. Virtual Power Plant | 79 |
| Figura 4.2.1.2.- Perfil de viento parque eólico de 30 y 45MW [24horas/p.u] | 80 |
| Figura 4.2.1.3.- Perfil de cargas Industrial [24horas/p.u] | 81 |
| Figura 4.2.1.4.- Perfil de cargas Doméstico [24horas/p.u] | 82 |
| Figura 4.2.1.5.- Resumen general del Sistema | 86 |
| Figura 4.2.1.6.- Potencia Activa y Reactiva del parque eólico de 30 y 45MW respectivamente. | 87 |
| Figura 4.2.1.7.- Pérdidas Totales del Sistema [MW] | 88 |
| Figura 4.2.1.8.- Generación Total del Sistema, Virtual Power Plant y Carga Total [MW] | 89 |
| Figura 4.2.2.1.- Escenario 2. Virtual Power Plant | 92 |
| Figura 4.2.2.2.- Perfil de viento parque eólico de 30 y 45MW [24horas/p.u] | 93 |
| Figura 4.2.2.3.- Perfil de cargas Industrial [24horas/p.u] | 94 |
| Figura 4.2.2.4.- Perfil de cargas doméstico [24horas/p.u] | 95 |
| Figura 4.2.2.5.- Resumen general del Sistema | 99 |
| Figura 4.2.2.6.- Potencia Activa del parque eólico de 30 y 45MW respectivamente. | 100 |
| Figura 4.2.2.7.- Pérdidas Totales del Sistema [MW] | 101 |
| Figura 4.2.2.8.- Generación Total del Sistema, Virtual Power Plant y Carga Total [MW] | 102 |
| Figura 4.2.3.1.- Escenario 1. Virtual Power Plant | 104 |
| Figura 4.2.3.2.- Perfil de viento parque eólico de 30 y 45MW [24horas/p.u] | 105 |
| Figura 4.2.3.3.- Perfil de cargas Industrial [24horas/p.u] | 106 |
| Figura 4.2.3.4.- Perfil de cargas Doméstico [24horas/p.u] | 106 |
| Figura 4.2.3.5.- Resumen general del Sistema | 110 |
| Figura 4.2.3.6.- Pérdidas Totales del Sistema [MW] | 111 |
| Figura 4.2.3.7.- Potencia generada por los dos parques eólicos [MW] | 112 |
| Figura 4.2.3.8.- Generación Total del Sistema, Virtual Power Plant y Carga Total [MW] | 113 |
| Figura 4.3.1.- Resumen Pérdidas Totales en los tres casos de estudio. | 117 |

5.- Conclusiones y futuras mejoras

| | |
|--|-----|
| Figura 5.1.1.- Diferencia Potencia Eólica Caso de Estudio 1-3 y 1-2. | 121 |
| 3.15.- Opciones Básicas del Time Sweep_LF | 137 |

Índice de tablas

3.- Descripción del Sistema

| | |
|---|----|
| Tabla 3. 1.1.- Restricciones de desigualdad para la simulación del OPF..... | 72 |
|---|----|

4.- Análisis del Sistema

| | |
|---|-----|
| Tabla 4.2.1.- Casos de Estudio | 78 |
| Tabla 4.2.1.1.- Resultados de Restricciones de U: +/-5.00% | 84 |
| Tabla 4.2.1.2.- Resultados de Restricciones Sobrecarga: +/-100.00% en las lineas y Trafos | 85 |
| Tabla 4.2.3.- Resumen Potencia Generada/Potencia consumida y Pérdidas del Sistema. | 90 |
| Tabla 4.2.2.1.- Valores de la carga Industrial | 94 |
| Tabla 4.2.2.2.- Valores de la carga Doméstica | 95 |
| Tabla 4.2.2.3.- Resultados de Restricciones de U: +/-5.00% | 98 |
| Tabla 4.2.2.4.- Resultados de Restricciones Sobrecarga: +/-80.00% en las lineas y Trafos | 98 |
| Tabla 4.2.3.- Resumen Potencia Generada/Potencia consumida y Pérdidas del Sistema. | 103 |
| Tabla 4.2.3.1.- Resultados de Restricciones de U: +/-10,00% | 108 |
| Tabla 4.2.3.2.- Resultados de Restricciones Sobrecarga: +/-80.00% en las lineas y Trafos | 109 |
| Tabla 4.2.3.3.- Resultados de Restricciones Sobrecarga: +/-100.00% en las lineas y Trafos | 109 |
| Tabla 4.2.3.4.- Resumen Potencia Generada/Potencia consumida y Pérdidas del Sistema. | 115 |
| Tabla 4.3.1.- Resumen Pérdidas Totales en los tres casos de estudio..... | 117 |

5.- Conclusiones y futuras mejoras

| | |
|---|-----|
| Tabla 5.1.1.- Potencia Eólica generada en los tres casos de estudio. | 121 |
|---|-----|

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En este primer capítulo se da una visión general de los objetivos del proyecto y de la estructura que contiene el mismo, describiendo en varias líneas de forma concisa el contenido que se encuentra en cada capítulo

1.1.- Objeto

Diseño de Estrategias de una Central de Generación Virtual (*Virtual Power Plant*)

1.2.- Objetivos

El objetivo del proyecto es desarrollar estrategias de integración para las plantas de generación distribuida de origen renovable y no renovable, como por ejemplo: parques eólicos, hidráulica, centrales de cogeneración, etc.

En la literatura encontramos los siguientes desarrollos de sistemas de control:

- Centrales de generación virtuales (*Virtual Power Plant VPP*): Una central de generación virtual es un grupo de instalaciones de generación distribuida renovable y no renovable cuya generación se controla mediante un centro de control llamado "virtual" que tiene en cuenta las características especiales de cada tipo de generación al despachar una consigna de potencia total. [1][2][3].

El objetivo del proyecto es analizar las ventajas de agruparse en centrales virtuales y diseñar estrategias de operación (merit order, must run) para encontrar el óptimo técnico-económico, combinando la central virtual con una función objetivo de minimización de pérdidas.

Las estrategias de operación deben basarse en la evaluación y predicción de la demanda de energía, de la energía disponible y del uso óptimo de dicha energía:

- Sistemas de gestión de la generación: No se puede disponer de la generación por igual, hay centrales que pueden desconectarse y centrales que deben estar operativas (must run). Hay generadores que deben participar en carga base (merit order 0 y 1) y otros no tan prioritarios.

- Sistemas de gestión de la demanda: de la misma forma, hay cargas que siempre deben estar conectadas (hospitales, etc.)

Los datos de demanda deben combinarse con los datos de generación en tiempo real y el sistema debe ser capaz de tomar decisiones.

1.3.- Alcance del proyecto

Este proyecto se divide en 8 capítulos detallados en el Índice General. A continuación, se realiza una breve descripción de los mismos para una mejor comprensión en la organización del documento:

Capítulo 1. Introducción y objetivos

Capítulo 2. Estado del arte

En este segundo capítulo se explica de manera detallada el concepto de una Virtual Power Plant y se analizan las barreras de entrada y posibles soluciones que plantean las Virtual Power Plant.

Capítulo 3. Descripción del Sistema.

Este capítulo describe las principales pestañas a tener en cuenta para cada uno de los elementos que forman parte de nuestra red de 110 kV. Se describe la Virtual Power Plant y como entran en el despacho de potencia los diferentes generadores. Se analiza el concepto de Flujo de Cargas, y las diferentes combinaciones posibles que se pueden realizar en función de las estrategias que se quieren implementar.

Capítulo 4. Análisis del sistema

Este capítulo analiza las diferentes estrategias consideradas relevantes para el estudio de una VPP, tanto para flujo de carga convencional (LF) como flujo de carga óptimo (OPF).

Para la VPP se han simulado diferentes estrategias colocando los parques eólicos como máquinas despachables o como máquinas fijas, analizando los resultados para cada caso en concreto.

Capítulo 5. Conclusiones y futuras mejoras

Este capítulo muestra las conclusiones finales a las que se han llegado para las diferentes simulaciones realizadas a lo largo del capítulo anterior.

Se analizan unas posibles mejoras a partir del análisis del sistema, así como del software con el que se han realizado dichas simulaciones.

Capítulo 6. Presupuesto

Este capítulo muestra una descripción del presupuesto elaborado en horas/hombre para la realización de este proyecto. Se incluyen las diferentes partidas, así como los costes directos e indirectos del mismo.

Capítulo 7. Bibliografía y referencias

En este capítulo se citan cada uno de los documentos de los que se ha obtenido información para la elaboración de este proyecto. Se detalla brevemente en varias líneas lo que contiene cada documento. Para concluir, se citan las referencias web consultadas con una breve descripción de las mismas.

Capítulo 8. Anexos

A modo informativo, se incluye la programación de los Programas en Lenguaje DIGSILENT o “DPL”, desarrollados y programados específicamente para este proyecto combinando llamadas a macros existentes con nuevos bucles e informes de resultados, utilizados para simular los diferentes casos de estudio.

Capítulo 2

ESTADO DEL ARTE

En este segundo capítulo se va a dar una breve introducción al concepto de Virtual Power Plant analizando los diferentes sistemas de generación distribuida renovable y no renovable que pueden participar en el sistema. Se analizarán las barreras de entrada que presentan este tipo de centrales virtuales en el Mercado Español en el ámbito legal como de mercado y la posible solución propuesta. Para nuestro trabajo los dos modelos de centrales de generación que incluiremos en la simulación de la Virtual Power Plant con el programa DigSILENT PowerFactory se basan en la energía eólica y de cogeneración.

2.1.- Introducción

El incremento de la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables ha propiciado que, en determinadas circunstancias, el carácter no gestionable de alguna de ellas haya causado problemas en varios países al operador del sistema. La solución habitual consiste en limitar la instalación y/o la producción eléctrica de este tipo de tecnologías, pero existe otra alternativa, basada en el uso conjunto de estas fuentes renovables y otras no renovables.

Consiste en el análisis del uso conjunto de la energía eólica, solar, hidráulica y la cogeneración para formar una “central virtual” (“Virtual Power Plant”), cuya producción sea gestionable.

Uno de los mayores retos a los que se enfrentan las economías europeas es el abastecimiento energético a medio y largo plazo. Actualmente, la dependencia energética de Europa es cercana al 55%, alcanzando el 85% en España. Esta dependencia energética, unida a la inestabilidad de los precios de los combustibles fósiles, hace necesario un cambio en el modelo energético a medio plazo. [4][5][6][7][8]

Por otra parte, la Unión Europea tiene una serie de compromisos internacionales en materia de protección al medio ambiente, entre los que destaca el cumplimiento del Protocolo de Kioto.

De acuerdo con el mismo, los quince socios que componían la Unión Europea antes de la ampliación a 25 Estados Miembros deben reducir hasta 2012 las emisiones de gases de efecto invernadero un 8% con respecto a los niveles registrados en 1990.

La unión de ambos factores ha propiciado la promoción de las fuentes de energía renovables como alternativa a los combustibles fósiles, ya que reducen la dependencia energética exterior y no contribuyen al cambio climático. En este sentido, cabe destacar el gran desarrollo tecnológico que ha experimentado la energía eólica en los últimos años, que le ha permitido convertirse en una fuente de energía importante en determinados Estados Miembros de la Unión Europea, principalmente, en Alemania, España y Dinamarca.

2.2.- Problemática de la energía eólica

A pesar de sus grandes ventajas económicas y medioambientales, la producción de electricidad mediante la fuerza del viento presenta el inconveniente de los errores en la predicción de viento. Si bien se han realizado grandes esfuerzos en la mejora de las herramientas de predicción, los parques eólicos siguen presentando diferencias entre la producción prevista y la producción real.

Mientras la aportación de la energía eólica a la generación de electricidad ha sido testimonial, los errores de predicción de viento se podían asimilar a errores de predicción de la demanda eléctrica y, por lo tanto, se compensaban más o menos fácilmente con las centrales térmicas o hidráulicas. Sin embargo, hoy en día la energía eólica satisface cerca del 8% de la demanda eléctrica en España, habiendo alcanzado máximos horarios de más del 30%.

La solución clásica en estos casos consiste en exportar el exceso de energía a los países vecinos. Como consecuencia, es necesario aumentar la capacidad de transporte para evacuar toda la producción eléctrica a partir de energía eólica, o limitar la producción de los parques eólicos, lo cual, en el actual marco de precios caros de

combustibles y de preocupación por los efectos del cambio climático, no parece la mejor solución.

2.3.- Solución propuesta

La solución consiste en el diseño de una “Virtual Power Plant” (VPP). Una Virtual Power Plant (VPP) agrega la capacidad de diversos recursos energéticos distribuidos (DER), crea un solo perfil de funcionamiento de los diversos parámetros que caracterizan cada DER y puede incorporar el impacto de la red de forma global de la DER. [9][10][13][14].

En estas centrales virtuales, las máquinas eólicas producirán toda la electricidad que puedan, y las plantas de cogeneración modificarán sus perfiles de generación en función de aquéllas.

Para ello, las plantas de cogeneración deben ser capaces de modificar su programa de generación, es decir, deben ser flexibles.

Así, estas Virtual Power Plant ya no tienen el problema de falta de predicción que tiene la energía eólica, ya que la cogeneración puede equilibrar los errores de predicción en la generación eólica. Por otra parte, al ser la producción predecible, también pueden ofrecer potencia a subir o a bajar en el mercado de regulación del operador del sistema.

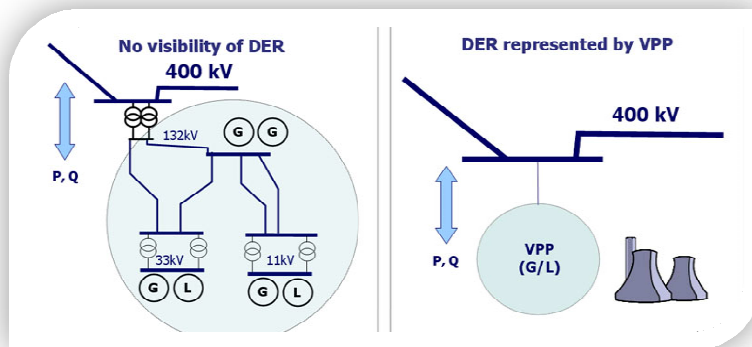


Figura 2.3.1.- Esquema de una Virtual Power Plant

2.4.- Barreras para su aplicación en España

La falta de capacidad de despacho de la energía eólica causa problemas en la operación del sistema, como es el caso de España.

Para ello, se analizan cuales son las barreras que existen hoy en día y cómo se podrían superar. [17][18][19].

2.4.1.- Legislación

Primero, se analiza la legislación vigente a fin de determinar si la solución se podía aplicar desde un punto de vista legal. La legislación europea contiene numerosas directivas que deberían favorecer la implantación de la idea:

- La directiva 96/92/EC estableció las condiciones para la creación de un mercado de electricidad único a escala europea y, posteriormente, la directiva 2003/54/EC subsanó algunas de las lagunas que presentaba el primer documento. Entre las disposiciones de la directiva se establece que el acceso a la red y a los mercados no debe ser discriminatorio y que se debe de promover la competencia. En este sentido, la creación de estas centrales virtuales permite la entrada de nuevos participantes a los mercados eléctricos, lo que incrementará la competencia.
- La directiva 2001/77/EC fue aprobada para fomentar el uso de las fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad, de manera que un 22.1% de la electricidad consumida en 2010 en la Unión Europea se produjera a partir de energías renovables. Dado que la energía eólica está llamada a ser una de las principales artífices de alcanzar dicho porcentaje, toda acción encaminada a incrementar su participación en la cobertura de la demanda, sin perjudicar el funcionamiento del sistema, estaría en línea con el objetivo de la directiva.

- La directiva 2004/8/EC busca el aumento de la promoción de la cogeneración en el mercado interior de electricidad, siempre y cuando su uso suponga un alto rendimiento energético. Mediante las centrales virtuales, se fomenta el uso de la cogeneración, ya que se convierte en una herramienta útil para los gestores de los parques eólicos, sin necesidad de empeorar el rendimiento térmico, ya que el calor producido se almacena; simplemente se varía el programa de generación.
- Por último, la directiva 2003/87/EC establece el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, como instrumento para el cumplimiento del Protocolo de Kioto por parte de la Unión Europea. Las centrales virtuales de cogeneración y energía eólica permiten aumentar la producción eléctrica a partir de fuentes renovables y fomentan el uso de tecnologías más eficientes, con la consiguiente reducción en la emisión de gases contaminantes.

La legislación española tiene varias leyes y reales decretos en los que se fomentan la competencia, el uso de las fuentes de energía renovables, la cogeneración y la protección del medio ambiente: Ley 54/1997 del sector eléctrico y su desarrollo normativo, en el que destacan los reales decretos 2818/1998 y 436/2004 del régimen especial, y la Ley 1/2005 sobre el comercio de emisiones y su desarrollo normativo.

Por lo tanto, tanto la legislación comunitaria en vigor, así como la española, no deberían presentar una barrera para las Virtual Power Plants integradas de cogeneración y energía eólica.

2.4.2.- Mercado

Posteriormente, se analizan las reglas y las condiciones del mercado eléctrico, para comprobar la capacidad de estas Virtual Power Plant para acceder al mismo.

En cuanto a las reglas de mercado, se establece que la potencia mínima para entrar en el mercado es de 1 MW, salvo en el caso de plantas de régimen especial, que pueden ser agrupadas por un agente vendedor, a fin de alcanzar la potencia mínima exigida. El

hecho de que sea necesaria la agrupación de las plantas de cogeneración y los parques eólicos de menos de 1 MW para acceder al mercado, favorece el uso de las centrales virtuales. Además, no es necesario que las instalaciones agrupadas utilicen la misma tecnología de generación, por lo que el uso de la cogeneración y la energía eólica en un mismo grupo es perfectamente factible.

Sin embargo, la situación actual del mercado eléctrico, en el que dos empresas producen y venden en torno al 60% de la electricidad negociada en el mercado, dificulta la entrada de nuevos participantes.

El Real Decreto de tarifas para 2007 establece la obligación de que los operadores dominantes del mercado realicen emisiones primarias de energía, a fin de reducir el control de los mismos sobre el mercado. Estas emisiones primarias consisten en que, si bien los propietarios de las centrales siguen siendo los mismos, son otros quienes comercializan la electricidad afectada por dichas emisiones.

2.4.3. Otros

En España, el principal problema para el uso de las centrales virtuales formadas por cogeneración y energía eólica es la falta de cogeneración flexible. La mayor parte de la potencia de cogeneración instalada en España corresponde al sector industrial, donde la producción conjunta de electricidad y calor viene fijada por la demanda térmica del proceso. Además, el calor producido se usa principalmente en forma de vapor, por lo que no se puede almacenar como agua caliente. De esta manera, la demanda de calor no es flexible, ya que está ligada a un proceso industrial, y la producción tampoco se puede diferir respecto a la demanda, porque no es posible almacenar el calor en forma de vapor.

Tanto la legislación comunitaria como la española quieren mejorar la eficiencia energética y señalan que, para ello, la cogeneración deberá desempeñar un importante papel. Si bien el sector industrial sigue presentando potencial de mejora, se estima que el potencial económicamente disponible en los sectores residencial y comercial es aún mayor. En

ambos sectores, el calor se emplea principalmente para producir agua caliente, que se puede almacenar fácilmente en un tanque. Por lo tanto, a la hora de diseñar una instalación de cogeneración para el sector residencial o comercial, conviene tener en cuenta la posibilidad de instalar un depósito de agua caliente, que permita modificar el programa de generación de la instalación de cogeneración, de manera que éste se ajuste a una cierta necesidad eléctrica, en lugar de estar condicionado por una demanda térmica. Así, la instalación de cogeneración sería una instalación flexible, ya que podría producir electricidad en los momentos en los que sea más beneficioso para su propietario, siempre y cuando aporte la cantidad de calor necesaria en un determinado espacio de tiempo.

Una vez explicado el concepto de Virtual Power Plant, los sistemas de generación que lo integran y analizado las barreras de entrada tanto en términos legales como de mercado eléctrico, damos paso al capítulo 3 en el que se describe de manera detallada la Red de 110 kV con cada uno de los elementos que la forman, así como la descripción del análisis de Flujo de Cargas y Flujo de Cargas Óptimo que se va a llevar a cabo para las distintas consignas de potencia de la Virtual Power Plant.

Capítulo 3

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

3.1 Descripción de la Red

En este tercer capítulo, se procederá a describir de manera detallada los elementos que forman el sistema sobre el que vamos a desarrollar nuestro trabajo.

Se van a realizar una serie de simulaciones para una red eléctrica de 110kV integrada por diferentes estaciones generadoras que forman lo conocido como *Virtual Power Plant (VPP)*. La configuración de la VPP se modificará y adaptará adecuadamente dependiendo del análisis que vayamos a realizar en la red en cada instante.

Una vez definido nuestro sistema, pasaremos al capítulo cuatro en el que analizaremos diferentes situaciones de la Virtual Power Plant simulando flujos de carga y flujos de carga óptimos durante un periodo de simulación correspondiente a 24h mediante un comando.

3.1.1- Red de 110kV

La Red en la que basaremos nuestras simulaciones es la siguiente:

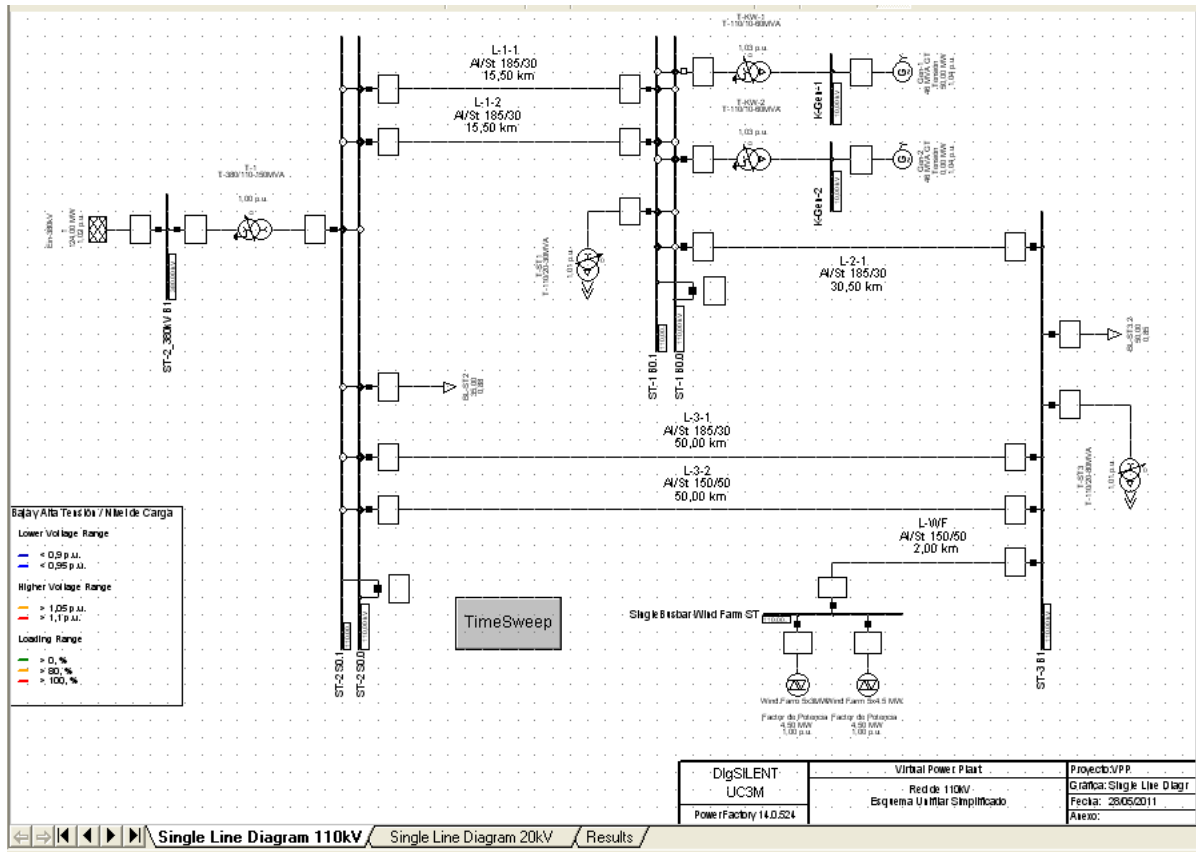


Figura 3.1.1.1.- Esquema Unifilar Simplificado de la Red de 110 kV.

En esta primera figura podemos ver el Unifilar Simplificado de la red sobre la que basaremos nuestro desarrollo y simulaciones.

El caso base está formado por dos generadores de 46,55MVA cada uno, con el que se simula una central de Cogeneración. Un parque eólico compuesto por 2 generadores que representan cada uno 10 máquinas en paralelo de 3 y 4,5MVA cada una. Una red externa de 380kV interconectada a la red de 110kV mediante un transformador trifásico de 150MVA. Se dispone de un transformador trifásico con una potencia nominal de 30MVA mediante el cual, se conecta la red de 20kV. Finalmente aparecen 2 cargas puntuales conectadas directamente sobre la red de 110kV.

A continuación pasaremos a explicar con mayor profundidad los datos característicos de cada uno de los elementos que forman nuestro caso base.

3.1.2.- Generadores de 46,55MVA (Central de Cogeneración)

En primer lugar describiremos los generadores que simulan la central de cogeneración.

Los 3 campos principales en los que nos basaremos para ir variando las características de estos dos generadores a lo largo de las distintas simulaciones de la VPP son las siguientes:

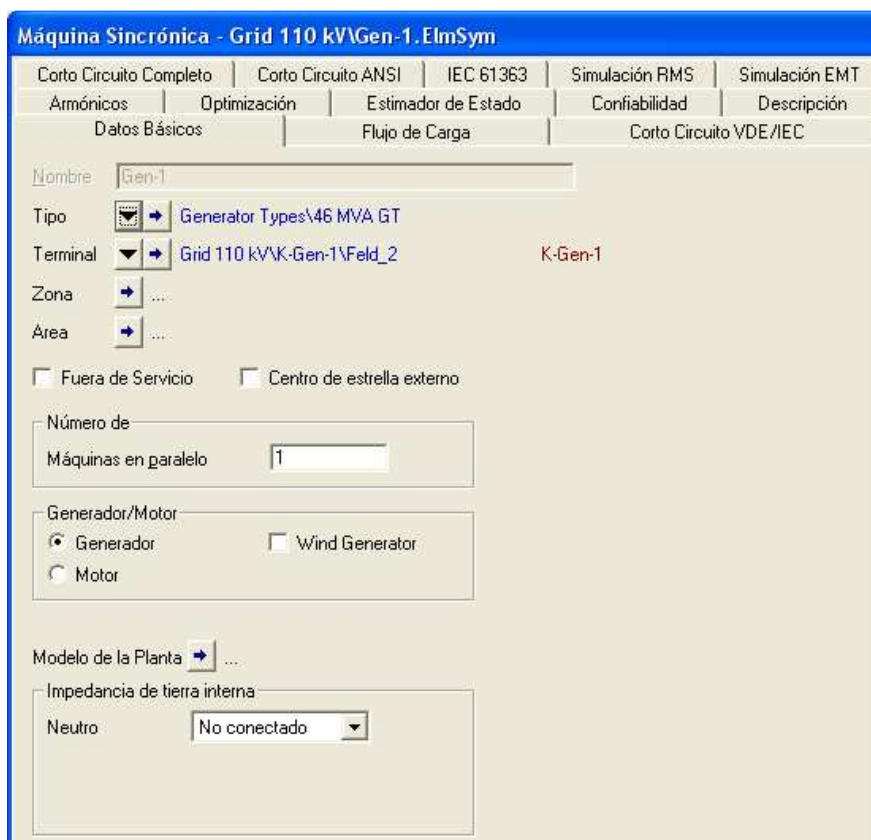


Figura 3.1.2.1.- Datos básicos de Máquina Síncrona

En esta primera figura se elije el modelo de generador que se vaya a utilizar.

Se selecciona el tipo de generador, en nuestro caso elegiremos un modelo estándar dentro de la Librería del programa. A su vez, dentro de los datos del generador, encontramos las variables necesarias para definir completamente el generador, como son: valores referentes a la resistencia estática, las reactancias síncronas, transitorias y subtransitorias, así como las constantes de tiempo transitorio y subtransitorio. Dichos

valores son referentes a la simulación RMS, EMT, flujo de cargas, optimización y corto circuito principalmente. [20][21].

El terminal seleccionado será de 10,5 kV conectado a la red de 110 kV a través de un transformador de generador elevador, puesto que es ahí donde conectaremos el generador. La zona y el área no serán necesarias definir las para nuestras simulaciones.

A modo resumen, los valores más característicos y representativos de nuestro generador serán la potencia nominal de 46, 55 MVA, tensión de 10,5 kV, un fdp 0,8 y una conexión de YN con el neutro no conectado.

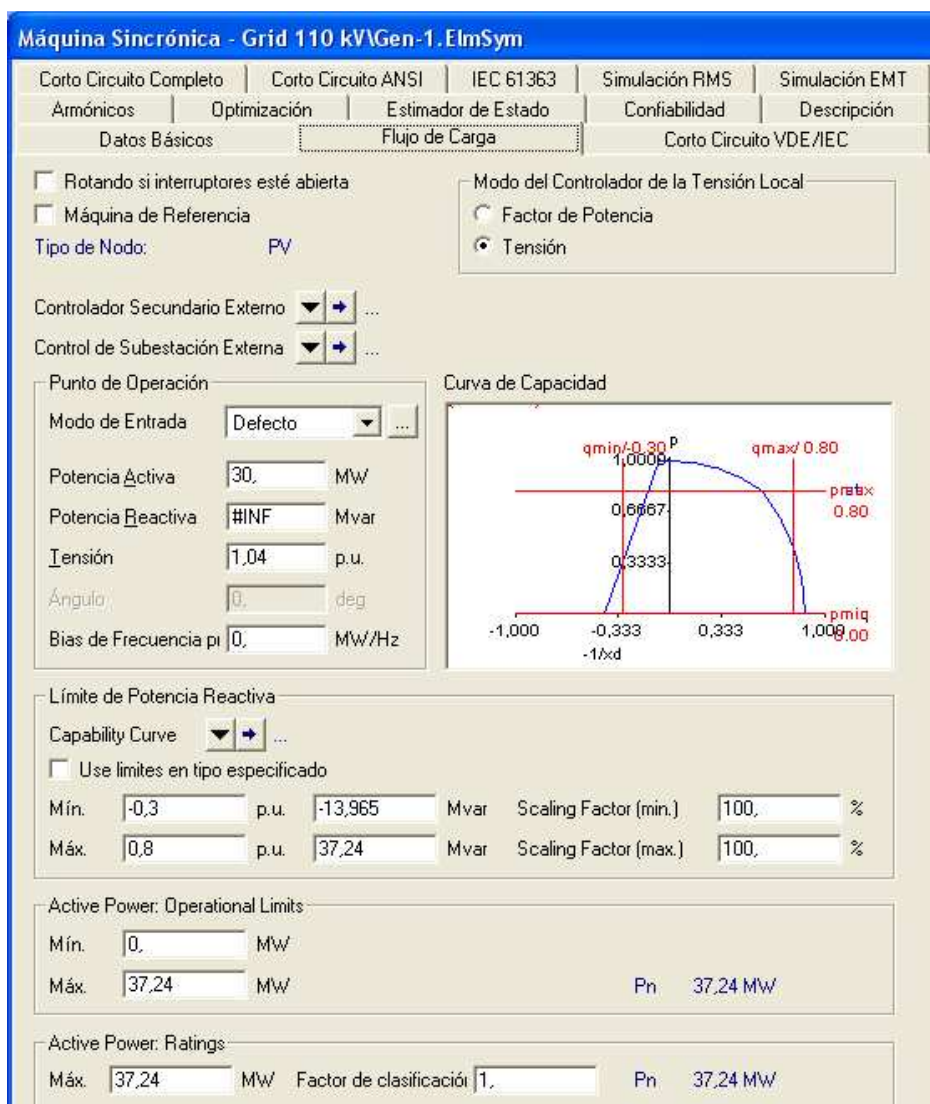


Figura 3.1.2.2.- Datos necesarios para cálculos de Flujo de cargas de la Máquina Síncrona

En este apartado elegimos el modo de control de la máquina ajustando los parámetros correspondientes para ejecutar flujos de carga. En nuestro caso, elegimos un modo del controlador por tensión. Fijamos potencia activa y la reactiva vendrá determinada por la resolución de flujo de cargas según su curva característica de capacidad de control de reactiva.

Por último se fijarán los límites de operación con una potencia activa máxima y mínima en MW.

Finalmente y como tercer campo característico a tener en cuenta son los datos referentes a la optimización de la potencia activa y reactiva generada por la máquina síncrona.

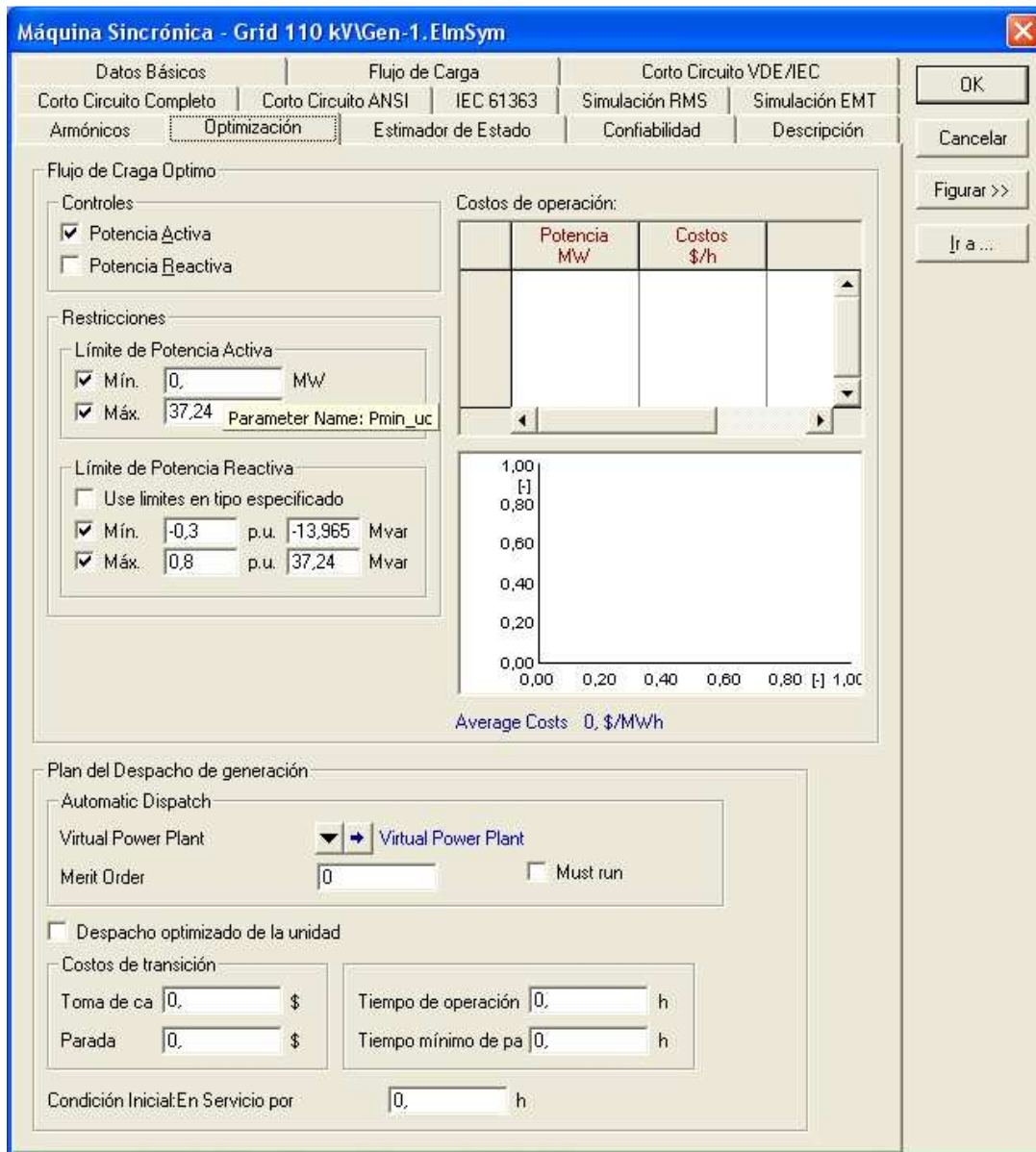


Figura 3.1.2.3.- Datos de optimización de la máquina.

En este apartado fijamos los controles con los que se pretende controlar la máquina acusando las restricciones de potencia máxima y mínima, siempre por debajo de la potencia nominal. Como vemos los costos de operación aparecen vacíos puesto que nos vamos a centrar en la función objetivo de minimización de pérdidas. Para optimizar una función objetivo de minimización de costes, sería necesario rellenar dichos campos.

Dentro de este mismo apartado, también es posible definir los generadores pertenecientes a la Virtual Power Plant.

En nuestro caso definimos los dos generadores que hemos utilizado para simular nuestra central de cogeneración.

3.1.3.- Virtual Power Plant

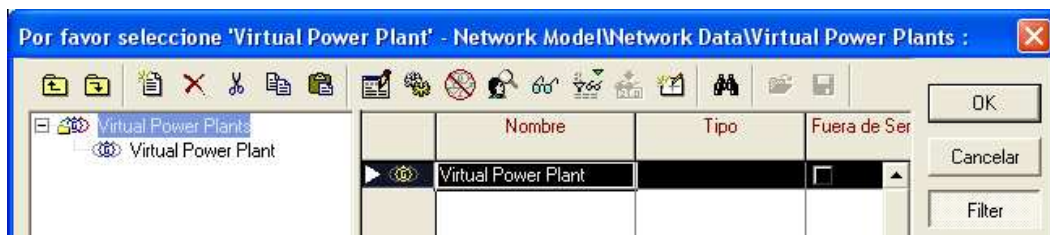


Figura 3.1.3.1.- Administrador de VPP.

Existen múltiples formas de definir una Virtual Power Plant, Como vemos en la figura anterior a través del administrador de datos se puede seleccionar una nueva VPP e introducir los generadores que queramos dentro de cada una de ellas.

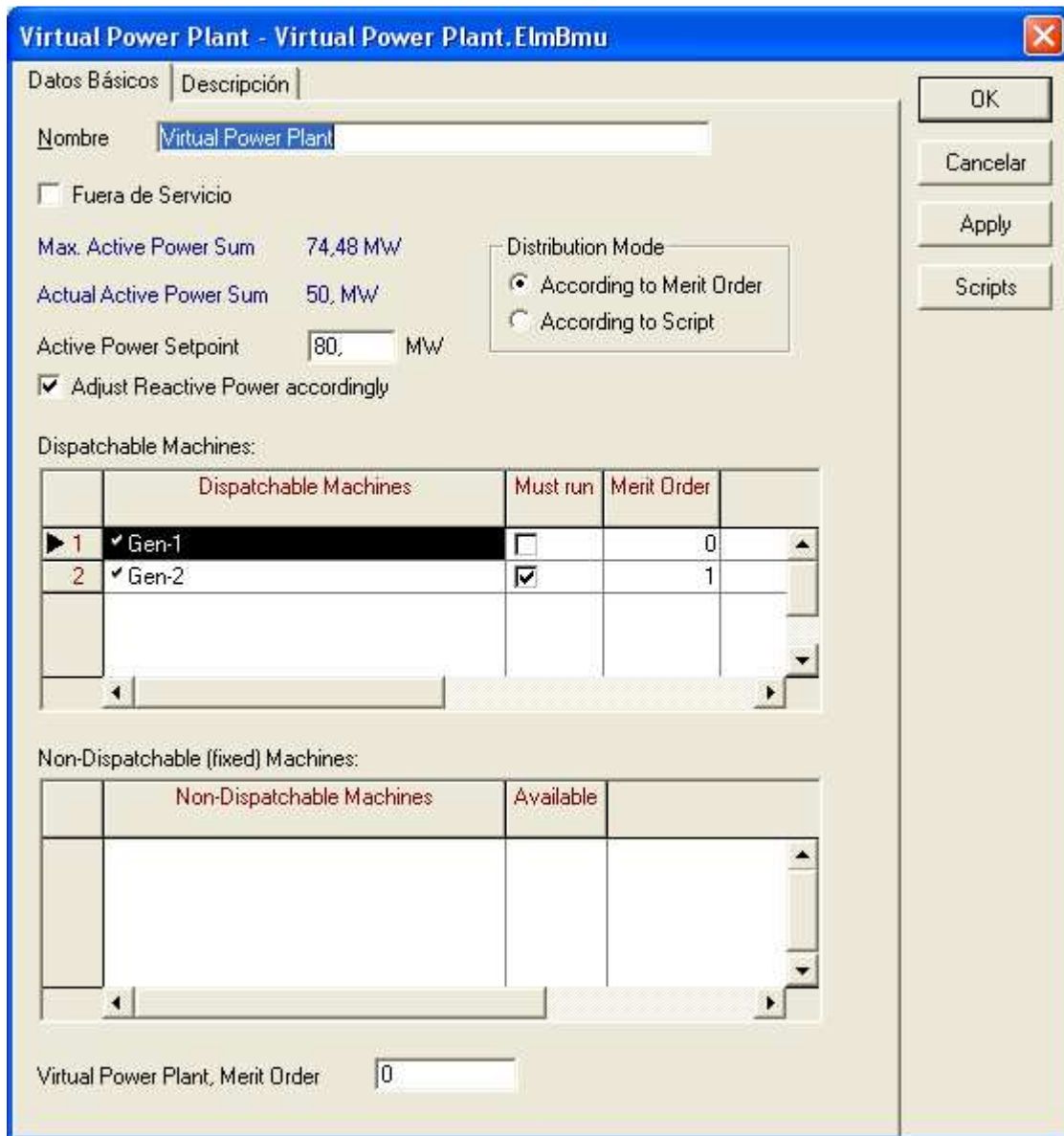


Figura 3.1.3.2.- Datos de básicos de la VPP (central virtual).

Para definir correctamente nuestra VPP será necesario atribuir a cada generador una función concreta dentro de la misma. Las reglas que determinan el envío de los generadores seleccionados se establecen en esta ventana de edición de la VPP.

La potencia activa que será despachada se encuentra en el campo *Suma de potencia activa* . El despacho de los Generadores pertenecientes (pgini variable de la pestaña de Flujo de cargas del generador) se fija cuando le damos a Aplicar.

Si la "máxima suma de potencia activa" de los generadores incluidos (suma de los límites de potencia máxima operativa activa de los generadores) es menor que la potencia activa que se desea demandar a la VPP, el programa muestra un mensaje de error. De lo contrario, los datos se establecen de acuerdo a la definición del usuario.

Existen dos formas básicas de realizar la simulación:

- *Acorde al merit order*
- *Acorde al Script.*

En nuestro caso, vamos a utilizar la primera opción.

La opción "According to merit order", realiza un despacho de la potencia activa de acuerdo a la prioridad que se dé a cada generador en la columna del *Merit Order* de la tabla. Los valores más bajos tienen una mayor prioridad, así pues, un generador con valor 0 tiene mayor prioridad de entrar a despachar que un generador con prioridad 1. El programa muestra pantalla de error si se asigna la misma prioridad a 2 generadores distintos. Por otro lado, los generadores que tienen marcada la opción *Must Run* entran en la simulación del despacho incluso si tienen una baja prioridad establecida en el *Merit Order*. Por tanto, podemos decir, que la opción de *Must Run* es más restrictiva que el *Merit Order*, siempre que se apliquen ambas a la vez.

Dichos valores también son configurables dentro de la pestaña de optimización de los generadores.

Por último vemos que la pestaña referente a las máquinas no despachables está vacía. Dicha pestaña irá variando conforme vayamos haciendo simulaciones. Todo ello irá dependiendo de cómo fijemos la generación de los parques eólicos.

3.1.4.- Generadores de 3 y 4,5MVA (Parques Eólicos)

Los parques eólicos están simulados por generadores de 4,5MVA y 3MVA cada uno, teniendo 10 máquinas asociadas en paralelo cada generador. Lo que suma una potencia total de 45MVA para nuestro primer parque y de 30MVA para el otro parque.

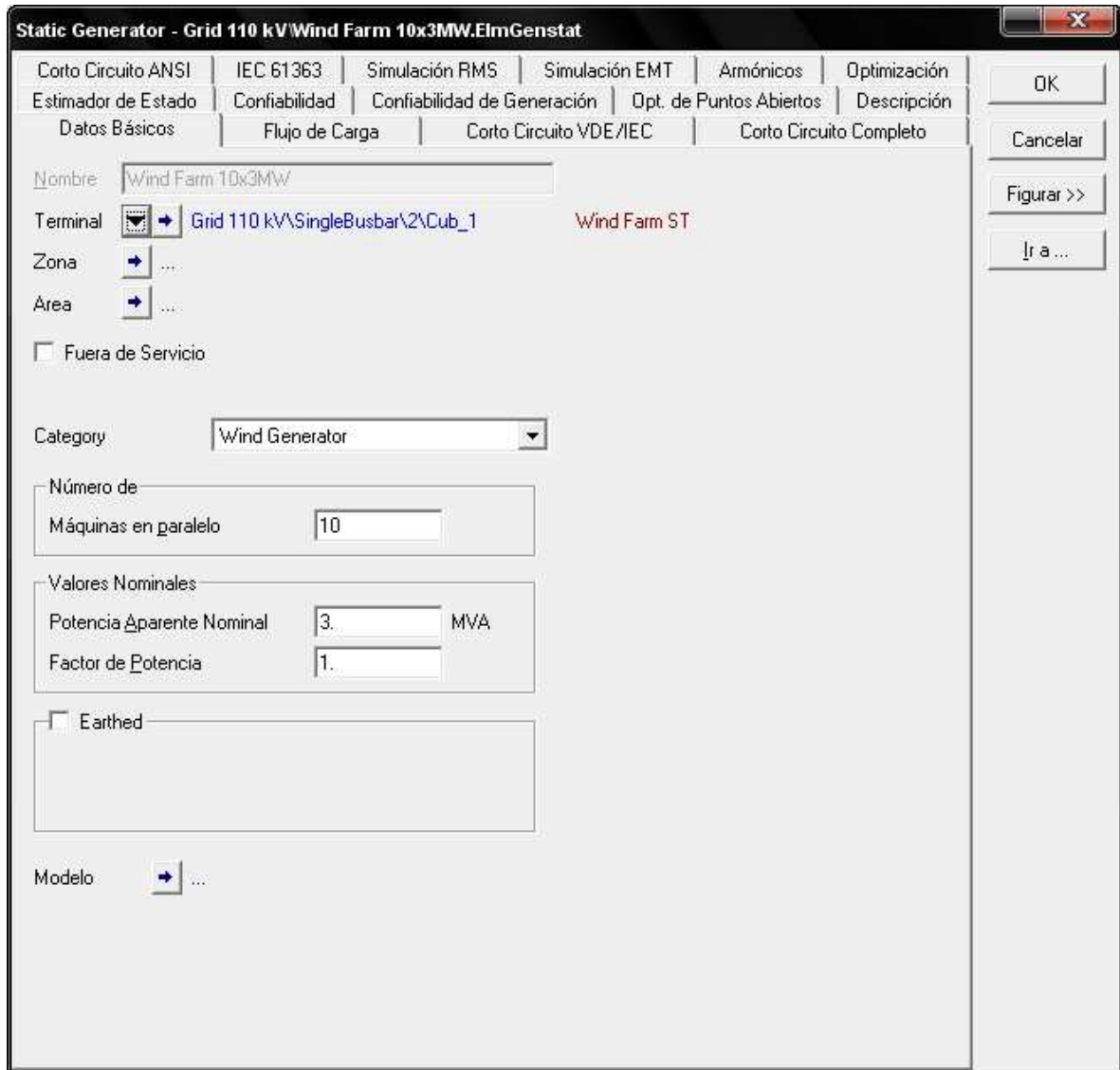


Figura 3.1.4.1.- Datos básicos del Parque Eólico.

En la pestaña principal del generador estático empleado para modelar el parque eólico se elige el nombre característico del elemento, que en nuestro caso será de un parque

eólico y la categoría del generador, así como los generadores en paralelo que vayamos a simular. Finalmente se asignan los valores característicos de una máquina.

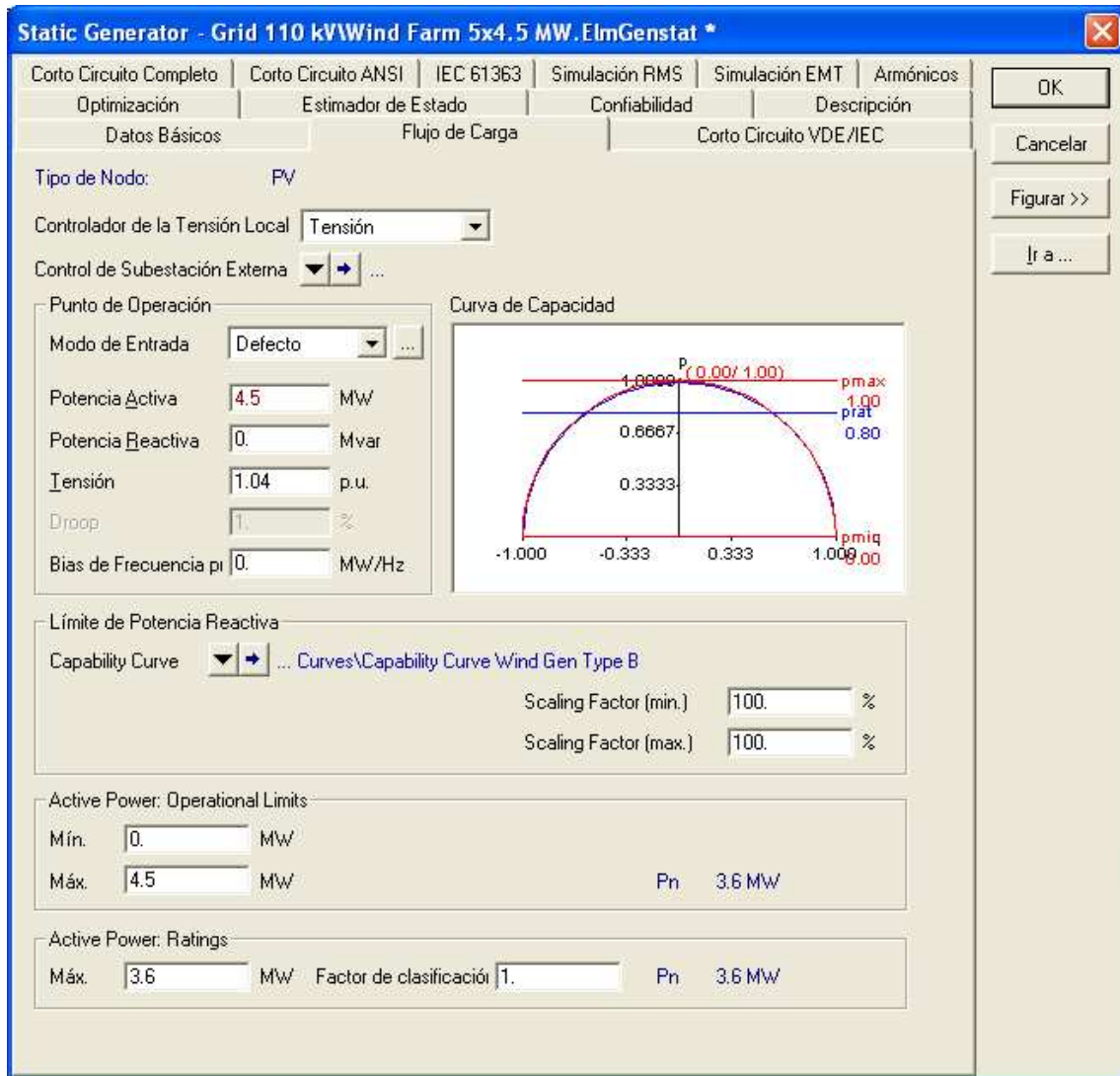


Figura 3.1.4.2.- Datos de Flujo de cargas del Generador Eólico

En la pestaña referente al flujo de cargas, se elige el modo de control que se desee, por tensión o fdp. En lo referente a los datos de salida aparecen varias posibilidades, P,Q (Potencia activa y reactiva). P, cos fi (Potencia activa, factor de potencia) entre los más comunes. Para las simulaciones que vamos a realizar, partiremos eligiendo como tipo de nodo PQ y datos de salida, P y Q.

Existe la posibilidad de elegir una curva de capacidad. En nuestro caso elegiremos una curva característica para un generador eólico.

Finalmente se definen los valores de potencia de operación máxima y mínima del generador.

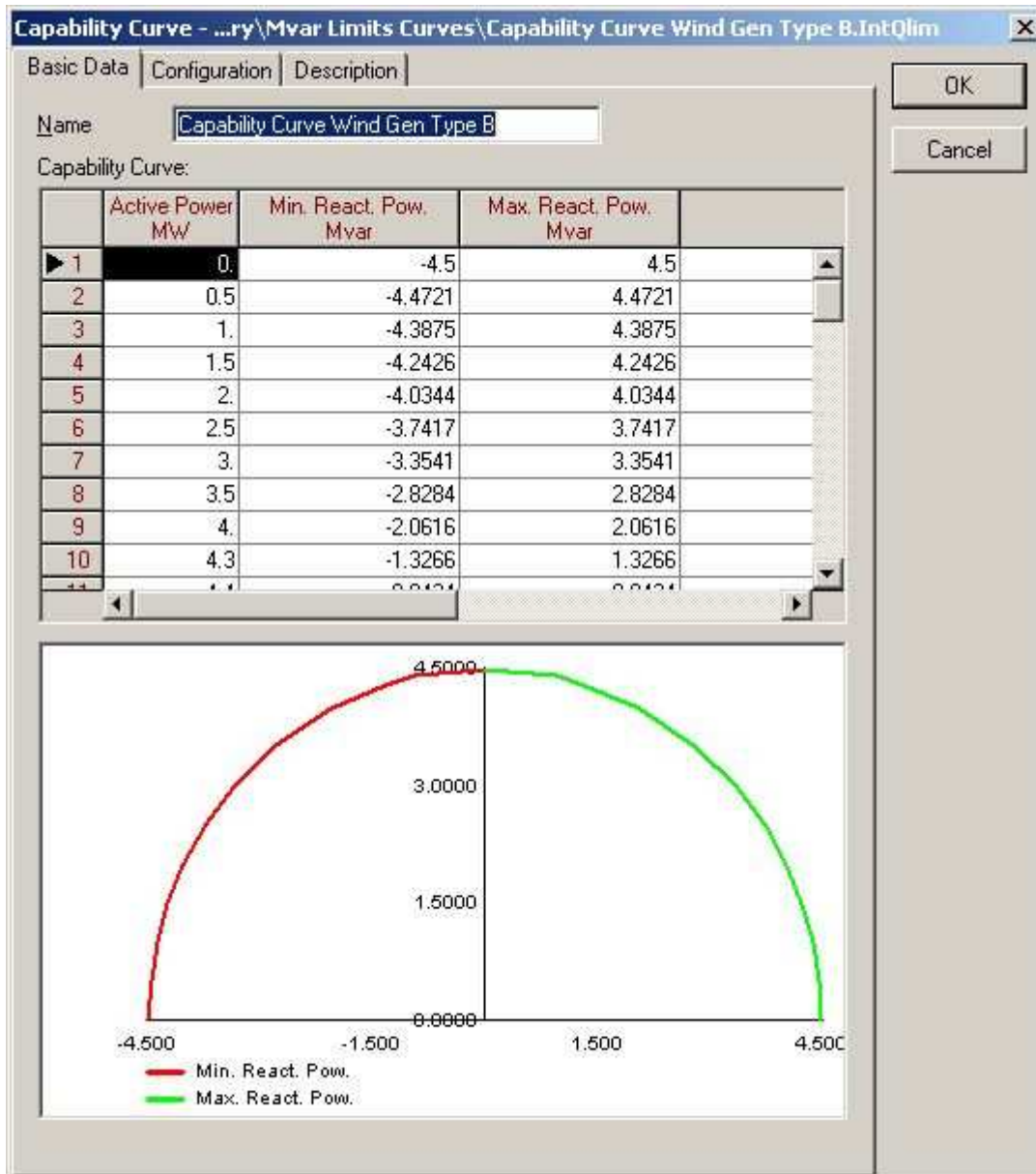


Figura 3.1.4.2.1.- Curva de capacidad del Generador Eólico de 4.5MW

La curva se genera a partir de los valores de potencia activa y reactiva. En nuestro modelo, tenemos diferentes rangos de potencia reactiva máxima y mínima.

Al incluir estas curvas dentro de los generadores estáticos que modelan los parques eólicos, el despacho de los generadores se mantiene siempre dentro de los límites establecidos.

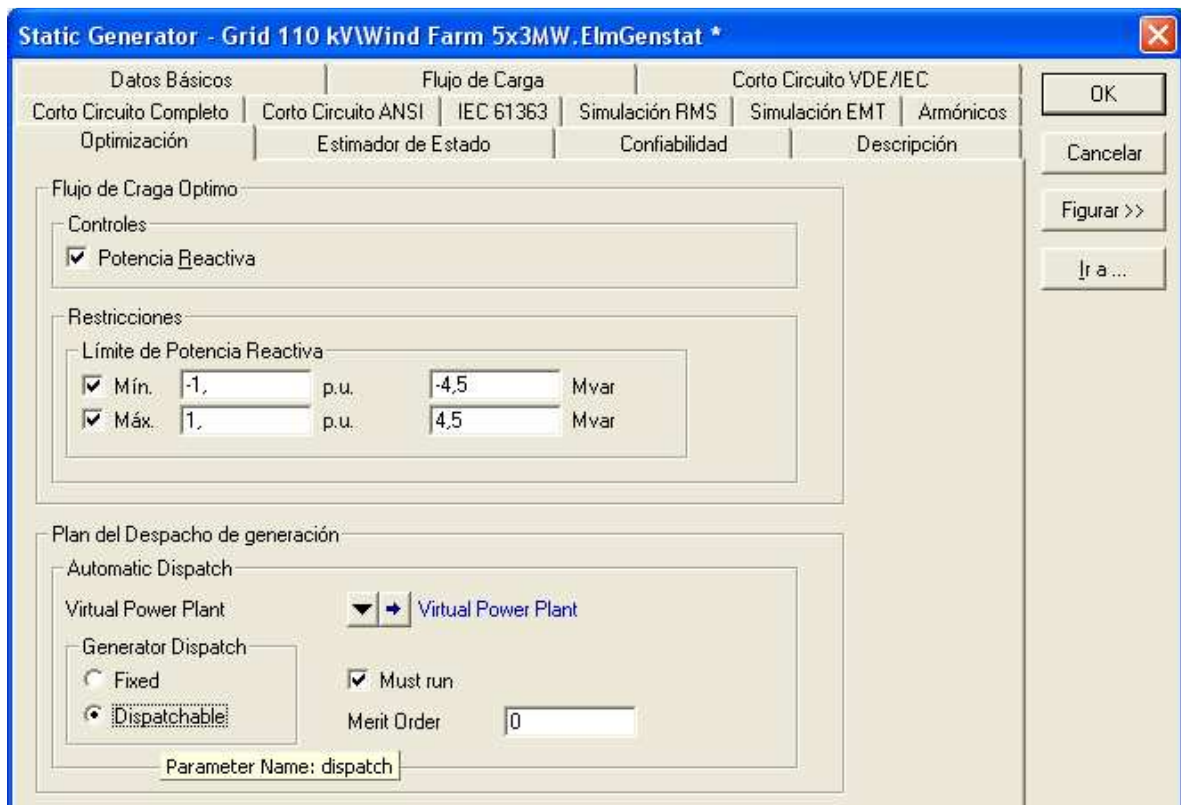
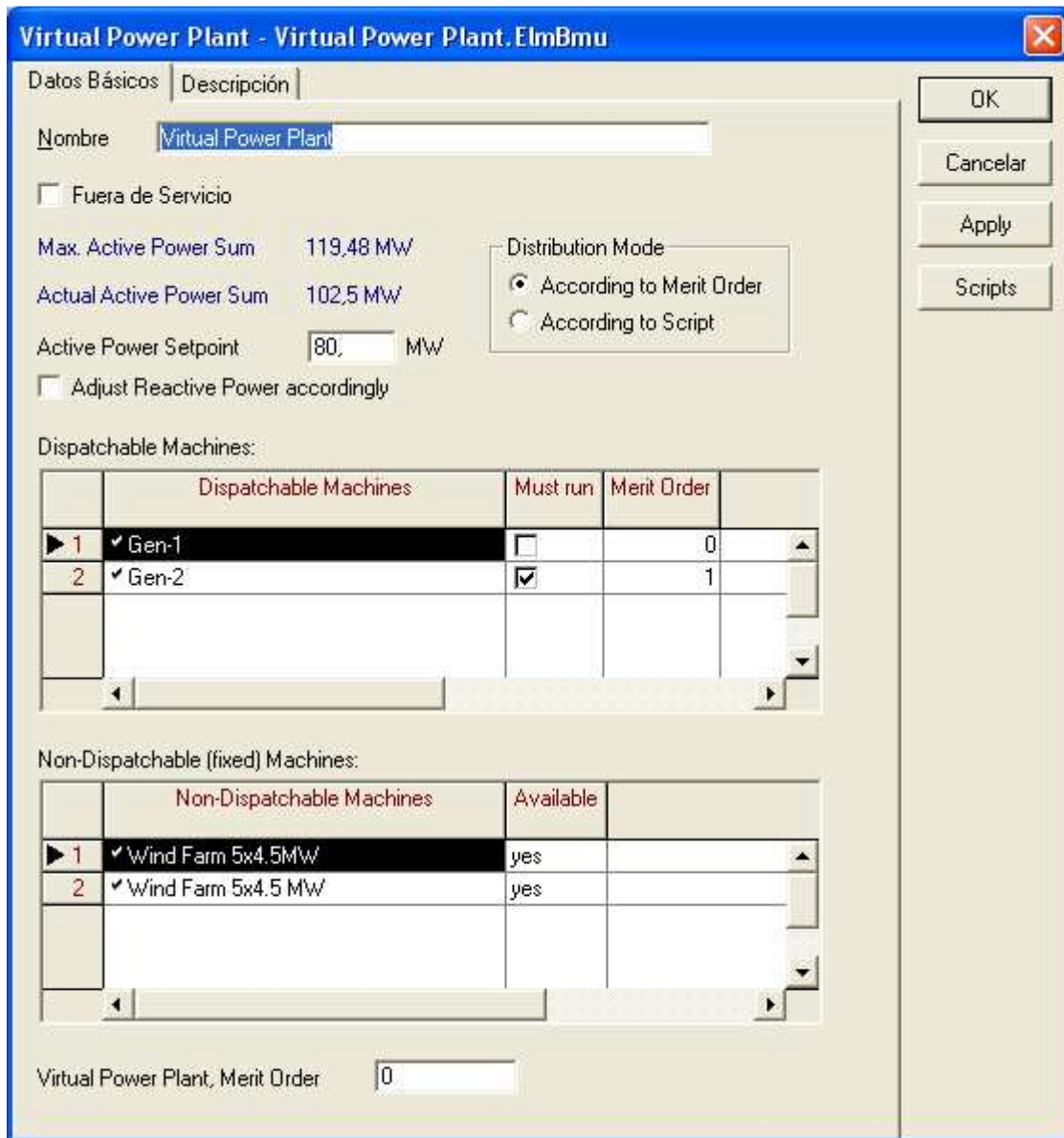


Figura 3.1.4.3.- Datos de optimización del Generador Eólico

En esta pestaña fijamos los valores necesarios para el flujo de cargas y el despacho de generación.

Para ello previamente marcamos si se desea controlar la potencia reactiva para la simulación. Se fijan los valores máximo y mínimo de potencia reactiva y posteriormente se elige si se quiere que dichos generadores pertenezcan a una VPP. En nuestro caso elegiremos la VPP definida anteriormente en los generadores síncronos que confinan la Central de Cogeneración. Los valores y variables referentes a la VPP, irán variando en función de la simulación que vayamos a realizar en cada caso en concreto.



Virtual Power Plant - Virtual Power Plant. ElmBmu

Datos Básicos | Descripción

Nombre:

Fuera de Servicio

Max. Active Power Sum: 119,48 MW
 Actual Active Power Sum: 102,5 MW
 Active Power Setpoint: MW

Adjust Reactive Power accordingly

Distribution Mode:
 According to Merit Order
 According to Script

Dispatchable Machines:

| | Dispatchable Machines | Must run | Merit Order |
|-----|-----------------------|-------------------------------------|-------------|
| ▶ 1 | ✓ Gen-1 | <input type="checkbox"/> | 0 |
| 2 | ✓ Gen-2 | <input checked="" type="checkbox"/> | 1 |

Non-Dispatchable (fixed) Machines:

| | Non-Dispatchable Machines | Available |
|-----|---------------------------|-----------|
| ▶ 1 | ✓ Wind Farm 5x4.5MW | yes |
| 2 | ✓ Wind Farm 5x4.5 MW | yes |

Virtual Power Plant, Merit Order:

Buttons: OK, Cancelar, Apply, Scripts

Figura 3.1.4.4.- Datos de básicos de la VPP (Parque Eólico no despachable).

Como vemos en esta la figura, tenemos introducidos dentro de la Virtual Power Plant los generadores que forman nuestra red de 110 kV. Por un lado, los generadores de la central de cogeneración dentro de las máquinas despachables, y los dos generadores que forman el parque eólico como máquinas fijas no despachables.

En lo referente a los transformadores, a continuación se describirá de manera detallada los diferentes tipos de transformadores que hemos utilizado en la configuración de nuestro sistema.

3.1.5.- Transformadores de interconexión entre los generadores de 46,55MVA (Central de Cogeneración) y barras de 110kV

Este modelo de transformador se ha elegido de la biblioteca del programa.

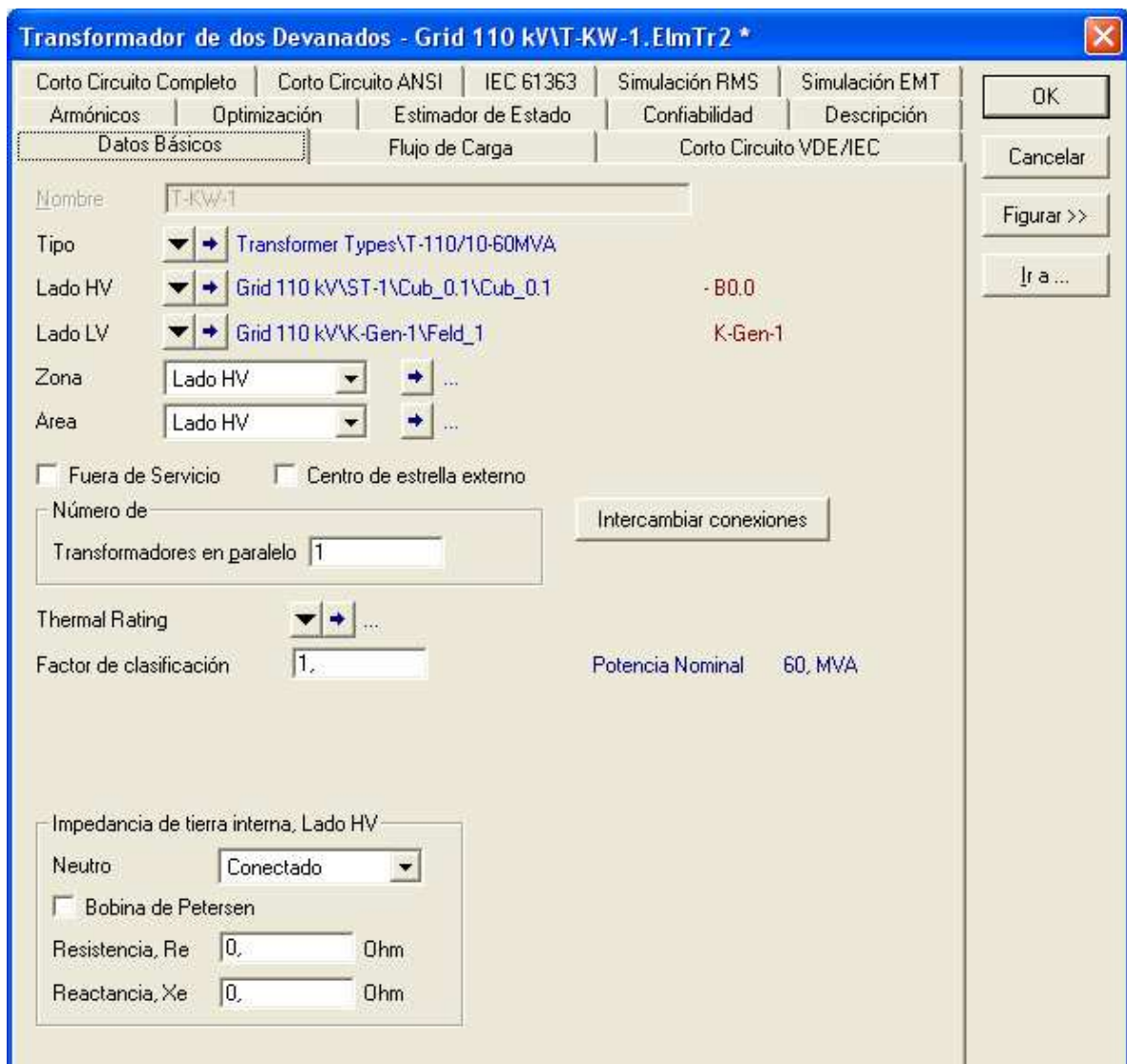


Figura 3.1.5.1.- Datos de básicos Transformador interconexión Gen-46,55MVA y Barra 110kV.

Este modelo de transformador, es el utilizado para interconectar los generadores que simulan nuestra CC con la red de 110kV. Se elige donde se desea conectar la parte alta y baja tensión del transformador, así como el número de transformadores en paralelo que se necesiten.

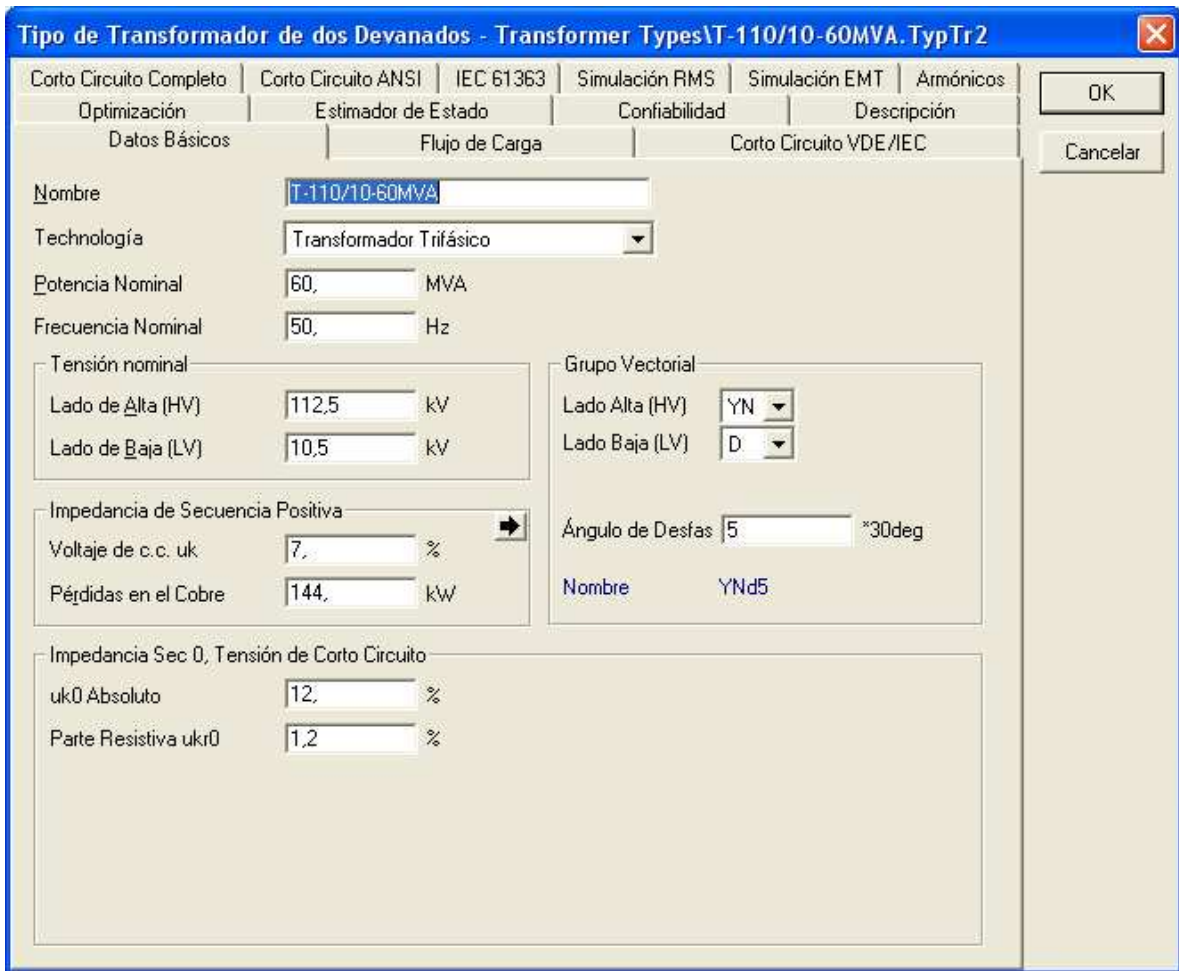


Figura 3.1.5.2.- Tipo de Transformador T-110/10-60MVA.

En esta pestaña vemos claramente el tipo de generador elegido para la interconexión. Los datos más representativos son la potencia nominal, tensión del lado de alta y de baja, el modelo y el grupo de conexión que lleva.

A modo resumen diremos que el transformador elegido es:

Transformador trifásico 110/10 kV de 60MVA con grupo de conexión YND5 a una frecuencia de 50Hz.



Figura 3.1.5.2.- Datos de optimización del Transformador T-110/10-60MVA.

En esta ventana podemos activa o desactivar la opción referente a la posición de tomas del transformador. Finalmente se elige el modo de control discreto o continuo, en nuestro caso será continuo como astucia matemática para encontrar la mejor solución. Posteriormente, una vez obtenidas las tomas óptimas en continuo, se ajustan al valor discreto más cercano. Finalmente podemos marcar la pestaña de restricción propia referente a la carga.

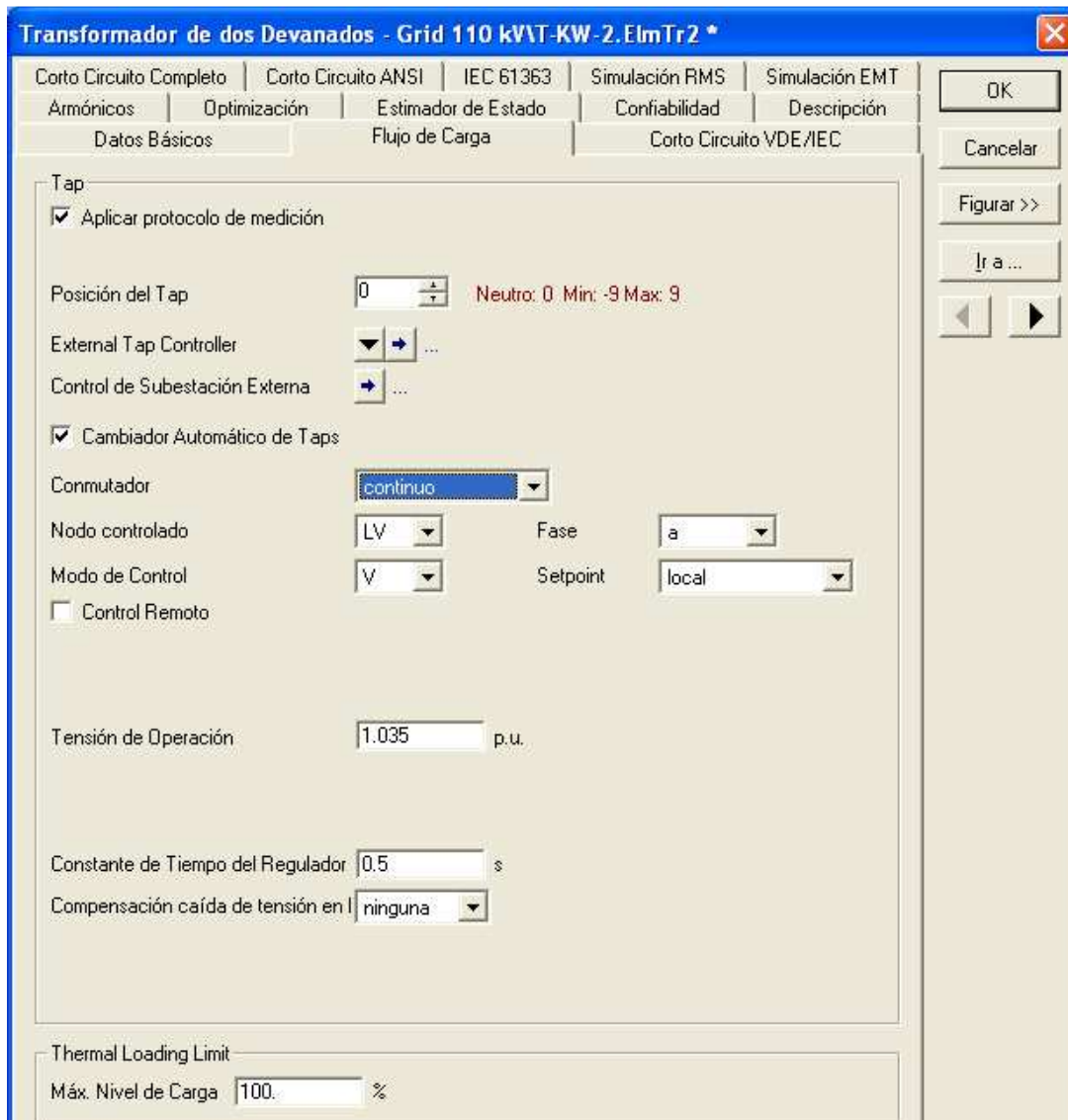


Figura 3.1.5.3.- Datos de Flujo de Cargas del Transformador T-110/10-60MVA.

En la siguiente pestaña seleccionamos la posición del tap, si se quiere que sea automático o no. De nuevo se elige el modo de control, así como la parte que se desee controlar, lado de alta o de baja tensión. El modo de control: V (tensión), P (potencia activa), Q (potencia reactiva). La consigna para el control de tensión de operación, que deberá ser próxima en nuestro caso al valor unitario indicado en p.u. Constante de tiempo del regulador y si hay o no una compensación en la caída de tensión.

3.1.6.- Transformadores de interconexión de la Red de 380/110 kV

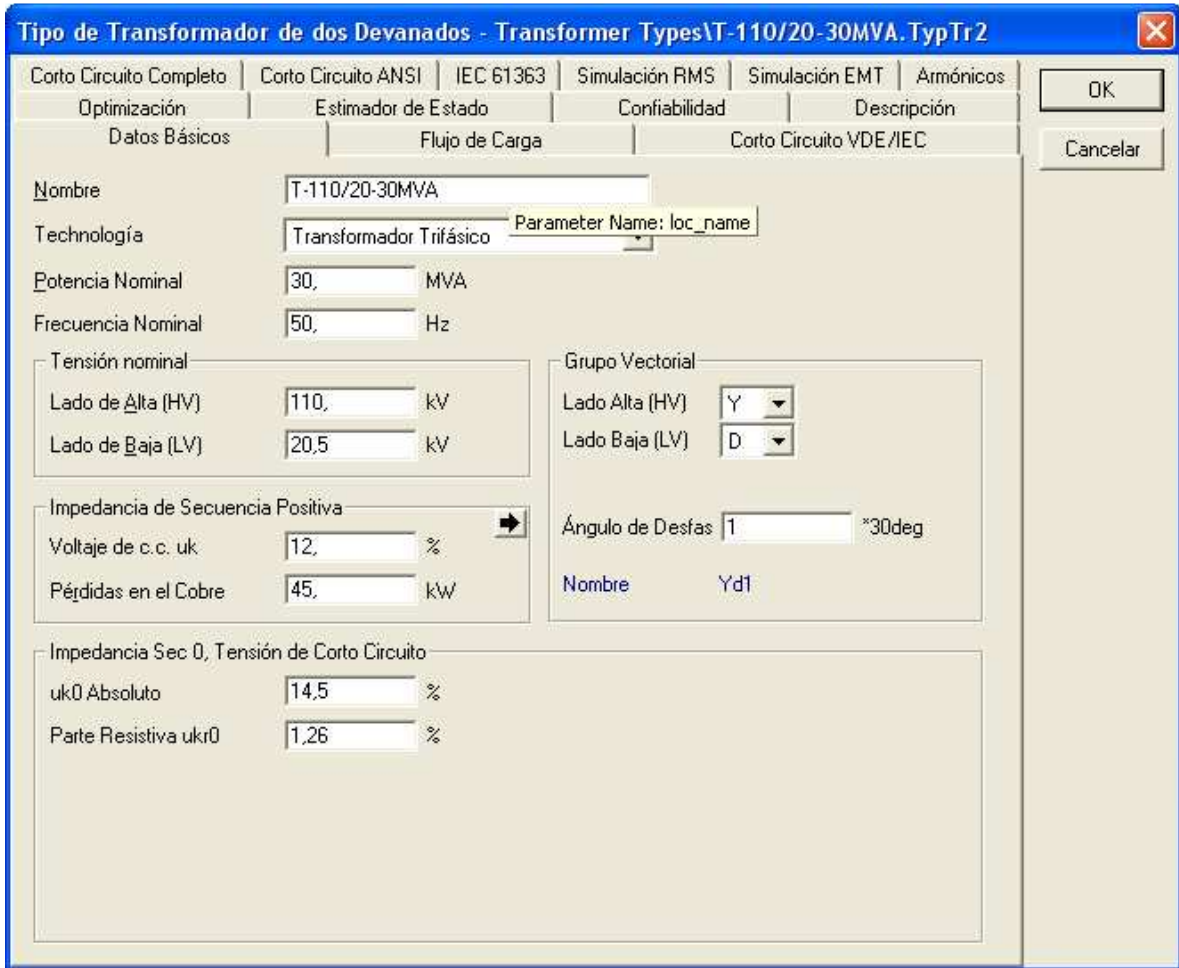
Tal y como hemos visto, en el transformador anterior las pestañas más representativas a la hora de describir un transformador, son aquellas que hacen referencia a los datos básicos, flujo de cargas y optimización. Dado que dichas pestañas son similares para todos los transformadores que se van a utilizar en nuestra red, únicamente detallaremos las características principales (datos básicos) de los transformadores restantes.

Figura 3.1.6.1.- Datos Básicos del Transformador T-380/110-150MVA.

Los datos característicos de este transformador son los siguientes:

Transformador trifásico 380/110 kV de 150 MVA con grupo de conexión YNy0 a una frecuencia nominal de 50 Hz.

3.1.7.- Transformadores de interconexión de la Red de 110/20 kV



Tipo de Transformador de dos Devanados - Transformer Types\T-110/20-30MVA.TypTr2

Corto Circuito Completo | Corto Circuito ANSI | IEC 61363 | Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos

Optimización | Estimador de Estado | Confiabilidad | Descripción

Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC

Nombre: T-110/20-30MVA

Tecnología: Transformador Trifásico (Parameter Name: loc_name)

Potencia Nominal: 30 MVA

Frecuencia Nominal: 50 Hz

Tensión nominal:

 Lado de Alta (HV): 110 kV

 Lado de Baja (LV): 20,5 kV

Grupo Vectorial:

 Lado Alta (HV): Y

 Lado Baja (LV): D

Impedancia de Secuencia Positiva:

 Voltaje de c.c. uk: 12 %

 Pérdidas en el Cobre: 45 kW

Impedancia Sec 0, Tensión de Corto Circuito:

 uk0 Absoluto: 14,5 %

 Parte Resistiva ukr0: 1,26 %

Ángulo de Desfas: 1 *30deg

Nombre: Yd1

OK

Cancelar

Figura 3.1.7.1.- Datos Básicos del Transformador T-110/20-30MVA.

Los datos característicos de este transformador son los siguientes:

Transformador trifásico 110/20 kV de 30 MVA con grupo de conexión Yd1 a una frecuencia nominal de 50 Hz.

3.1.8.- Terminales de la subestación (barras)

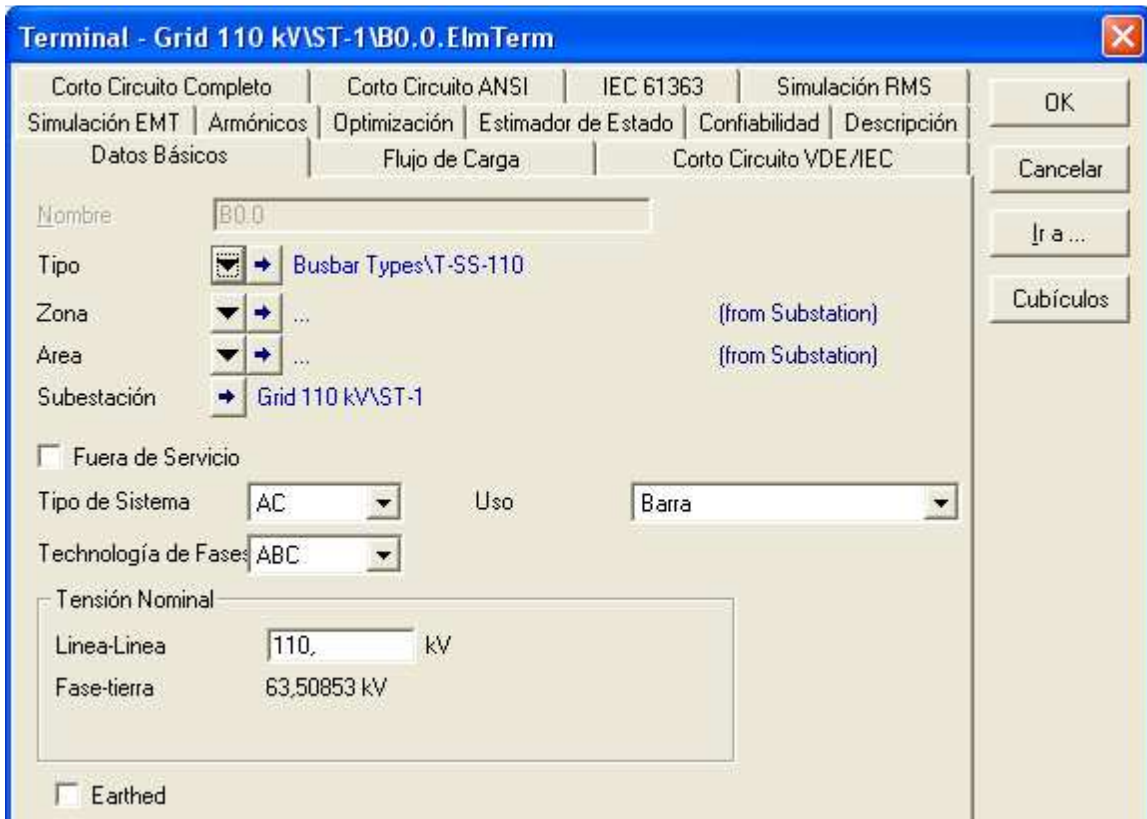
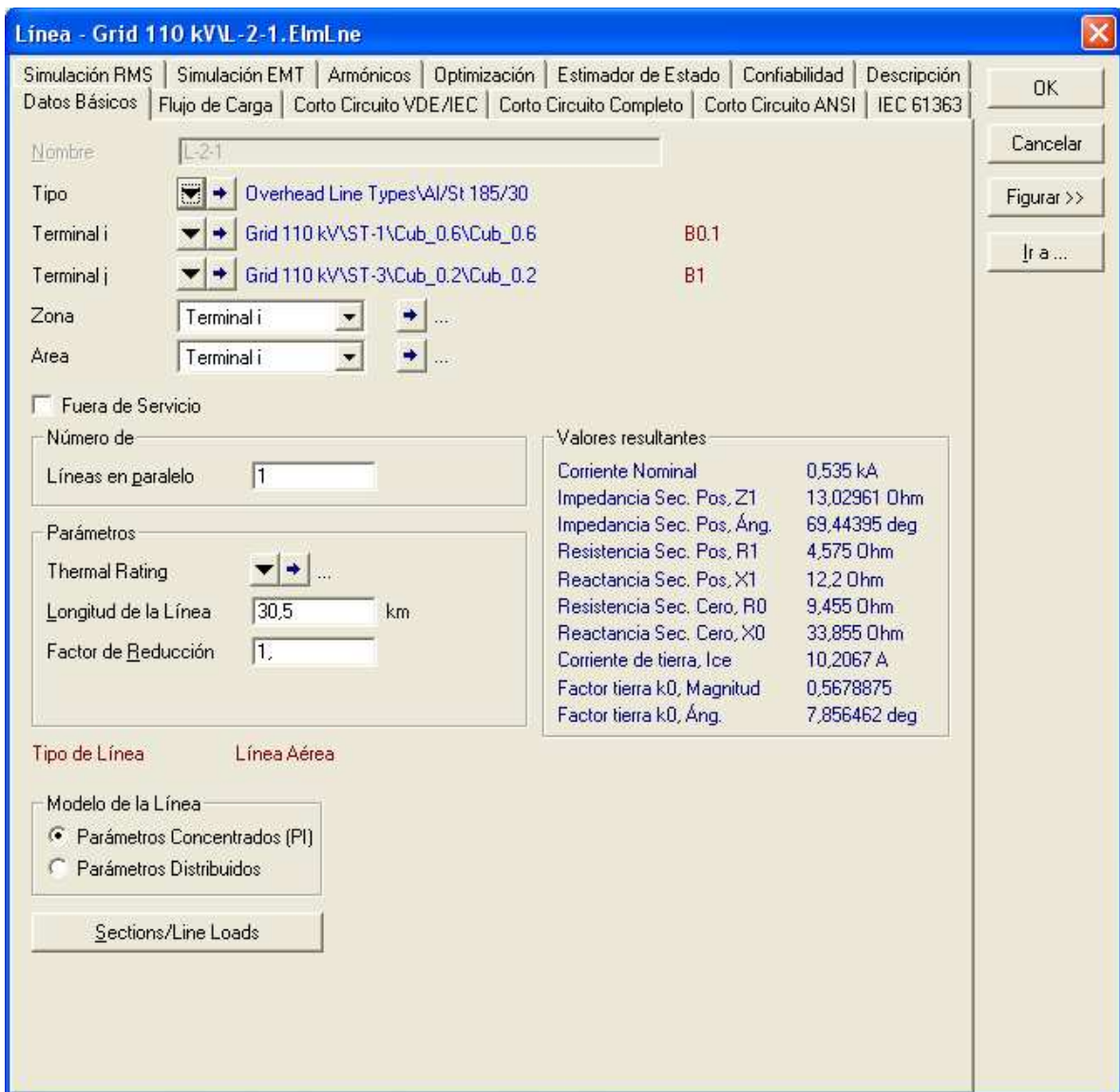


Figura 3.1.8.1.- Datos Básicos del Terminal de 110 kV.

Los datos más característicos de las barras hacen referencia a la tensión nominal de las mismas, en nuestro modelo, serán de 110kV en el caso de línea-línea puesto que simulamos una red de dicha tensión y una tensión fase-tierra de 63,5 kV. El sistema será de AC (corriente alterna). Finalmente el uso que le daremos al terminal será como Barra.

3.1.9.- Líneas

Los datos más representativos de las líneas son lo que se muestran en la figura siguiente. Indicaremos el tipo de línea que vamos a utilizar, los terminales de conexión a ambos extremos de la línea, el número de líneas en paralelo así como su distancia en km o factor de reducción.



Línea - Grid 110 kV - 2-1. ElmLne

Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos | Optimización | Estimador de Estado | Confiabilidad | Descripción
 Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC | Corto Circuito Completo | Corto Circuito ANSI | IEC 61363

Nombre: L-2-1

Tipo: Overhead Line Types\AI/St 185/30

Terminal i: Grid 110 kV\ST-1\Cub_0.6\Cub_0.6 B0.1

Terminal j: Grid 110 kV\ST-3\Cub_0.2\Cub_0.2 B1

Zona: Terminal i

Área: Terminal i

Fuera de Servicio

Número de Líneas en paralelo: 1

Parámetros:

Thermal Rating: ...

Longitud de la Línea: 30,5 km

Factor de Reducción: 1

Valores resultantes:

| | |
|----------------------------|--------------|
| Corriente Nominal | 0,535 kA |
| Impedancia Sec. Pos, Z1 | 13,02961 Ohm |
| Impedancia Sec. Pos, Áng. | 69,44395 deg |
| Resistencia Sec. Pos, R1 | 4,575 Ohm |
| Reactancia Sec. Pos, X1 | 12,2 Ohm |
| Resistencia Sec. Cero, R0 | 9,455 Ohm |
| Reactancia Sec. Cero, X0 | 33,855 Ohm |
| Corriente de tierra, Ice | 10,2067 A |
| Factor tierra k0, Magnitud | 0,5678875 |
| Factor tierra k0, Áng. | 7,856462 deg |

Tipo de Línea: Línea Aérea

Modelo de la Línea:

Parámetros Concentrados (PI)
 Parámetros Distribuidos

Sections/Line Loads

Figura 3.1.9.1.- Datos Básicos de Líneas de 110 kV.

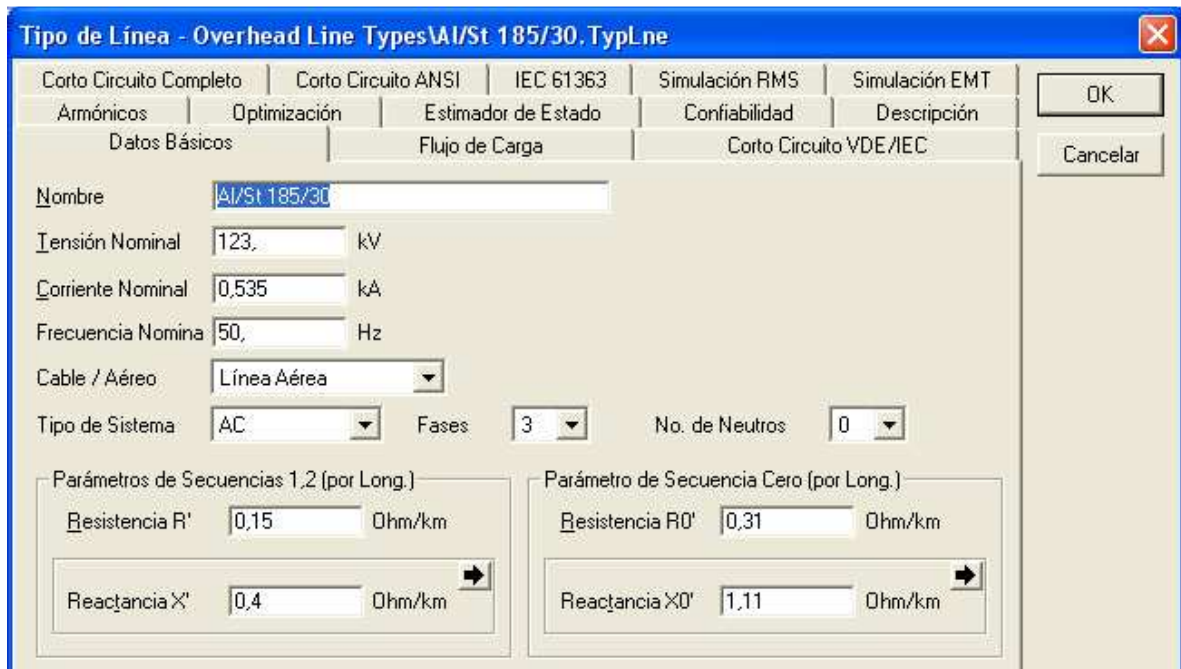


Figura 3.1.9.2.- Tipo de Línea de 110 kV.

A modo de ejemplo se muestran en la figura anterior un tipo de línea, con todas sus características para su completa definición, destacando su tensión y corriente nominal, el tipo de cable si es aéreo o subterráneo, y el número de fases.

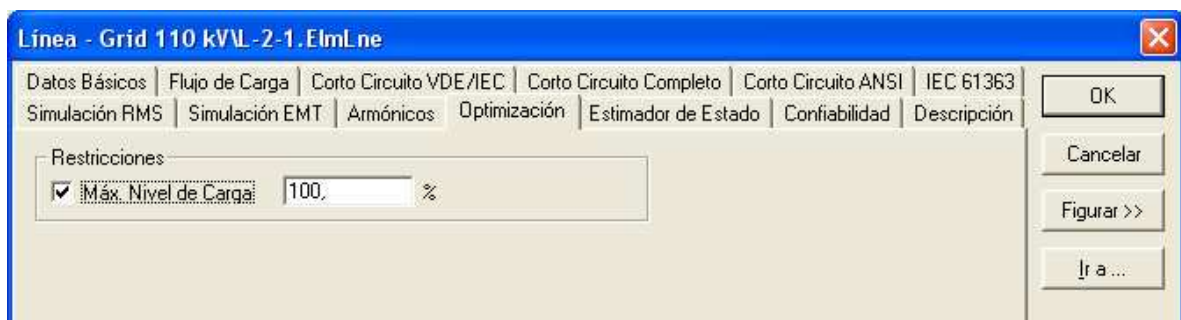


Figura 3.1.9.3.- Datos de Optimización de Línea de 110 kV.

Finalmente en el campo de la optimización marcamos como restricción el máximo nivel de carga, así como el factor porcentual que se desee, por defecto saldrá el 100%.

3.1.10.- Carga General

En nuestro sistema, se tienen dos cargas conectadas a la *Grid* de 110 kV, ambas con características similares, simulando las cargas conectadas a la red de 20kV, una de ellas de tipo industrial y la otra residencia. El tipo de carga, será una carga trifásica conectada a red.



Figura 3.1.10.1.- Datos básicos de una Carga General



Figura 3.1.10.2.- Datos de Flujo de Cargas de una Carga General

En la figura anterior se selecciona: el modo de entrada que se desee, por defecto, P-Q, P-Factor de potencia, etc., el tipo de equilibrio y la potencia que se quiera simular con la carga, seleccionando un factor de potencia en caso de elegir un modo de entrada P-factor de potencia. Se define el tipo de carga inductiva o capacitiva y finalmente si se desea ajustar por escala. Para aplicar una escala a la carga, es necesario activar esta opción en el comando de flujo de cargas.



Figura 3.1.10.3.- Datos de Optimización de una Carga General

Esta pestaña permite hacer un deslastre de cargas. Será marcada como activa cuando queramos hacer un flujo de cargas óptimo teniendo como función objetivo la minimización del deslastre de cargas.

3.1.11.- Red externa

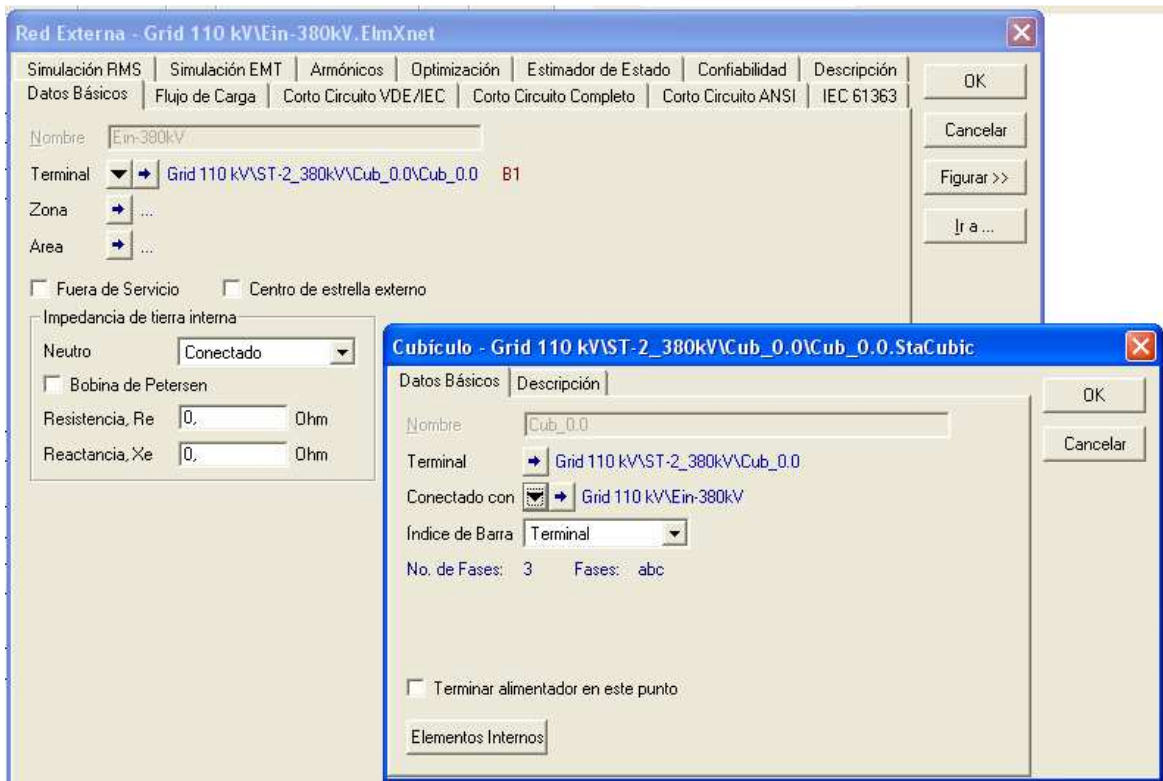


Figura 3.1.11.1.- Datos Básicos de la Red Externa

La red externa que queremos simular, está conectada a la red de 110 kV a través de un transformador de 2 devanados y representa una tensión de 380 kV.

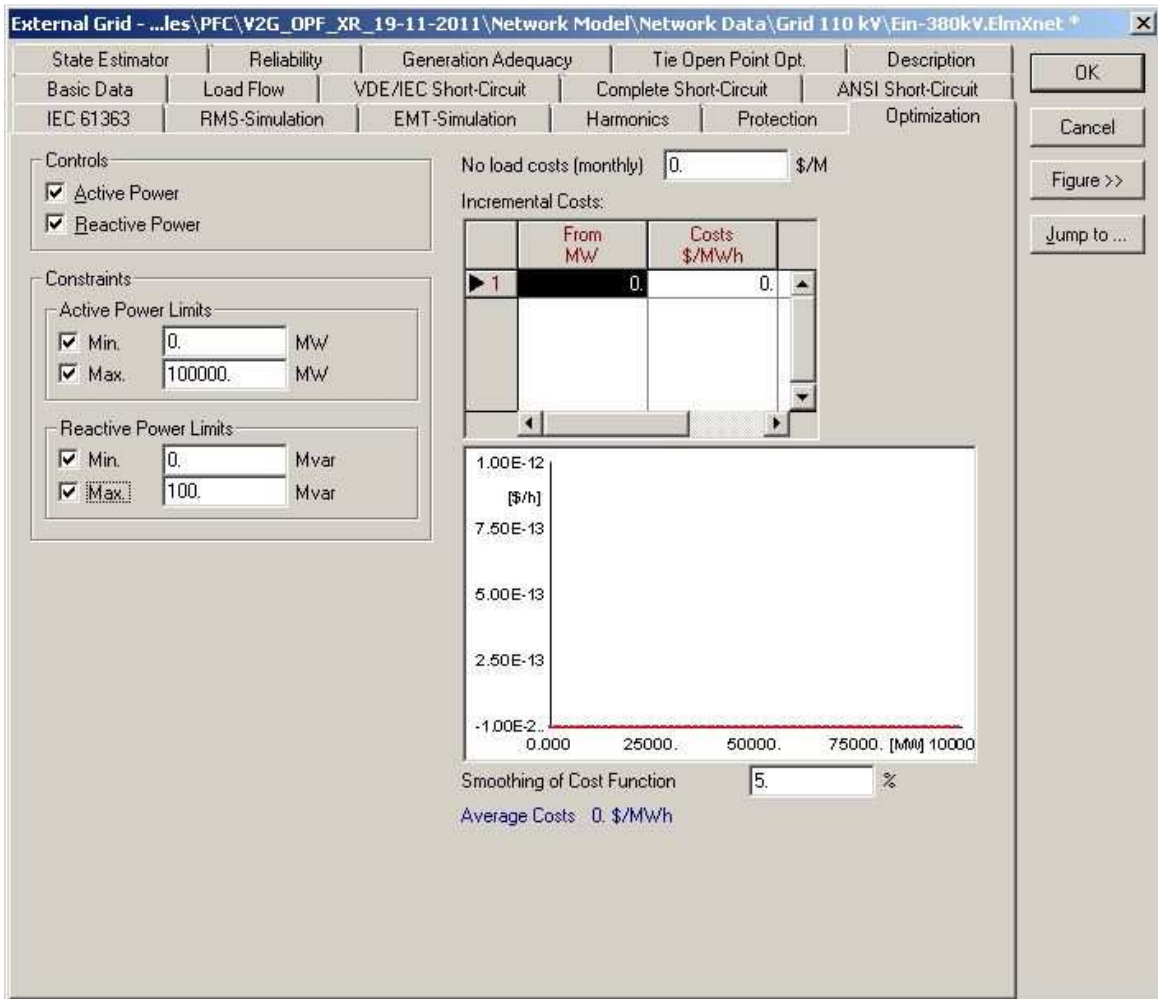


Figura 3.1.11.2.- Datos de Optimización de la Red Externa

La potencia importada/exportada de la red externa conlleva unos costes fijos y costes variables asociados al intercambio de potencia activa y reactiva de los distintos sistemas. Las tarifas pueden ser editadas a través de la tabla de costos incrementales. Este cuadro se refiere al costo (en \$/h versus MW) durante un cierto rango de intercambio de potencia activa. Los datos de entrada se representan gráficamente debajo de la pestaña de los costos incrementales. Además, se puede introducir unos costes fijos mensuales (en \$ / MW), lo que puede producir un desplazamiento vertical de la función de costo. No vamos a minimizar costes con lo que no se han introducido datos en la tabla.

Dado que la función de costes es una función lineal por tramos, es posible que aparezcan problemas en la optimización del sistema, para ello se emplea el alisamiento de la función de costes. El rango va de 0 (sin alisamiento) a 100% (interpolación completa).

A través de esta pestaña también se elige que se desea controlar, potencia activa y/o reactiva de una red externa, limitando la potencia en cada caso.

Los datos aquí mostramos en lo que a los costes incrementales se refiere, son puramente informativos, ya que el la función objetivo de minimización de costes no es objeto de este proyecto.

3.2 Descripción del Flujo de Cargas

Una vez definidos todos los elementos que constituyen nuestro sistema, describiremos el método de análisis que se llevará a cabo en los siguientes capítulos.

El programa permite realizar análisis de flujos de carga óptimos mediante optimización AC por el método del punto interior, para diferentes funciones objetivo, diferentes controles y restricciones como son:

- Funciones objetivo: minimización de pérdidas, de costes de generación y de deslastre de cargas
- Control de la potencia activa, reactiva, sistemas de compensación paralelo, tomas de transformadores, etc...
- Es posible aplicar diferentes restricciones de desigualdad como son los límites de carga por las líneas, máximo nivel de tensión o límites de potencia activa y/o reactiva de los generadores. Es posible combinar dichas restricciones.

En nuestro trabajo la función objetivo a optimizar será la Minimización de pérdidas y los controles con los que trabajaremos serán los despachos de potencia activa y reactiva y posiciones de las tomas de los transformadores. A su vez, las restricciones de desigualdad serán los límites de carga por las líneas, máximo nivel de tensión o límites de potencia activa y/o reactiva de los generadores.

A continuación se explica en qué consiste un flujo de cargas y la manera que tiene el programa PowerFactory de realizar un flujo de cargas óptimo (OPF)

3.2.1.- Flujo de cargas

Un cálculo de flujo de cargas, determina la magnitud de Tensión (V), Ángulo de Tensión (Φ) de los nudos, y la Potencia Activa (P) y Potencia Reactiva (Q) en las barras. Generalmente dichos nudos están representados por dos de estas cuatro características, haciendo posible la siguiente clasificación:

- Nudos PV

Se especifica la potencia activa y la tensión del nudo. Este tipo de nudos se utilizan para representar generadores cuyas magnitudes potencia activa y tensión son controlados.

- Nudos PQ

Se especifica la potencia activa y reactiva. Este tipo de nudo se utiliza para representar cargas y generadores con despacho fijo. Las cargas también se pueden configurar para cambiar (a partir de sus valores originales de P_o y Q_o) en función de la tensión del nodo al que está conectada la propia carga.

- Slack bus

Los valores de tensión y el ángulo son fijos. En los cálculos de flujo de carga en el slack bus (asociado con un generador síncrono o una red externa) lleva a cabo el equilibrio de potencia en el sistema.

- Device nodes

Son nodos especiales utilizados para representar los dispositivos tales como convertidores de HVDC, SVSs, etc. con las condiciones específicas de control.

En nuestros casos de estudio vamos a simular flujos de carga en AC (Corriente Alterna). Para ello PowerFactory utiliza ecuaciones nodales para el análisis de redes, en dos formulaciones distintas.

- ✓ Newton-Raphson (Ecuaciones de corriente)
- ✓ Newton-Raphson (Ecuaciones de Potencia, método clásico)

En ambas simulaciones, el resultado del sistema de ecuaciones no lineal debe ser resuelto por un método iterativo. PowerFactory utiliza el método de Newton-Raphson en su resolución de ecuaciones no lineales.

La selección del método utilizado para formular las ecuaciones nodales es definida por el usuario, y debe ser seleccionado en función del tipo de red que se desee calcular. Para sistemas de transmisión grandes, sobre todo cuando está sobrecargado, el método a utilizar será de Newton-Raphson con ecuaciones de potencia, puesto que en general converge mejor. Por otro lado, para sistemas de distribución, especialmente desequilibrada, por lo general convergen mejor con el análisis de ecuaciones de corriente.

El cálculo de flujo de carga cuenta con un lazo interno que implica el método de Newton-Raphson y un lazo externo para determinar los cambios a los ajustes de transformadores y tener en cuenta los límites de potencia reactiva del generador. Los valores por defecto para el número máximo de iteraciones de estos dos bucles son de 25 iteraciones para el bucle interior, y de 20 iteraciones para el bucle exterior.

3.2.2.- Flujo de cargas tradicional (PF)

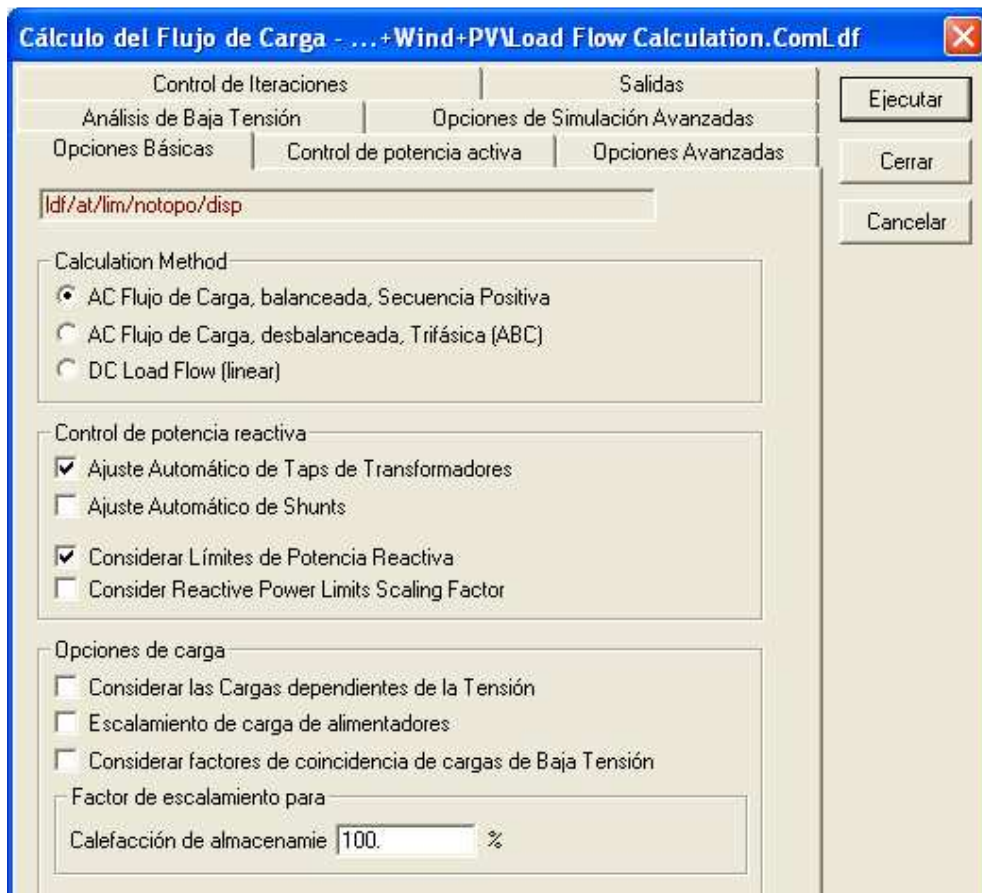


Figura 3.2.2.1.- Opciones Básica del Flujo de Cargas

Los métodos de cálculo que permite el programa son los siguientes:

- Flujo de carga en AC, secuencia equilibrada y positiva

Realiza los cálculos de flujo de carga para una sola fase, la representación de secuencias positiva de la red, válido para las redes de equilibrio simétrico. Para nuestras simulaciones nos centraremos en este método de análisis.

- Flujo de carga en AC, desequilibrado, trifásico (ABC)

Realiza los cálculos de flujo de carga para una representación de red multi-fase. Puede ser utilizado para el análisis de los desequilibrios de los sistemas de 3 fases, por ejemplo, introducidos por las cargas desequilibradas o líneas no

transpuestas, o para el análisis de todo tipo de tecnologías de sistema desequilibrado, como los sistemas de una fase o dos fases.

- DC flujo de carga (lineal)

Realiza un flujo de carga en DC basado en un conjunto de ecuaciones lineales, donde los ángulos de tensión de los buses están fuertemente relacionados con el flujo de potencia activa a través de las reactancias de los componentes individuales y no se tiene en cuenta el flujo de reactiva.

En lo referente al control de potencia reactiva:

- Ajuste automático de tomas de los transformadores

Los ajustes de las tomas de todos los transformadores se controlan automáticamente si tienen la opción de cambio automático de tomas habilitado en la pestaña de optimización del propio elemento que se quiere controlar, y además se encuentra activo el parámetro de control de reactiva por ajuste automático de tomas en la ventana de diálogo del LF.

- Ajuste automático del Shunt

Ajusta los pasos de los Shunts conmutables que tengan habilitada la opción de conmutación (Switchable) en la pestaña correspondiente al flujo de cargas.

- Límites de potencia reactiva

Considera los límites de potencia reactiva definidos por los generadores y SVSs. Si el flujo de carga no puede ser resuelto sin exceder los límites especificados, el programa muestra un mensaje de error. Si esta opción no está activada, se imprimirá un mensaje de advertencia si alguno de los límites especificados es excedido.

- Limites de potencia reactiva mediante limites de factor de escala

Esta opción solo es posible seleccionarla si está marcada la opción de límites de potencia reactiva. Si se selecciona, los límites de potencia reactiva de los generadores se ajustan en función de los factores de relajación; factor de escala (min.) y el factor de escala (máx.) que se establece en la pestaña de Flujo de Carga del generador.

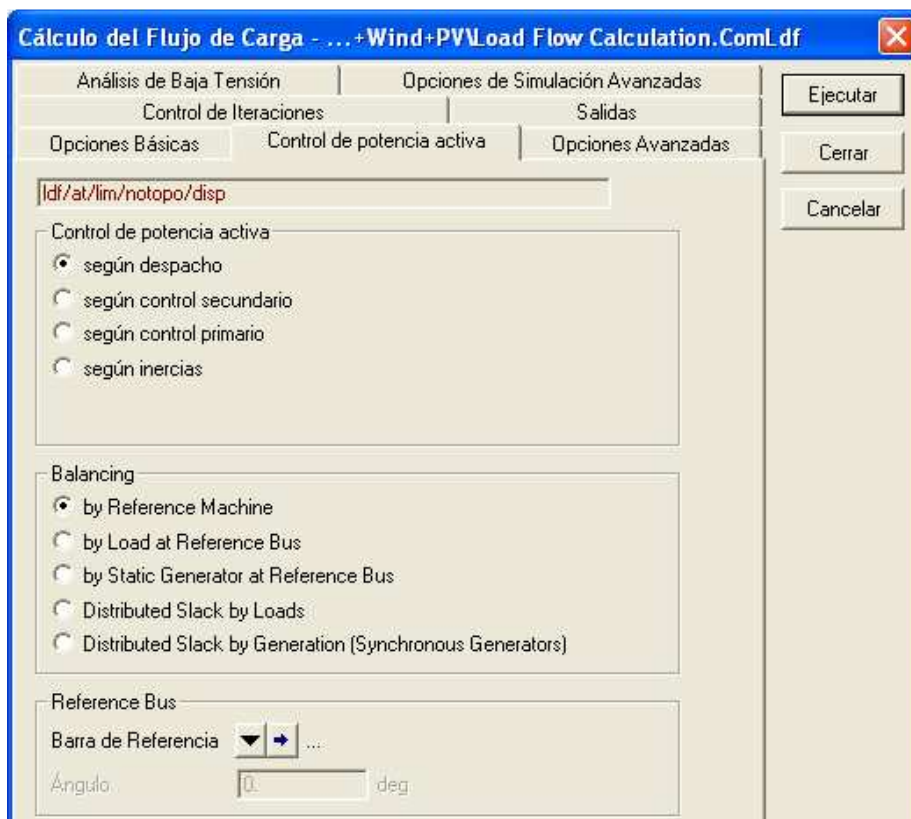


Figura 3.2.2.2.- Control de Potencia Activa del Flujo de Cargas

El cálculo de flujo de cargas permite varias opciones para mantener la potencia dentro de las condiciones del sistema. Las opciones son las siguientes:

- Según despacho

Si se selecciona esta opción y ninguna barra está asignado a la barra de referencia el balance total de potencia se establece por un generador de referencia o red externa ("slack"-generador). El slack del generador puede

definirse directamente en la ventana de Flujo de carga del elemento. El programa establece automáticamente un “slack” si no ha sido definido por el usuario.

- Según control secundario

El equilibrio de potencia se establece por todos los generadores que participan en el control secundario del sistema.

- Según control primario

El equilibrio de potencia se establece por los generadores que tienen un valor definido en el parámetro Bias de frecuencia (K_{pf}) de la ventana de flujo de cargas correspondiente a las máquinas síncronas. La contribución de la energía activa, es acorde a la caída de cada generador.

- Según Inercias

El equilibrio de potencia se establece por todos los generadores, y la contribución de cada uno es acorde a la inercia de la máquina.

Si se desea realizar el cálculo del LF por el método de despacho, el campo referente al equilibrio puede hacerse de diferentes maneras. Se puede hacer referente a los generadores, a las cargas, o las barras del sistema.

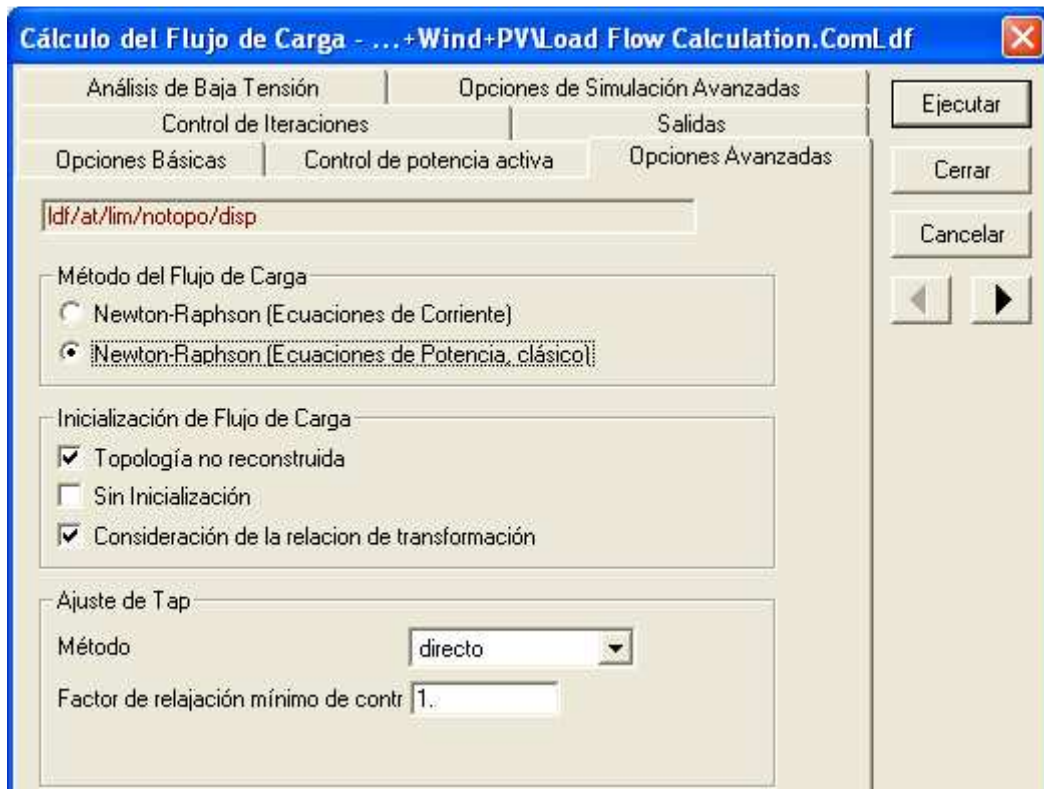


Figura 3.2.2.3.- Opciones Avanzadas del Flujo de Cargas

Tal y como se explicó anteriormente, los métodos para resolver un LF dependen del sistema que se desee analizar, siendo en ambos casos un sistema de ecuaciones no lineal, resuelto mediante una serie de iteraciones, por el método de Newton-Raphson.

3.2.3.- Flujo de cargas óptimo (OPF)

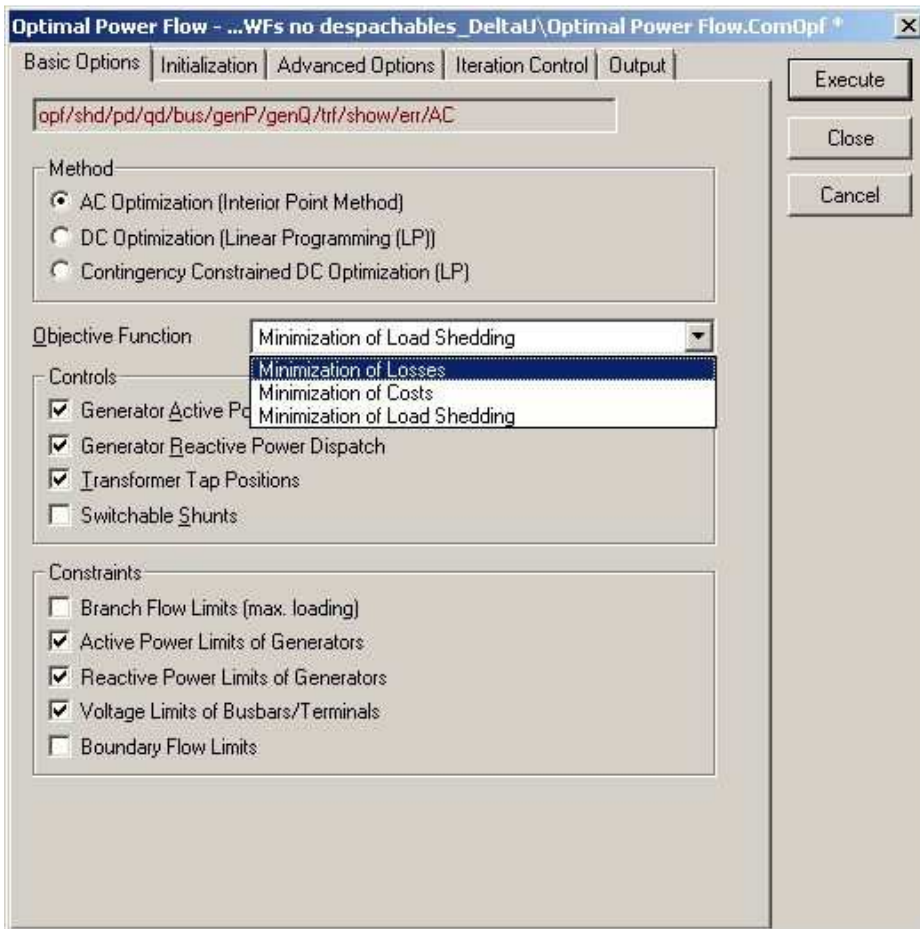


Figura 3.2.3.1.- Opciones Básicas del Flujo de Cargas Óptimo

El flujo de potencia óptimo (OPF) optimiza una función objetivo determinado al mismo tiempo en una misma red, el cumplimiento de las restricciones de igualdad (ecuaciones del sistema de flujo de cargas) y las restricciones de desigualdad como las que aparecen en la figura anterior.

El método de análisis puede ser diferente, en nuestro caso se elegirá la optimización no lineal utilizando el algoritmo del punto interior para AC. Descartando los métodos de optimización lineal referente a DC.

Existen tres posibles funciones objetivos:

- Minimización de pérdidas

La minimización de pérdidas tiene como principal objetivo, hacer un despacho óptimo de energía reduciendo al mínimo la pérdida total de potencia activa.

- Minimización de costes

El objetivo de la optimización es para abastecer el sistema bajo costo de operación óptima. Más específicamente, el objetivo es minimizar el coste del despacho de potencia, basado en funciones no lineales donde operan los costes de cada generador y el sistema tarifario de cada red externa.

Para ello, es necesario que se introduzca para cada generador, una función de costes dentro del apartado correspondiente al despacho de potencia (*ver Figura 3.2.3.- Datos de optimización de la máquina*) dentro de los generadores de 46,55 MVA. Lo mismo ocurre para la red externa de 380 kV (*ver Figura 3.11.2.- Datos de Optimización de la Red Externa*).

La principal diferencia es que la curva de costes de los generadores síncronos se expresa en \$/h, y la curva de costes de una red externa se define por medio de una tarifa que se mantiene dentro de unos intervalos.

Matemáticamente hablando, la curva de costes de una máquina sincrónica se calcula como la interpolación spline de los puntos de coste predefinidos, mientras que la curva de costes de una red externa es una función lineal a trozos, con pendientes predefinidas en cada intervalo.

- Minimización de deslastre de cargas.

El objetivo de esta función es minimizar el coste total del deslastre de cargas, de tal manera que todas las restricciones se pueden cumplir. Puede ocurrir que las limitaciones impuestas a la red sean tal, que no exista solución factible.

En ese caso, es muy probable que todas las cargas no puedan ser alimentadas. Para ello en todas las cargas de nuestro sistema es necesario tener activa la pestaña referente al control de deslastre de carga, dentro del menú de optimización (*ver Figura de optimización de cargas*)

Para reducir al mínimo la carga total programada, es necesario especificar unos costes de programación para cada carga individualmente (\$ por MW perdido).

Los parámetros referentes al control, pueden seleccionarse de múltiples formas, pudiendo hacer una gran multitud de combinaciones. Para ello existen 3 categorías principales:

- *Despacho de potencia activa de los generador*
- *Despacho de potencia reactiva de los generadores*
- *Posiciones Tomas de los transformadores*

Para que dichos elementos sean controlados, es necesario que la pestaña correspondiente a la optimización del aparato esté activa y la pestaña de control correspondiente al OPF también lo esté.

El programa también permite configurar las restricciones de desigualdad en cada simulación.

Es posible considerar varias restricciones de desigualdad en el sistema al mismo tiempo. Todas las restricciones se tienen en cuenta en el cálculo del OPF pudiendo hacer que el sistema no tenga una solución factible.

Las diferentes restricciones que permite seleccionar el programa para una optimización en AC son las siguientes:

- *Límite de Flujo por las ramas*

Para que la restricción sea considerada en la simulación es necesario especificar un valor porcentual en la pestaña correspondiente a la optimización de los elementos, así como activar la pestaña del campo propio del OPF. Estos límites se realizan tanto en las líneas como en los transformadores.

- *Límite de potencia activa y reactiva de los generadores*

Para este caso, los generadores síncronos permiten fijar valores referentes a los límites de potencia activa y reactiva de la máquina, pudiendo hacer cualquier combinación posible.

Un control secundario de la red, puede imponer una limitación de potencia activa superior e inferior a la suma total de las máquinas participantes. A efectos prácticos, esto puede suponer una restricción de reserva para generación total de energía activa de varios generadores síncronos.

- *Límite de tensión de barras*

Las tensiones admisibles máximas y mínimas para cada terminal o elemento de barra pueden ser especificadas en el diálogo del elemento correspondiente. Por lo tanto, cada terminal o barra pueden contribuir a lo sumo con dos restricciones de desigualdad en el OPF. Los límites de tensión máxima y mínima pueden ser impuestos de forma individual, es decir, es posible especificar un límite superior, sin especificar un límite inferior.

- *Límites de potencia frontera*

Esta restricción aparece en los elementos conocidos como Boundary (elementos frontera), dichos elementos definen la topología de la red. Las restricciones pueden ser definidas para el flujo de potencia activa y reactiva en la red (entre los límites definidos), y esta limitación puede ser ejecutada en el OPF.

Un resumen genérico de las restricciones más importantes acordes a cada elemento es el siguiente:

| | Generadores | Transformadores de 2 y 3 arrollamientos | Líneas | Barras y Terminales | Shunts | Control Secundario | Estación de control | Boundary |
|--|--------------------------|---|--------------|---------------------|------------------------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Restricciones del OPF (Método de AC de Optimización) | Potencia activa mínima | Carga Máxima | Carga Máxima | Mínima Tensión | Pasos límite del controlador | Potencia Activa Total Mínima | Potencia Reactiva Total Mínima | Flujo Frontera Activo Mínimo |
| | Potencia activa máxima | Posición arrollamiento (si está activo como parámetro de control) | | Máxima Tensión | | Potencia Activa Total Máxima | Potencia Reactiva Total Máxima | Flujo Frontera Activo Máximo |
| | Potencia reactiva mínima | | | | | | | Flujo Frontera Reactivo Mínimo |
| | Potencia reactiva máxima | | | | | | | Flujo Frontera Reactivo Máximo |

Tabla 1.- Restricciones de desigualdad para la simulación del OPF

A continuación se muestra el link al excel correspondiente a la tabla anterior en español e inglés respectivamente.



Hoja de cálculo de Microsoft Office Exce

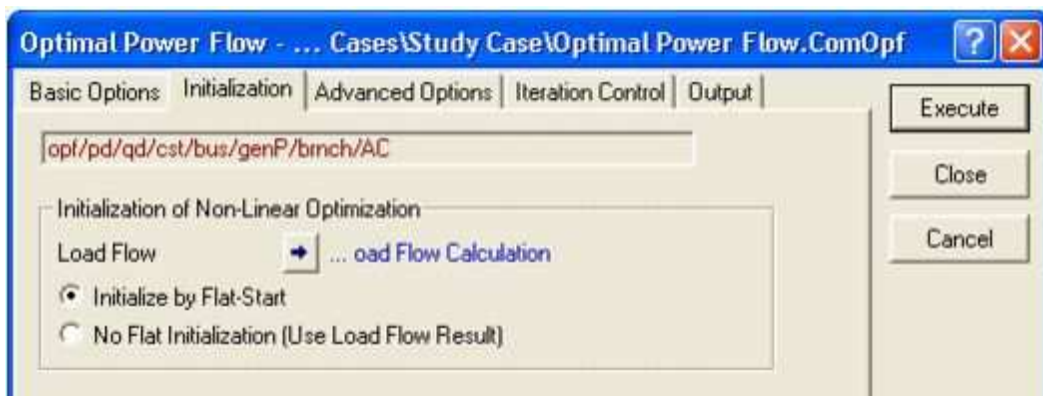


Figura 3.2.3.2.- Opciones de Iniciación del Flujo de Cargas Óptimo

La optimización no lineal requiere una condición inicial de partida para inicializar el proceso. La pestaña de inicialización del diálogo OPF, como se muestra en la figura anterior permite seleccionar el método de inicialización.

Es posible elegir si la inicialización se realiza mediante un cálculo de flujo de carga o por un primer tramo plano con todos los terminales a una tensión de 100%. Si se sabe de antemano que la solución final de la optimización puede ser resuelta por medio de un flujo de cargas válido para el sistema, la inicialización de los resultados mediante un cálculo de flujo de carga es una convergencia más rápida. En nuestro caso ésta será la opción elegida.

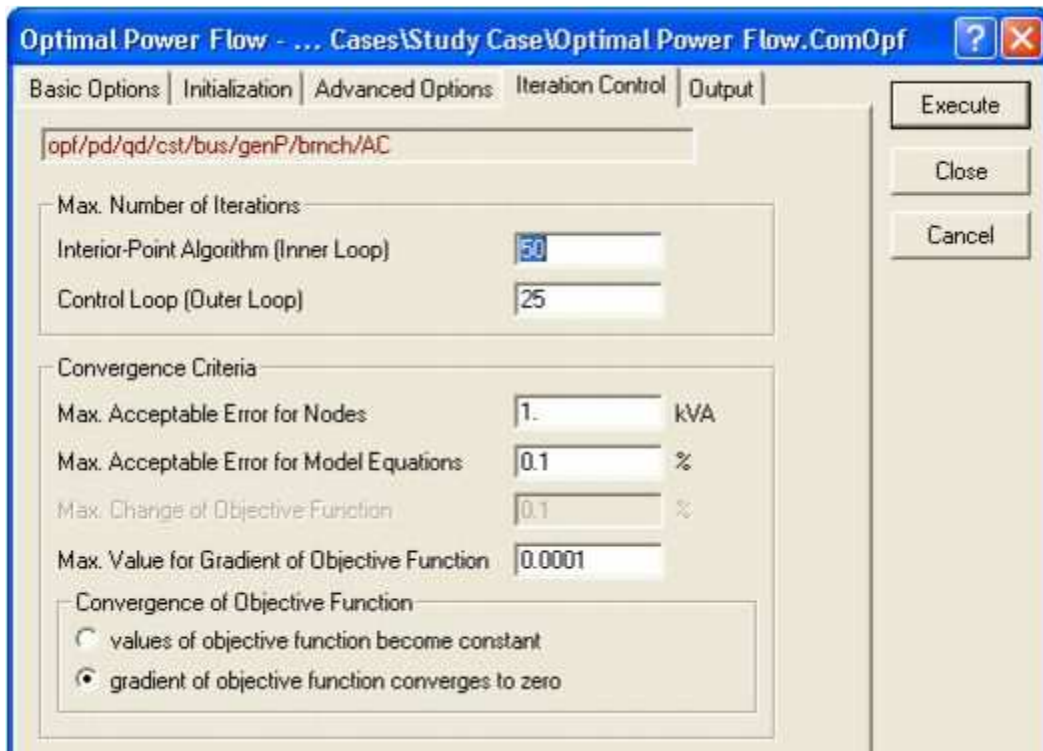


Figura 3.2.3.3.- Configuración de la Iteración de Control del Flujo de Cargas Óptimo (Método AC)

El programa permite elegir la configuración del número de iteraciones, tanto por el método de lazo interno como de lazo externo, así como, los máximos errores aceptables y los criterios de convergencia para el OPF.

Tal y como hemos ido explicando en este capítulo, para cada uno de los elementos que forman parte de nuestro sistema, el control puede seleccionarse de manera individual dentro de la pestaña de optimización. De esta manera, se pueden simular diferentes casos de estudio con los diferentes elementos que lo componen. Si además, se le añade la versatilidad que presenta el programa a la hora de elegir las restricciones, las posibles combinaciones de simulación son muy elevadas.

Una vez definida nuestra red; los elementos que la componen, y una explicación de las distintas variantes que podemos emplear a la hora de ejecutar un flujo de cargas y un flujo de cargas óptimo, pasamos al capítulo cuatro en el que se detalla en profundidad los diferentes análisis y simulaciones que se han llevado a cabo con las combinaciones más representativas y singulares de la red, así como las gráficas más representativas del sistema para cada caso.

Capítulo 4

ANÁLISIS DEL SISTEMA

4.1.- Introducción

Una vez descrita la Red de 110 kV sobre la que vamos a realizar las diferentes simulaciones, se describe la manera de integrar en la Virtual Power Plant los diferentes generadores convencionales (central de cogeneración) y generadores eólicos (parques eólicos) así como los métodos que vamos a implementar dependiendo del caso de estudio que vayamos a analizar. Procedemos a explicar los diferentes escenarios de operación que se han desarrollado para las diferentes estrategias (Must Run y Merit Order) teniendo como función objetivo la minimización de pérdidas de potencia activa total.

4.2.- Casos de estudio

Los tres casos de estudio que se van a desarrollar aparecen explicados en la siguiente hoja.

El primero de ellos integra en la VPP los Gen-1 y Gen-2 (central de cogeneración) dejando excluidos a los generadores eólicos. Esto es así porque al integrar los parques eólicos como máquinas fijas o no despachables dentro de la Virtual Power Plant (VPP) y ejecutar posteriormente el flujo de cargas óptimo (OPF), las consignas de potencia de la Virtual Power Plant para el periodo de 24h no se ajustaban a los perfiles de viento disponible definidos. Como consecuencia, se determinó integrar la VPP únicamente con los generadores síncronos tradicionales y ejecutar un flujo de cargas tradicional, de tal forma que el perfil de generación de la VPP se ajuste al perfil de carga del sistema.

Para este primer caso, el sistema lanza el flujo de cargas con el objetivo de barrer las 24 horas del día.

El segundo caso de estudio la VPP está integrada por los cuatro generadores. Los dos generadores convencionales y por los dos parques eólicos de 30 y 45 MW cada uno.

En este caso al estar todos ellos integrados como máquinas despachables, sí tiene sentido ejecutar el Flujo de cargas óptimo puesto que el programa reparte las consignas de potencia a cada generador según las estrategias que le hayamos implementado.

La única pega que se plantea en este caso es la referente al Merit Order, puesto que es necesario asignar valores elevados para que el algoritmo realice la asignación de potencia.

A diferencia del caso anterior, el OPF tiene en cuenta los límites de potencia activa y reactiva de los generadores y límites de tensión, mostrando en la ventana de salida las variaciones de tensión producidas en las 24h.

Finalmente se analiza un último escenario de operación en el que la estrategia de la Virtual Power Plant es diferente y las restricciones de desigualdad del Flujo de Cargas Óptimo también. En este escenario la restricción de desigualdad será el límite de flujo por las ramas a diferencia del caso dos, en el que analizábamos los límites de tensión.

Para que quede más claro de entender todo lo comentado referente a los diferentes casos de estudio que vamos a analizar, ver la Tabla 4.2.1.

| Casos de Estudio | Estrategias de la VPP | Flujo de cargas tradicional (LF)/Flujo de cargas óptimo (OPF) | Controles | Restricciones de desigualdad |
|---|--|---|---|---|
| Función Objetivo: Minimización de pérdidas | VPP integrada por: Gen 1- Must Run Merit Order 0 Gen 2- Must Run Merit Order 1 Wind Farm (30MVA) no despachable Wind Farm (45MVA) no despachable | Flujo de cargas (tradicional) | Potencia activa según despacho horario VPP y considerando los límites de potencia activa Potencia reactiva con el ajuste automático de los tomas de los trafos y considerando los límites de potencia reactiva | 1.- $\Delta U = +/-5%, +/-10%, +/-15%$ con flujo de potencia de 100% |
| | VPP integrada por: Gen 1- Merit Order 30 Gen 2- Must Run Merit Order 0 Wind Farm (10x3MW) Must Run Merit Order 2 Wind Farm (10x4,5MW) Must Run Merit Order 1 | Flujo de cargas óptimo | Despacho óptimo de potencia activa de generadores Despacho óptimo de potencia reactiva de generadores Posiciones óptimas de tomas de transformadores | 1.- Límites de potencia activa de generadores 2.- Límites de potencia reactiva de generadores 3. $\Delta U = +/-5%, +/-10%, +/-15%$ y loading 100% |
| | VPP integrada por: Gen 1- Must Run Merit Order 0 Gen 2- Must Run Merit Order 2 Wind Farm (10x3MW) Must Run Merit Order 1 Wind Farm (10x4,5MW) Must Run Merit Order 3 | Flujo de cargas óptimo | Despacho óptimo de potencia activa de generadores Despacho óptimo de potencia reactiva de generadores Posiciones óptimas de tomas de transformadores | 1.- Límites de potencia activa de generadores 2.- Límites de potencia reactiva de generadores 3.- Límites de flujo de potencia 80%, 90%, 100%, 110% con $\Delta U = +/-10%$ |

Tabla 4.2.1.- Casos de Estudio

4.2.1.- Caso Estudio 1. VPP (Gen-1, Gen-2, WF no despachable) con $\Delta U = \pm 5\%$, 10%, 15%).

En primer lugar analizamos como queda definida la estrategia de nuestra Virtual Power Plant con los generadores.

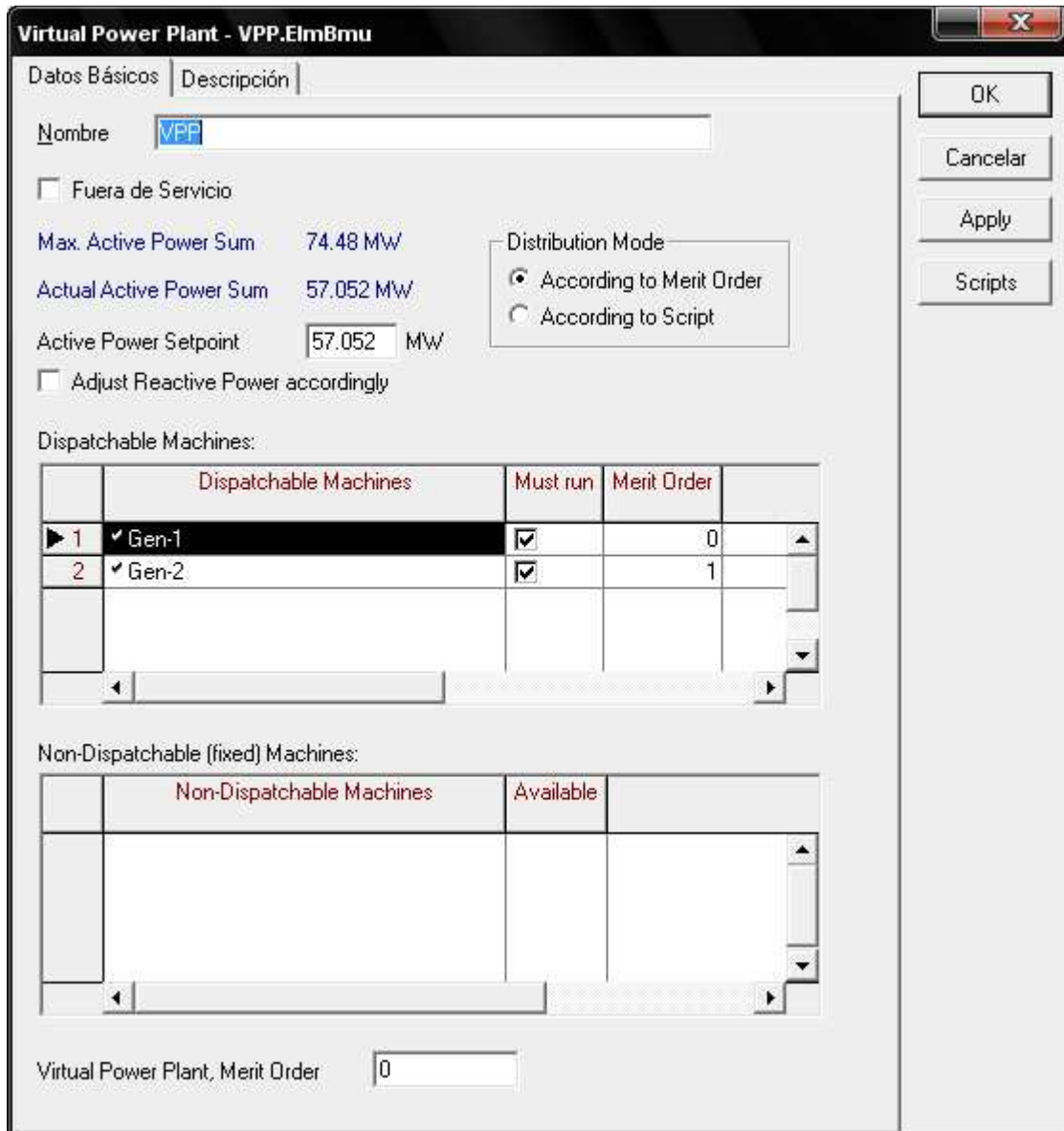


Figura 4.2.1.1.- Escenario 1. Virtual Power Plant

Como vemos en la figura anterior los generadores 1 y 2 de nuestra red de 110 kV están integrados en la Virtual Power Plant. La estrategia a seguir para cada uno de ellos es la siguiente:

- El generador 1 tiene activada la pestaña de Must Run lo que implica que debe entrar a consignar potencia en la Virtual Power Plant, además tiene un Merit Order 0 que significa que tiene mayor prioridad para ofrecer toda su potencia nominal generada a la VPP. Recordemos del capítulo anterior cuando se explicó el funcionamiento de la Virtual Power Plant, que un Merit Order más bajo es más restrictivo que un Merit Order mayor. El generador 2 entrará también a consignar potencia en la Virtual Power Plant (Must Run activado) pero en este caso sólo aportará una consigna de potencia necesaria para cubrir las necesidades de potencia que requiera la Virtual Power Plant en cada hora.

Los parques eólicos también generan potencia en función de su perfil de viento, aunque no formen parte de la Virtual Power Plant.

El perfil de viento para dichos generadores estáticos es el siguiente:

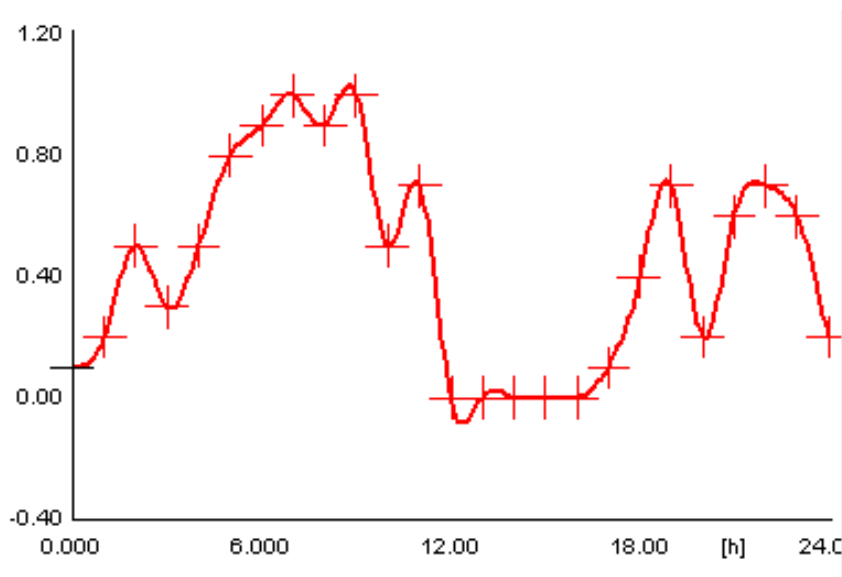


Figura 4.2.1.2.- Perfil de viento parque eólico de 30 y 45MW [24horas/p.u]

Antes de entrar en las gráficas obtenidas y resultados de la simulación, se muestra el perfil de cargas que tiene puesto el sistema para cada hora. En nuestro sistema tenemos dos cargas conectadas directamente sobre la Red de 110 kV.

La primera de ellas tiene una potencia nominal de 20MW y cuelga directamente de barras cuya curva característica se corresponde con un perfil industrial.

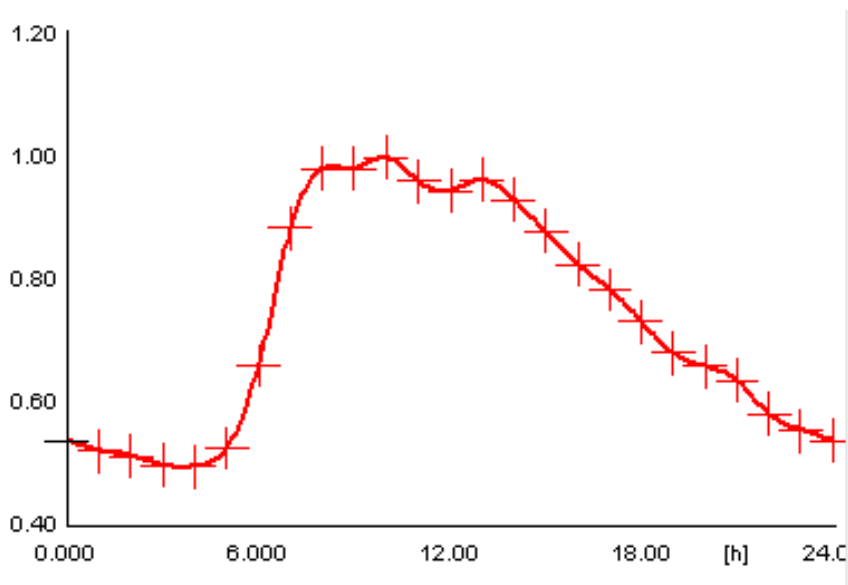


Figura 4.2.1.3.- Perfil de cargas Industrial [24horas/p.u]

La segunda carga que se tiene es de 50MW y con ella se trata de emular los consumos de la Red de 20 kV.

La curva característica en este caso se trata de un perfil doméstico.

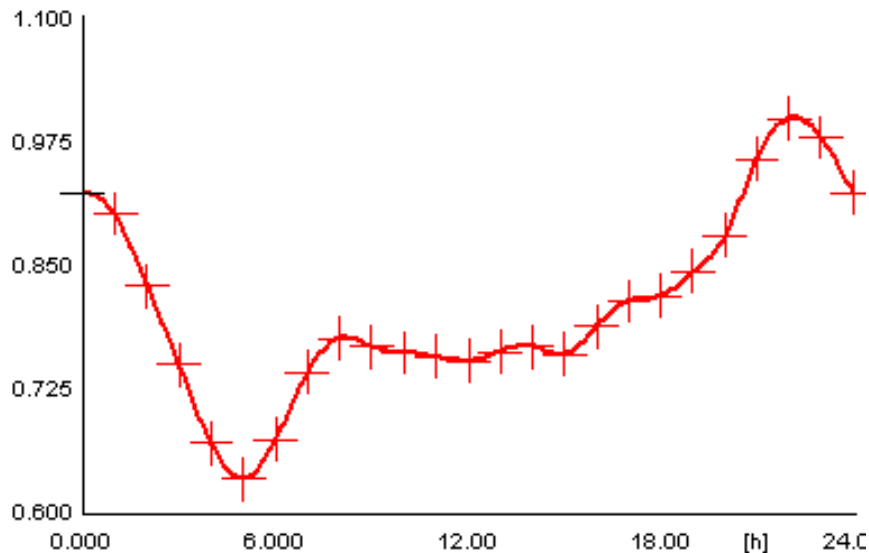


Figura 4.2.1.4.- Perfil de cargas Doméstico [24horas/p.u]

Una vez definida la Virtual Power Plant y las cargas del sistema, se procede a realizar el análisis de resultados.

Para este primer escenario, como se ha comentado anteriormente el análisis del flujo de cargas se realiza por el método tradicional. La justificación es la siguiente, se analiza la posibilidad de integrar la VPP con los generadores uno y dos como máquinas despachables y los generadores eólicos como máquinas fijas o no despachables. Se analiza dicha Virtual Power Plant con un Flujo de Cargas Óptimo y la solución que se obtuvo fue que el sistema no tenía en cuenta la característica de viento variable. Por este motivo, no se consideraron los parques eólicos como parte de la Virtual Power Plant. Además, dos generadores no pueden ser responsables a la vez de ofertar la potencia asignada por la Virtual Power Plant y realizar la minimización de pérdidas, un flujo de cargas óptimo no es compatible con una oferta de Virtual Power Plant. Se optó entonces por respetar la potencia asignada por la Virtual Power Plant y repartir carga mediante Flujo de Cargas tradicional, sin redespacho óptimo de los generadores convencionales y por tanto, sin minimización de pérdidas en el sistema.

Por lo tanto se analiza el sistema para un Flujo de Cargas tradicional, con los controles de potencia activa y reactiva activados y las restricciones de límites de tensión variables entre el 5% y el 20%, fijando el límite de carga de los elementos al 100%. A continuación se muestran los resultados obtenidos para unos límites del 5% de tensión. (Valores más representativos)

Flujo de cargas ejecutado con éxito para 24h

Resumen:

Generación Total = 2124.507 MWh

Carga Total = 1322.007 MWh

Intercambio Red Externa Total = -785.420 MWh

Pérdidas Totales = 17.080 MWh

Lo que quiere decir, que el flujo de cargas ha sido ejecutado con éxito para las 24h que estaba programado. La Energía total generada es de 2124,507 MWh. Esta energía tiene que ser igual a la suma de energía consumida por las cargas 1322,007MWh, la energía consumida por la Red Externa 785,420 MWh y las pérdidas totales 17,080MWh. Como vemos este criterio se cumple.

El programa también nos muestra los resultados referentes a la restricción de tensión para un valor de +/- 5% para cada uno de los elementos que integran la Red.

Un resumen de todo ello es lo que se muestra en la tabla siguiente:

| RESULTADOS - CONSTRAINTS U: +/-5.00% | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|------|--------|----|------|---------|------|--------|----|------|
| object | du | max[%] | OK | hour | object | du | max[%] | OK | hour |
| Cub_0.1 | 1.10 | 0 | 6 | | Cub_0.1 | 2.00 | 0 | 24 | |
| Cub_0.2 | 1.10 | 0 | 6 | | Cub_0.0 | 2.00 | 0 | 24 | |
| T_2 | 1.10 | 0 | 6 | | B1 | 2.00 | 0 | 24 | |
| Cub_0.3 | 1.10 | 0 | 6 | | T_2 | 2.00 | 0 | 24 | |
| Cub_0.4 | 1.10 | 0 | 6 | | T_3 | 2.00 | 0 | 24 | |
| Cub_0.6 | 1.10 | 0 | 6 | | T_5 | 2.00 | 0 | 24 | |
| Cub_0.6(1) | 0.00 | 0 | 0 | | T_6 | 2.00 | 0 | 24 | |
| B0.0 | 1.10 | 0 | 6 | | Cub_0.0 | 1.29 | 0 | 1 | |
| B0.1 | 1.10 | 0 | 6 | | Cub_0.1 | 1.29 | 0 | 1 | |

| | | | | | | | |
|----------|------|---|---|--------------|------|---|---|
| T_3 | 1.10 | 0 | 6 | Cub_0.2 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_5 | 1.10 | 0 | 6 | Cub_0.3 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_6 | 1.10 | 0 | 6 | Cub_0.4 | 0.00 | 0 | 0 |
| T_8 | 1.10 | 0 | 6 | B1 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_9 | 1.10 | 0 | 6 | T_2 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_11 | 1.10 | 0 | 6 | T_3 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_12 | 1.10 | 0 | 6 | T_5 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_14 | 1.10 | 0 | 6 | T_6 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_15 | 1.10 | 0 | 6 | T_8 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_20 | 1.10 | 0 | 6 | T_9 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_21 | 1.10 | 0 | 6 | T_11 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_23 | 0.00 | 0 | 0 | T_12 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_24 | 1.10 | 0 | 6 | T_17 | 0.00 | 0 | 0 |
| Cub_1 | 1.10 | 0 | 6 | T_18 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_6(1) | 1.10 | 0 | 6 | Cub_1 | 1.29 | 0 | 1 |
| T_5(1) | 1.10 | 0 | 6 | T_12(1) | 1.29 | 0 | 1 |
| Feld_0.1 | 0.80 | 0 | 5 | T_11(1) | 1.29 | 0 | 1 |
| Feld_0.2 | 0.80 | 0 | 5 | Cub_2 | 1.29 | 0 | 1 |
| Feld_0.3 | 0.80 | 0 | 5 | T_12(2) | 1.29 | 0 | 1 |
| Feld_0.4 | 0.80 | 0 | 5 | T_11(2) | 1.29 | 0 | 1 |
| Feld_0.5 | 0.80 | 0 | 5 | Wind Farm ST | 1.27 | 0 | 1 |
| Feld_0.6 | 0.80 | 0 | 5 | 1 | 1.27 | 0 | 1 |
| S0.0 | 0.80 | 0 | 5 | 2 | 1.27 | 0 | 1 |
| S0.1 | 0.80 | 0 | 5 | 3 | 1.27 | 0 | 1 |
| T_11 | 0.80 | 0 | 5 | 4 | 1.27 | 0 | 1 |
| T_12 | 0.80 | 0 | 5 | T1.1 | 1.27 | 0 | 1 |
| T_14 | 0.80 | 0 | 5 | T1.2 | 1.27 | 0 | 1 |
| T_15 | 0.80 | 0 | 5 | T1.3 | 1.27 | 0 | 1 |
| T_17 | 0.80 | 0 | 5 | T1.4 | 1.27 | 0 | 1 |
| T_18 | 0.80 | 0 | 5 | T2.1 | 1.27 | 0 | 1 |
| T_2 | 0.80 | 0 | 5 | T2.2 | 1.27 | 0 | 1 |
| T_20 | 0.80 | 0 | 5 | T2.3 | 1.27 | 0 | 1 |
| T_21 | 0.80 | 0 | 5 | T2.4 | 1.27 | 0 | 1 |
| T_3 | 0.80 | 0 | 5 | K-Gen-1 | 4.00 | 0 | 8 |
| T_5 | 0.80 | 0 | 5 | K-Gen-2 | 4.00 | 0 | 8 |
| T_6 | 0.80 | 0 | 5 | | | | |
| T_8 | 0.80 | 0 | 5 | | | | |
| T_9 | 0.80 | 0 | 5 | | | | |

Tabla 4.2.1.1.- Resultados de Restricciones de U: +/-5.00%

Como se puede observar en la tabla anterior para los generadores en la hora 8h se llega a una subida del 4% pero siempre por debajo del límite establecido.

Finalmente el programa también nos muestra los resultados referentes a la sobrecarga de potencia que puedan llevar las líneas o los transformadores.

| RESULTADOS - CONSTRAINTS LOADING: +/-100.00% | | | |
|---|----------------|----|------|
| object | loading max[%] | OK | hour |
| L-1-1 | 31.80 | 0 | 10 |
| L-1-2 | 31.80 | 0 | 10 |
| L-2-1 | 24.55 | 0 | 1 |
| L-3-1 | 15.62 | 0 | 8 |
| L-3-2 | 18.89 | 0 | 8 |
| L-WF | 83.33 | -1 | 10 |
| T-1 | 52.16 | -1 | 10 |
| T-KW-1 | 63.09 | -1 | 23 |
| T-KW-2 | 41.70 | -1 | 23 |

Tabla 4.2.1.2.- Resultados de Restricciones Sobrecarga: +/-100.00% en las líneas y Trafos

A continuación se explica de manera detallada los resultados obtenidos gráficamente.

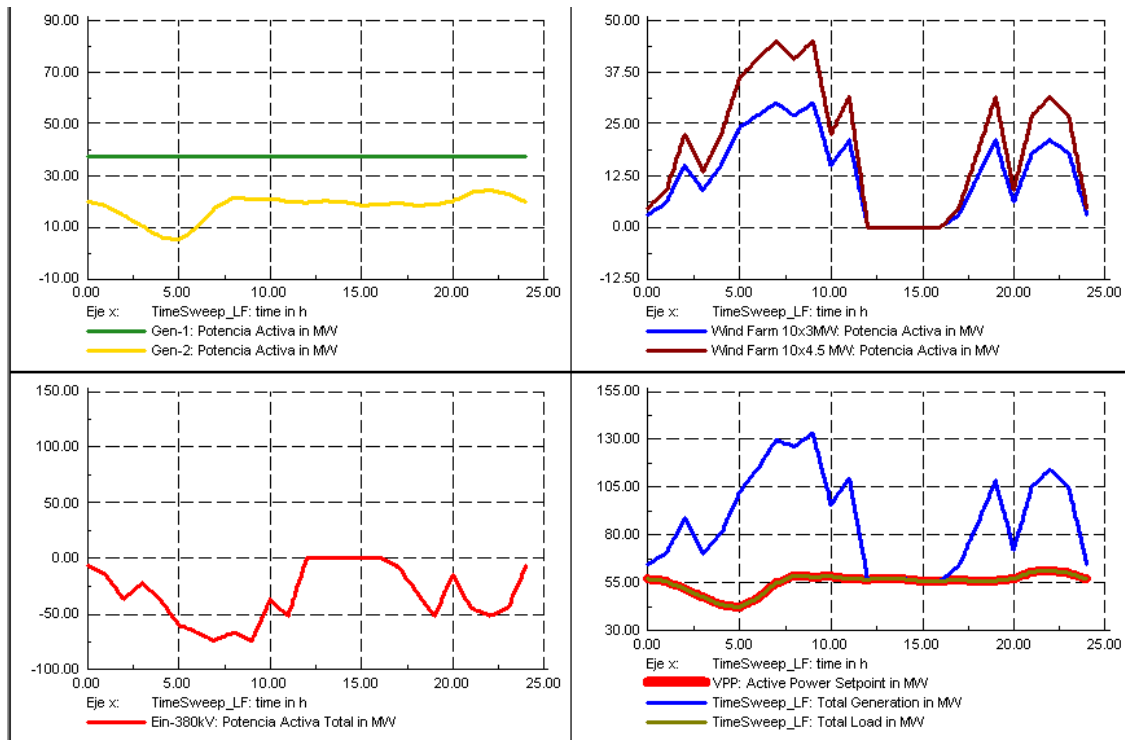


Figura 4.2.1.5.- Resumen general del Sistema

En esta primera gráfica se puede observar en la parte superior izquierda la Potencia Activa del generador 1 y generador 2. Como se aprecia, la potencia del generador 1 es siempre constante e igual a su $P_n = 37,24\text{MW}$, puesto que en la Virtual Power Plant se le había adjudicado un Must Run activo y un Merit Order 0. El generador 2 en cambio, despacha una potencia activa variable a lo largo de las 24h, pese a estar el Must Run activado, puesto que su Merit Order es 1 (menos restrictivo). Si se suma para cada intervalo de tiempo las potencias de ambos generadores, comprobaremos que se corresponde con la potencia de la Virtual Power Plant, que a su vez se corresponde con la potencia que demanda el sistema (cargas), puesto que el objetivo es poder suplir toda la carga sin necesidad de importar potencia de la Red Externa.

En la figura superior derecha vemos la potencia generada de los dos parques eólicos para los diferentes intervalos de tiempo (24h). Estos parques no están dentro de la Virtual Power Plant por lo que la potencia que generen acorde a su perfil de viento,

tendrá que ser absorbida por la Red Externa. Si nos fijamos en la figura inferior izquierda, comprobamos que efectivamente la Red externa absorbe la potencia de los dos parques eólicos.

Por último en la figura inferior derecha, se observa como la Virtual Power Plant integrada por los generadores 1 y 2 se ajusta perfectamente con el perfil de cargas del sistema. También se muestra en esa misma gráfica, la potencia total generada.

Como en la gráfica anterior no se aprecia con detalle el valor de las potencias para cada hora, a continuación se puede ver de manera detallada cada una de las gráficas.

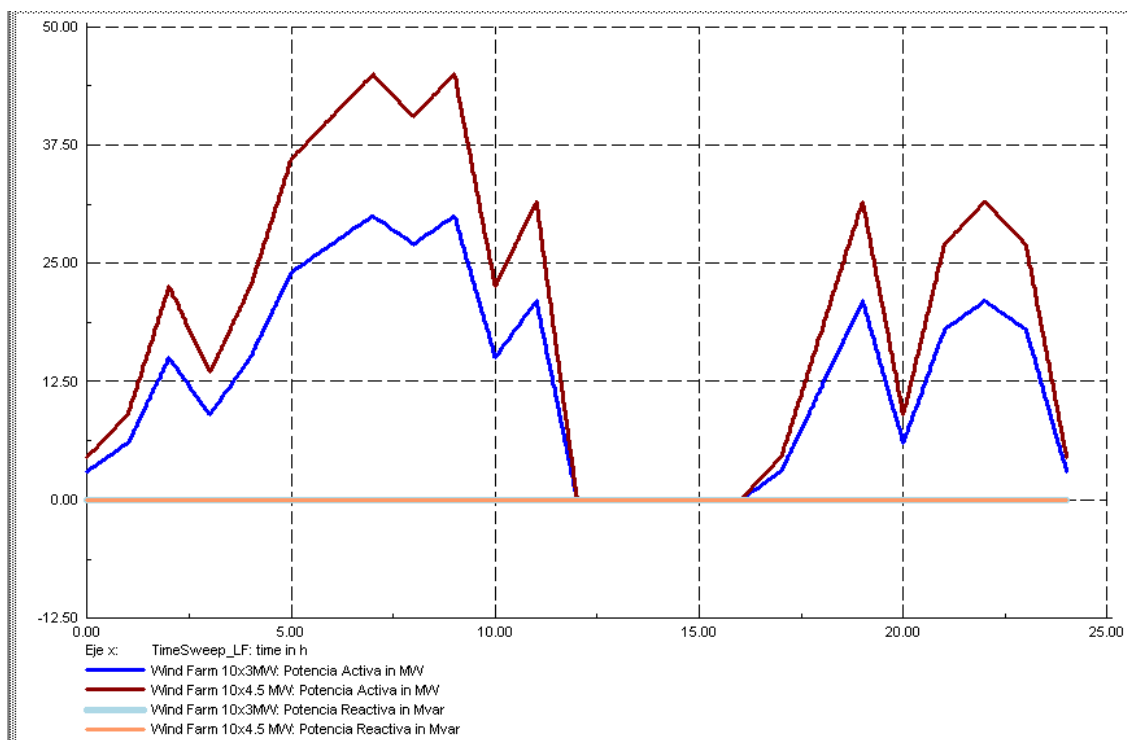


Figura 4.2.1.6.- Potencia Activa y Reactiva del parque eólico de 30 y 45MW respectivamente.

Como vemos en la figura anterior, la potencia activa generada por los parques eólicos se corresponde con el perfil de viento de ambos parques que en este caso son iguales. Vemos como para las horas comprendidas entre las 12h y 16h el perfil de viento era cero, y efectivamente la potencia que generan los parques para esas horas una vez ejecutado el Flujo de cargas es cero. Por último vemos como la potencia reactiva de ambos parques es nula puesto que están programados a factor de potencia unidad.

En la siguiente gráfica se representa las pérdidas totales que tiene el sistema a lo largo de las 24h.

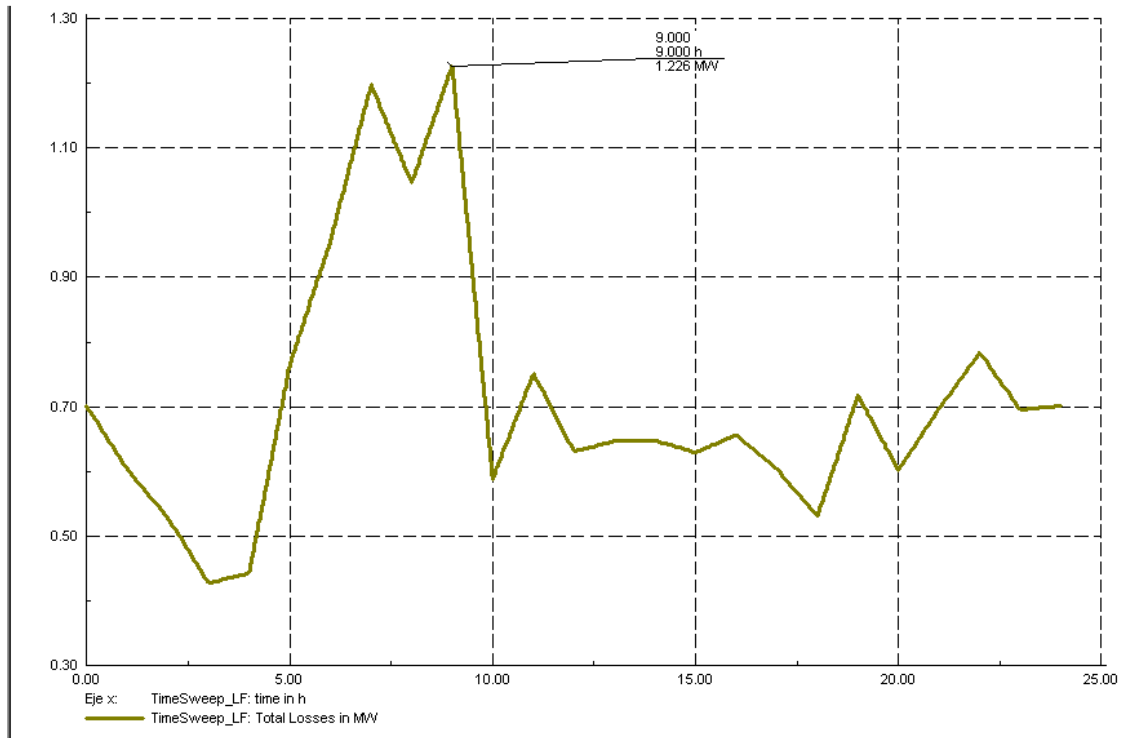


Figura 4.2.1.7.- Pérdidas Totales del Sistema [MW]

Como punto representativo se ha elegido la hora nueve para comprobar que efectivamente en esa hora, el sistema tiene una pérdida máxima de 1,226MW. Eso es debido a que los parques eólicos están generando a potencia nominal en esa hora haciendo que la potencia total generada sea elevada y las pérdidas del sistema también sean más elevadas. El sistema tiene las menores pérdidas para las horas comprendidas entre las 3-4h a.m donde se sitúa alrededor de los 0,4MW.

A continuación mostramos la gráfica donde se representa individualmente la generación total del sistema, así como la Potencia de la Virtual Power Plant y la Carga Total del Sistema.

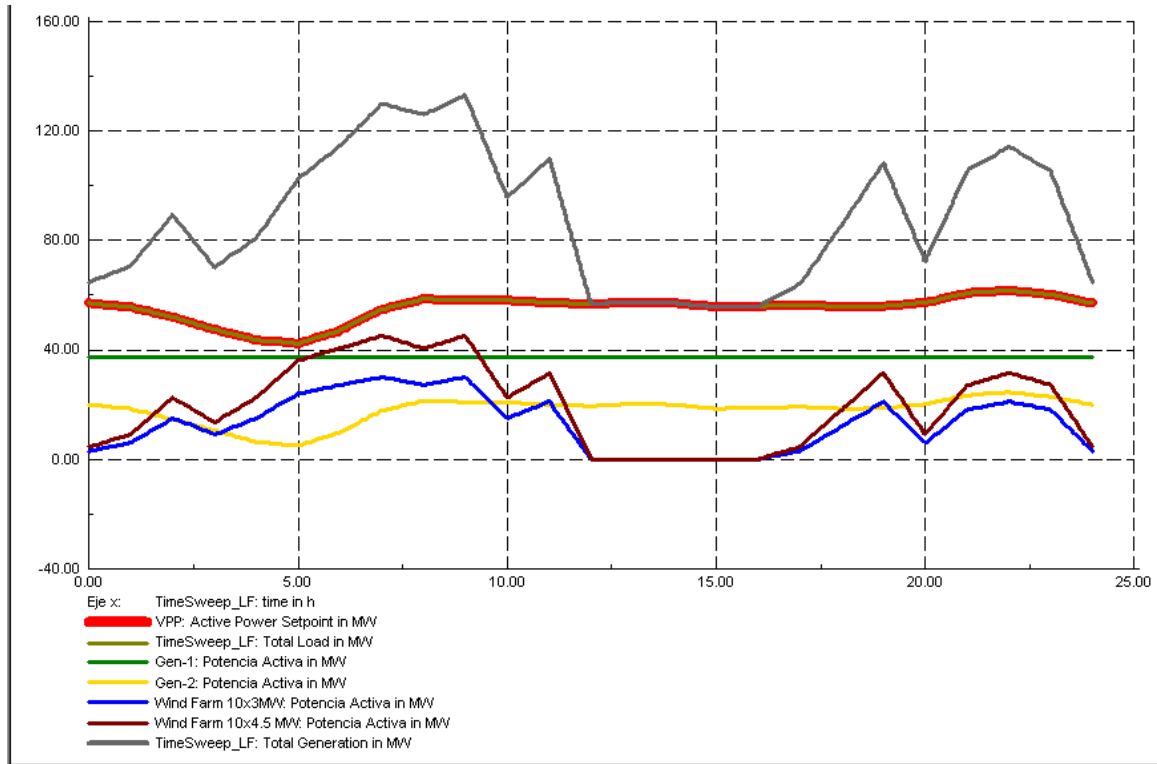


Figura 4.2.1.8.- Generación Total del Sistema, Virtual Power Plant y Carga Total [MW]

Como podemos observar en la gráfica anterior la suma de potencia de los Generadores 1 y 2 es igual a la potencia de la Virtual Power Plant, que a su vez se corresponde con el perfil de carga del sistema. Los parques eólicos generan la potencia correspondiente al perfil de viento asignado y la Potencia Total generada será la suma de las potencias de los parques eólicos y de la Virtual Power Plant.

Para dar por finalizado este primer caso de estudio, detallamos en la siguiente tabla un resumen de las potencias generadas por cada sistema, la carga total y las pérdidas. Todo para las 24h de simulación que se han llevado a cabo con el Flujo de Cargas tradicional.

| Flujo de cargas tradicional (PF) | | | | | | | |
|---|-----------------------|-----------------|----------------------------|-------------------|----------|------------------|--------------------|
| time [h] | Total Generation [MW] | Total Load [MW] | Total External Infeed [MW] | Total Losses [MW] | VPP [MW] | Wind Farm 10x3MW | Wind Farm 10x4.5MW |
| 0 | 64,55 | 57,05 | -6,80 | 0,70 | 57,05 | 3,00 | 4,50 |
| 1 | 70,61 | 55,61 | -14,40 | 0,60 | 55,61 | 6,00 | 9,00 |
| 2 | 89,32 | 51,82 | -36,97 | 0,53 | 51,82 | 15,00 | 22,50 |
| 3 | 70,03 | 47,53 | -22,07 | 0,43 | 47,53 | 9,00 | 13,50 |
| 4 | 80,99 | 43,49 | -37,06 | 0,44 | 43,49 | 15,00 | 22,50 |
| 5 | 102,29 | 42,29 | -59,24 | 0,76 | 42,29 | 24,00 | 36,00 |
| 6 | 114,46 | 46,96 | -66,54 | 0,96 | 46,96 | 27,00 | 40,50 |
| 7 | 129,83 | 54,83 | -73,80 | 1,20 | 54,83 | 30,00 | 45,00 |
| 8 | 126,01 | 58,51 | -66,45 | 1,05 | 58,51 | 27,00 | 40,50 |
| 9 | 133,07 | 58,07 | -73,77 | 1,23 | 58,07 | 30,00 | 45,00 |
| 10 | 95,63 | 58,13 | -36,91 | 0,59 | 58,13 | 15,00 | 22,50 |
| 11 | 109,67 | 57,17 | -51,75 | 0,75 | 57,17 | 21,00 | 31,50 |
| 12 | 56,61 | 56,61 | 0,64 | 0,63 | 56,61 | 0,00 | 0,00 |
| 13 | 57,47 | 57,47 | 0,65 | 0,65 | 57,47 | 0,00 | 0,00 |
| 14 | 57,08 | 57,08 | 0,65 | 0,65 | 57,08 | 0,00 | 0,00 |
| 15 | 55,66 | 55,66 | 0,63 | 0,63 | 55,66 | 0,00 | 0,00 |
| 16 | 56,01 | 56,01 | 0,66 | 0,66 | 56,01 | 0,00 | 0,00 |
| 17 | 63,98 | 56,48 | -6,90 | 0,60 | 56,48 | 3,00 | 4,50 |
| 18 | 85,66 | 55,66 | -29,47 | 0,53 | 55,66 | 12,00 | 18,00 |
| 19 | 108,37 | 55,87 | -51,78 | 0,72 | 55,87 | 21,00 | 31,50 |
| 20 | 72,25 | 57,25 | -14,40 | 0,60 | 57,25 | 6,00 | 9,00 |
| 21 | 105,67 | 60,67 | -44,30 | 0,70 | 60,67 | 18,00 | 27,00 |
| 22 | 114,14 | 61,64 | -51,72 | 0,78 | 61,64 | 21,00 | 31,50 |
| 23 | 105,15 | 60,15 | -44,30 | 0,70 | 60,15 | 18,00 | 27,00 |
| 24 | 64,55 | 57,05 | -6,80 | 0,70 | 57,05 | 3,00 | 4,50 |

Tabla 4.2.3.- Resumen Potencia Generada/Potencia consumida y Pérdidas del Sistema.

4.2.2.- Caso Estudio 2. VPP (Gen-1, Gen-2, WF despachable) con $\Delta U = \pm 5\%$, $\pm 10\%$, $\pm 15\%$.

En este escenario de operación la VPP está integrada por los cuatro generadores. Los dos generadores síncronos que simulan la central de cogeneración y por los dos generadores estáticos que simulan los parques eólicos de 30 y 45 MW de potencia cada uno.

En este caso al estar todos ellos integrados como máquinas despachables, sí tiene sentido ejecutar el Flujo de Cargas Óptimo para una función objetivo de minimización de pérdidas. El programa reparte las consignas de potencia a cada generador según las estrategias que le hayamos asignado en la Virtual Power Plant.

Al igual que en el caso anterior, el OPF tiene en cuenta los controles de despacho de potencia activa y reactiva de los generadores, así como las posiciones de los transformadores. En lo referente a las restricciones de desigualdad, se fijan los límites de potencia activa y reactiva de los generadores y límites de tensión.

A continuación se muestra la configuración de la Virtual Power Plant para este caso.

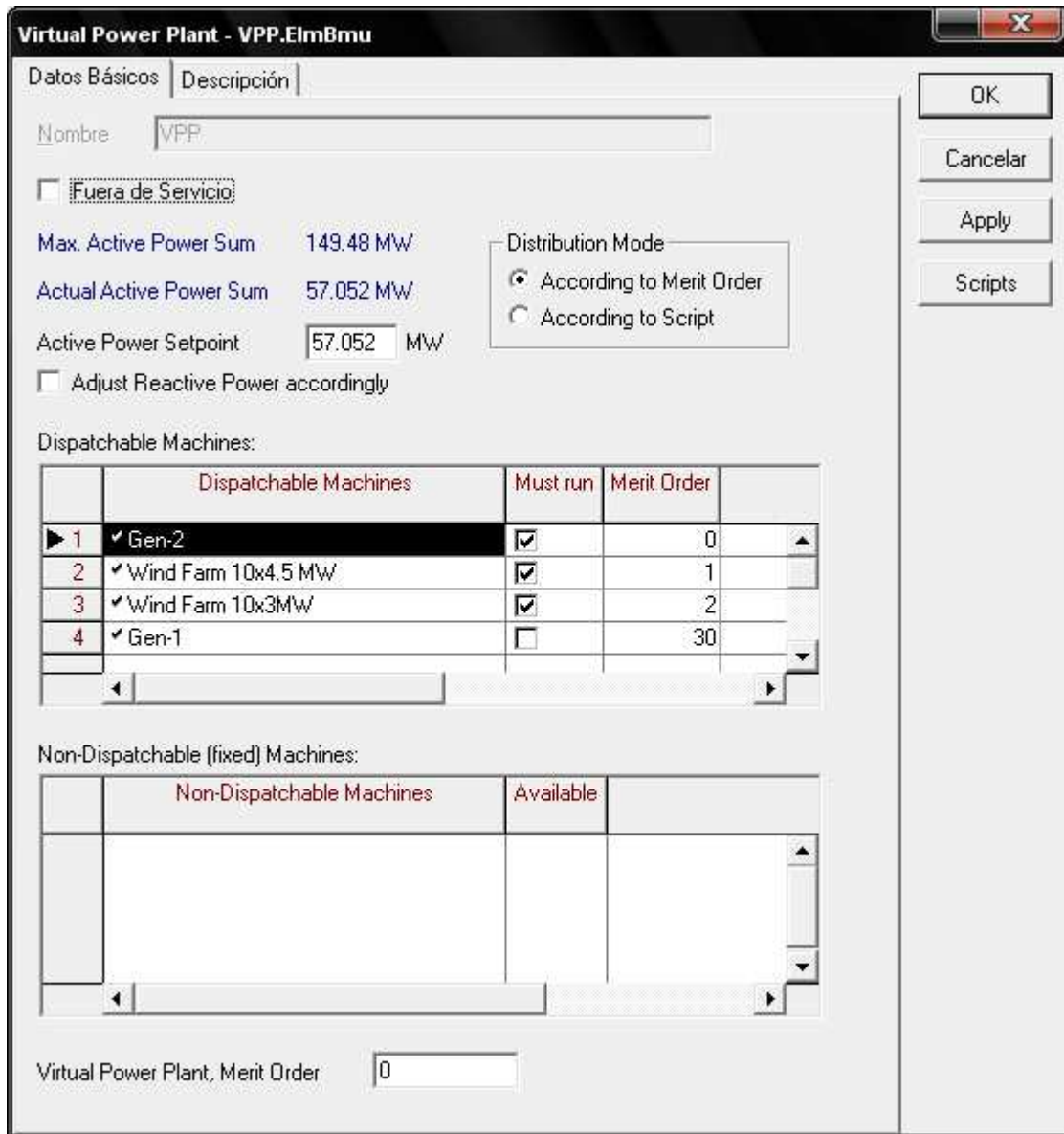


Figura 4.2.2.1.- Escenario 2. Virtual Power Plant

Como vemos en la figura anterior la Virtual Power Plant está integrada en este caso por los cuatro generadores que tenemos en el Sistema. La estrategia a seguir es la siguiente:

El generador 1 no tiene activada la pestaña de Must Run lo que implica que no tiene el deber de entrar a consignar potencia en la Virtual Power Plant, además tiene un Merit Order 30, por lo que será la última máquina que utilizaría la Virtual Power Plant en su despacho de potencia.

El generador 2 entrará a consignar potencia en la Virtual Power Plant (Must Run activado) y en este caso aportará una consigna de potencia igual a su potencia nominal (Merit Order 0) para cubrir las necesidades de potencia que requiera la Virtual Power Plant en cada hora.

Los parques eólicos también entran en la consigna de potencia de la Virtual Power Plant puesto que están puestas como máquinas despachables (Must Run activado) pero con una diferencia en el Merit Orden entre ellos. El parque eólico de 45MW entrará a consignar toda la potencia que pueda antes que el parque eólico de 30MW, esto es así porque el Merit Order del parque de 45MW es más restrictivo que el del parque de 30MW.

El perfil de viento para dichos generadores estáticos (generadores eólicos) es el siguiente:

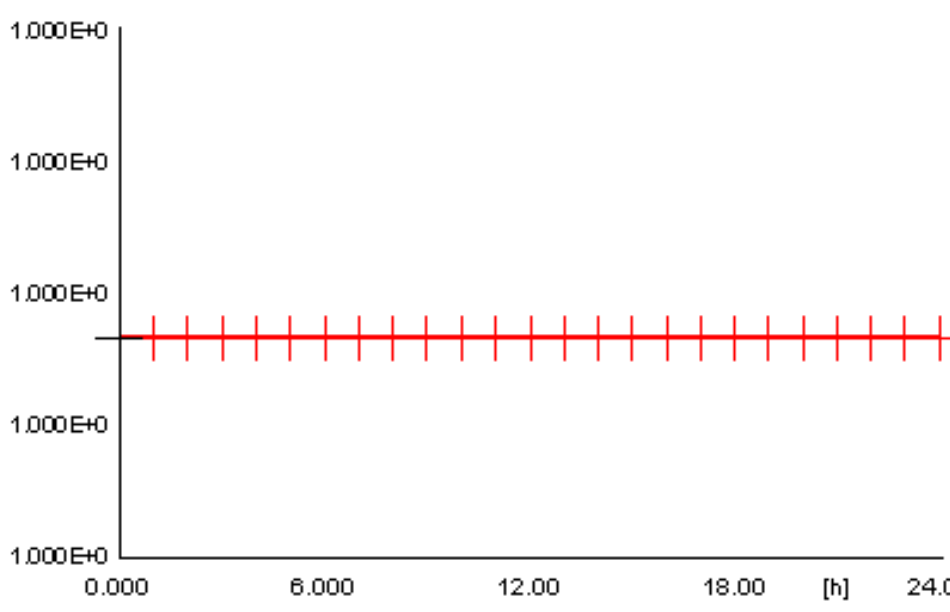


Figura 4.2.2.2.- Perfil de viento parque eólico de 30 y 45MW [24horas/p.u]

Este perfil de viento se ha elegido unitario para que la generación de los parques eólicos sea máxima en cada hora.

En nuestro sistema tenemos dos cargas conectadas directamente sobre la Red de 110 kV.

La primera de ellas tiene una potencia nominal de 20MW y cuelga directamente de barras cuya curva característica se corresponde con un perfil industrial.

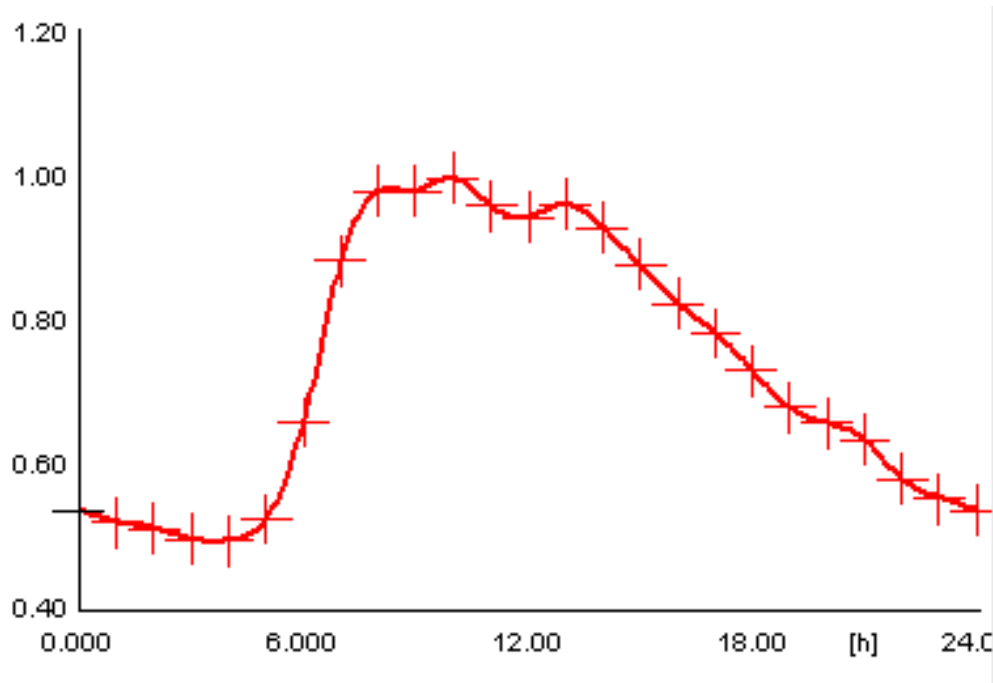


Figura 4.2.2.3.- Perfil de cargas Industrial [24horas/p.u]

| Hora | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|
| Valores | 0,539 | 0,522 | 0,513 | 0,498 | 0,496 | 0,526 | 0,661 | 0,884 | 0,981 | 0,982 | 1 | 0,961 | 0,945 |
| Hora | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | |
| Valores | 0,963 | 0,931 | 0,879 | 0,826 | 0,785 | 0,732 | 0,681 | 0,659 | 0,636 | 0,582 | 0,56 | 0,539 | |

Tabla 4.2.2.1.- Valores de la carga Industrial

La segunda carga que se tiene es de 50MW y con ella se trata de emular el consumo de la Red de 20 kV.

La curva característica en este caso se trata de un perfil doméstico.

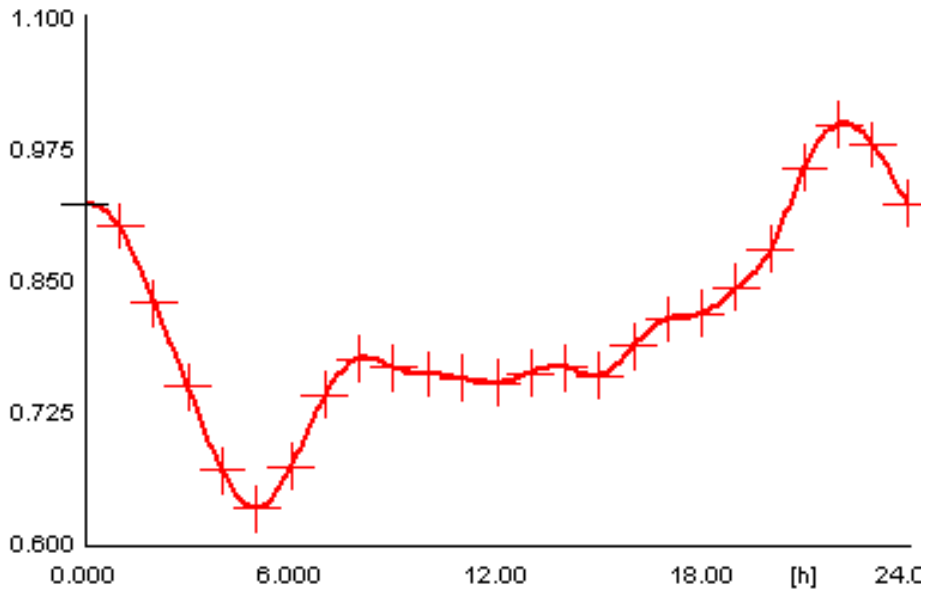


Figura 4.2.2.4.- Perfil de cargas doméstico [24horas/p.u]

| Hora | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|
| Valores | 0,925 | 0,903 | 0,831 | 0,751 | 0,671 | 0,635 | 0,675 | 0,743 | 0,778 | 0,769 | 0,76 | 0,759 | 0,754 |
| | | | | | | | | | | | | | |
| Hora | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | |
| Valores | 0,764 | 0,769 | 0,762 | 0,79 | 0,816 | 0,82 | 0,845 | 0,881 | 0,959 | 1 | 0,98 | 0,925 | |

Tabla 4.2.2.2.- Valores de la carga Doméstica

Una vez definida la Virtual Power Plant y las cargas del sistema, se procede al análisis de resultados.

En este segundo caso, se realiza un flujo de cargas óptimo puesto que se respetan las estrategias descritas en la Virtual Power Plant para una función objetivo de minimización de pérdidas y con las restricciones de los límites de potencia activa y reactiva de los generadores y límites de tensión activadas.

Se analiza el sistema para variaciones de $\Delta U = 5\%$, 10% y 15% , siendo para todos ellos convergente el Flujo de Cargas Óptimo. Los resultados que muestra el programa para el caso concreto de un $\Delta U = 5\%$ son:

Flujo de Cargas Óptimo ejecutado con éxito para 24h

Resumen:

Intercambio Total Red Externa = 6.780 MWh

Generación Total = 1322.029 MWh

Carga Total = 1321.288 MWh

Pérdidas Totales = 7.522 MWh

Lo que quiere decir, que el flujo de cargas óptimo ha sido ejecutado con éxito para las 24h que estaba programado. La Energía total generada es de 1322,029 MWh haciendo que prácticamente sea igual a la Energía Total demandada 1321,288 MWh. Las pérdidas en el sistema son inferiores a las que se producían en el caso anterior. El intercambio de potencia con la Red Externa es muy bajo 6780MWh.

Por tanto podemos decir, que esta estrategia de planificación de la Virtual Power Plant, para este caso, hace que la potencia demandada sea prácticamente igual a la potencia generada, obteniendo unas pérdidas en el sistema relativamente pequeñas. Por lo tanto se puede decir que para este caso de estudio se cumple el objetivo de reducir las pérdidas del sistema, respecto al caso con flujo de cargas tradicional.

El programa también nos muestra los resultados referentes a la restricción de tensión para un valor de $\pm 5\%$ para cada uno de los elementos que integran la Red.

Un resumen de todo ello es lo que se muestra en la tabla siguiente:

| RESULTADOS - CONSTRAINTS U: +/-5.00% | | | | | | | |
|--------------------------------------|-----------|----|------|---------|-----------|----|------|
| object | du max[%] | OK | hour | object | du max[%] | OK | hour |
| Cub_0.1 | 1.30 | 0 | 16 | T_9 | 1.24 | 0 | 24 |
| Cub_0.2 | 1.45 | 0 | 24 | Cub_0.1 | 2.00 | 0 | 24 |

| | | | | | | | |
|------------|------|---|----|--------------|------|---|----|
| T_2 | 1.45 | 0 | 24 | Cub_0.0 | 2.00 | 0 | 24 |
| Cub_0.3 | 1.45 | 0 | 24 | B1 | 2.00 | 0 | 24 |
| Cub_0.4 | 1.45 | 0 | 24 | T_2 | 2.00 | 0 | 24 |
| Cub_0.6 | 1.45 | 0 | 24 | T_3 | 2.00 | 0 | 24 |
| Cub_0.6(1) | 0.00 | 0 | 0 | T_5 | 2.00 | 0 | 24 |
| B0.0 | 1.45 | 0 | 24 | T_6 | 2.00 | 0 | 24 |
| B0.1 | 1.45 | 0 | 24 | Cub_0.0 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_3 | 1.45 | 0 | 24 | Cub_0.1 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_5 | 1.30 | 0 | 16 | Cub_0.2 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_6 | 1.45 | 0 | 24 | Cub_0.3 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_8 | 1.45 | 0 | 24 | Cub_0.4 | 0.00 | 0 | 0 |
| T_9 | 1.45 | 0 | 24 | B1 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_11 | 1.45 | 0 | 24 | T_2 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_12 | 1.45 | 0 | 24 | T_3 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_14 | 1.45 | 0 | 24 | T_5 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_15 | 1.45 | 0 | 24 | T_6 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_20 | 1.45 | 0 | 24 | T_8 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_21 | 1.45 | 0 | 24 | T_9 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_23 | 0.00 | 0 | 0 | T_11 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_24 | 1.45 | 0 | 24 | T_12 | 0.62 | 0 | 5 |
| Cub_1 | 1.45 | 0 | 24 | T_17 | 0.00 | 0 | 0 |
| T_6(1) | 1.45 | 0 | 24 | T_18 | 0.62 | 0 | 5 |
| T_5(1) | 1.45 | 0 | 24 | Cub_1 | 0.62 | 0 | 5 |
| Feld_0.1 | 1.24 | 0 | 24 | T_12(1) | 0.62 | 0 | 5 |
| Feld_0.2 | 1.24 | 0 | 24 | T_11(1) | 0.62 | 0 | 5 |
| Feld_0.3 | 1.24 | 0 | 24 | Cub_2 | 0.62 | 0 | 5 |
| Feld_0.4 | 1.24 | 0 | 24 | T_12(2) | 0.62 | 0 | 5 |
| Feld_0.5 | 1.24 | 0 | 24 | T_11(2) | 0.62 | 0 | 5 |
| Feld_0.6 | 1.24 | 0 | 24 | Wind Farm ST | 0.81 | 0 | 23 |
| S0.0 | 1.24 | 0 | 24 | 1 | 0.81 | 0 | 23 |
| S0.1 | 1.24 | 0 | 24 | 2 | 0.81 | 0 | 23 |
| T_11 | 1.24 | 0 | 24 | 3 | 0.81 | 0 | 23 |
| T_12 | 1.24 | 0 | 24 | 4 | 0.81 | 0 | 23 |
| T_14 | 1.24 | 0 | 24 | T1.1 | 0.81 | 0 | 23 |
| T_15 | 1.24 | 0 | 24 | T1.2 | 0.81 | 0 | 23 |
| T_17 | 1.24 | 0 | 24 | T1.3 | 0.81 | 0 | 23 |
| T_18 | 1.24 | 0 | 24 | T1.4 | 0.81 | 0 | 23 |
| T_2 | 1.24 | 0 | 24 | T2.1 | 0.81 | 0 | 23 |
| T_20 | 1.24 | 0 | 24 | T2.2 | 0.81 | 0 | 23 |
| T_21 | 1.24 | 0 | 24 | T2.3 | 0.81 | 0 | 23 |
| T_3 | 1.24 | 0 | 24 | T2.4 | 0.81 | 0 | 23 |

| | | | | |
|-----|------|---|----|--|
| T_5 | 1.24 | 0 | 24 | |
| T_6 | 1.24 | 0 | 24 | |
| T_8 | 1.24 | 0 | 24 | |

Tabla 4.2.2.3.- Resultados de Restricciones de U: +/-5.00%

Como se puede observar, no tenemos ningún elemento que sobrepase dichos límites restrictivos.

Finalmente se muestra los resultados referentes a la sobrecarga de potencia que puedan llevar las líneas o los transformadores.

| RESULTADOS - CONSTRAINTS LOADING: +/-100.00% | | | |
|---|----------------|----|------|
| object | loading max[%] | OK | hour |
| L-1-1 | 12.56 | 0 | 11 |
| L-1-2 | 12.56 | 0 | 11 |
| L-2-1 | 14.98 | 0 | 4 |
| L-3-1 | 6.10 | 0 | 4 |
| L-3-2 | 7.20 | 0 | 4 |
| L-WF | 36.97 | 0 | 23 |
| T-1 | 6.68 | 0 | 11 |
| T-KW-1 | 0.08 | 0 | 24 |
| T-KW-2 | 64.82 | 0 | 23 |

Tabla 4.2.2.4.- Resultados de Restricciones Sobrecarga: +/-80.00% en las líneas y Trafos

Como se puede observar en la tabla anterior las sobrecargas de las líneas y de los transformadores están por debajo de los límites establecidos.

A continuación se explica de manera detallada los resultados obtenidos gráficamente.

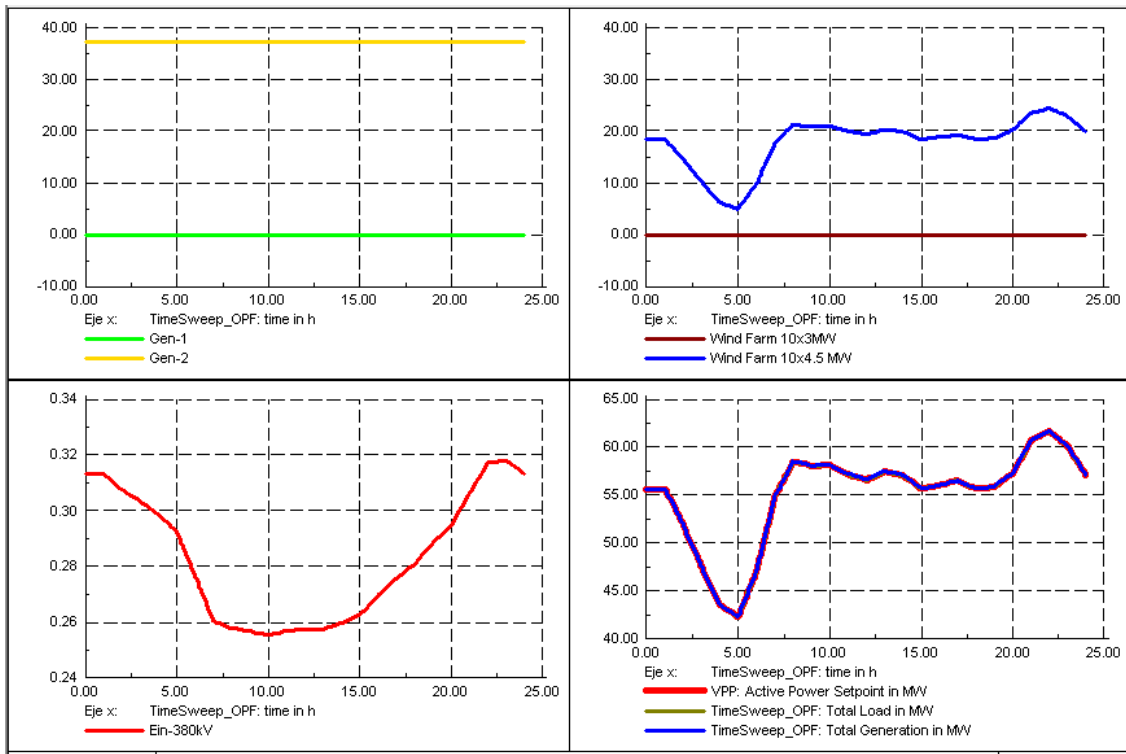


Figura 4.2.2.5.- Resumen general del Sistema

En esta primera gráfica se puede observar en la parte superior izquierda la Potencia Activa del generador 1 y generador 2. Como se aprecia, la potencia del generador 2 es siempre constante e igual a su $P_n = 37,24\text{MW}$, puesto que en la Virtual Power Plant se le había adjudicado un Must Run activo y un Merit Order 0. El generador 1 en cambio, no está despachando potencia debido a que no tiene activo el Must Run y el Merit order tiene un valor muy elevado.

Para cubrir la demanda de potencia es necesario despachar potencia de los parques eólicos que habíamos integrado como despachables. Por orden de prioridad en el Merit Order el parque eólico de 45MW entrará antes a despachar potencia que el parque eólico de 30MW. Para ver las potencias generadas por los parques eólicos ver figura superior derecha.

En la figura inferior izquierda, vemos como la Red externa aporta unos niveles de potencia muy bajos, próximos a cero, llegando a estar incluso por debajo de las pérdidas del sistema.

Por último en la figura inferior derecha, se observa como la Virtual Power Plant integrada por los 4 generadores aunque consignando potencia únicamente por los generadores 1 y 2 se ajusta perfectamente con el perfil de cargas del sistema, y a su vez con la Potencia Total Generada.

Como en la gráfica anterior no se aprecia con detalle el valor de las potencias para cada hora, a continuación se puede ver de manera más detallada cada una de las gráficas.

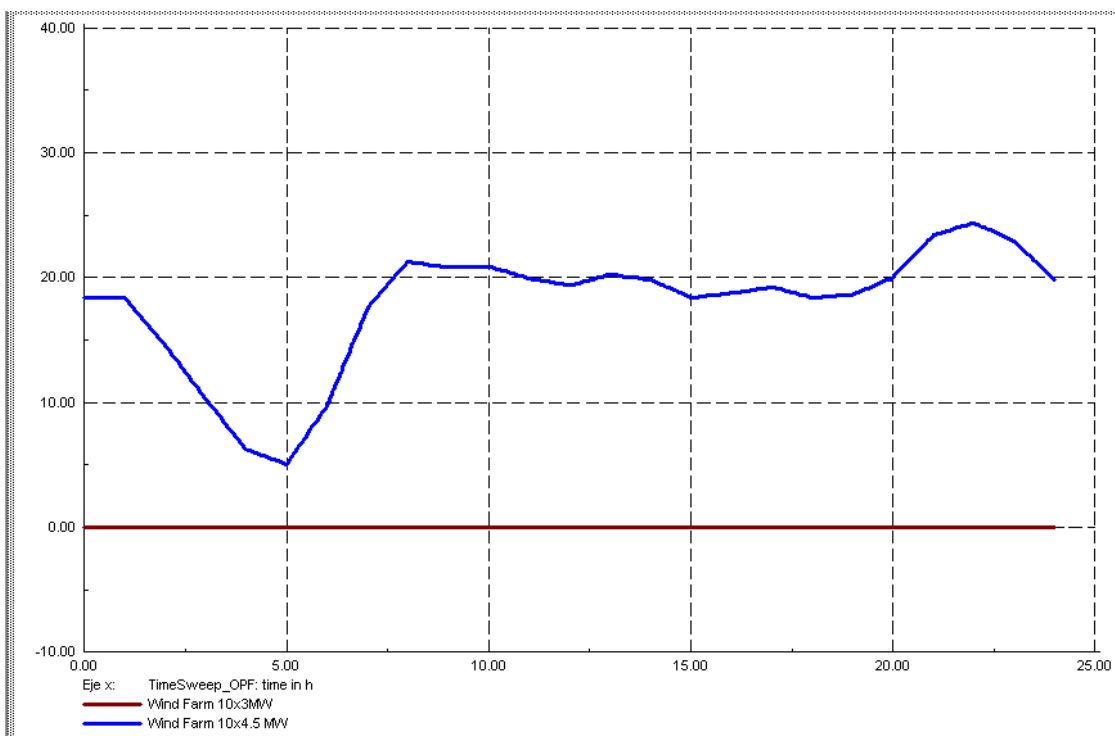


Figura 4.2.2.6.- Potencia Activa del parque eólico de 30 y 45MW respectivamente.

Como vemos en la gráfica anterior, la potencia generada por el parque eólico de 30MW, se va ajustando hora a hora a la necesidad de Virtual Power Plant. La generación se produce en función del perfil de viento máximo que comentamos en la Figura 4.2.2.2,

pero se regula su producción según las necesidades de carga. Mencionar aquí que despachable implica sistemas de almacenamiento y disponibilidad 100% durante 24h.

El parque eólico de 30MW no genera potencia porque es menos restrictivo en la estrategia establecida por la Virtual Power Plant.

En la siguiente gráfica se representan las pérdidas totales que tiene el sistema a lo largo de las 24h.

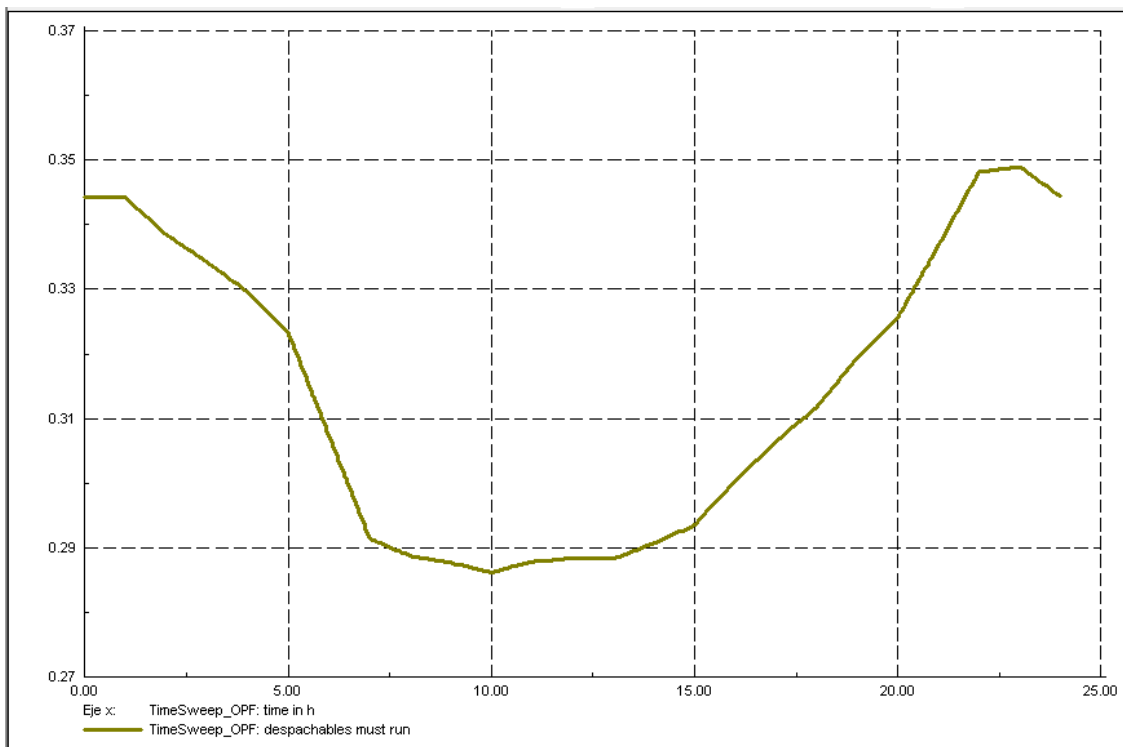


Figura 4.2.2.7.- Pérdidas Totales del Sistema [MW]

Las pérdidas del sistema son pequeñas respecto al caso anterior, lo que significa que se reparte de forma óptima la generación de potencia activa y reactiva en el sistema. El sistema tiene las menores pérdidas para las 10 a.m con valor de 0.286185MW.

A continuación mostramos la gráfica donde se representa individualmente la generación total del sistema, así como la Potencia de la Virtual Power Plant y la Carga Total del Sistema.

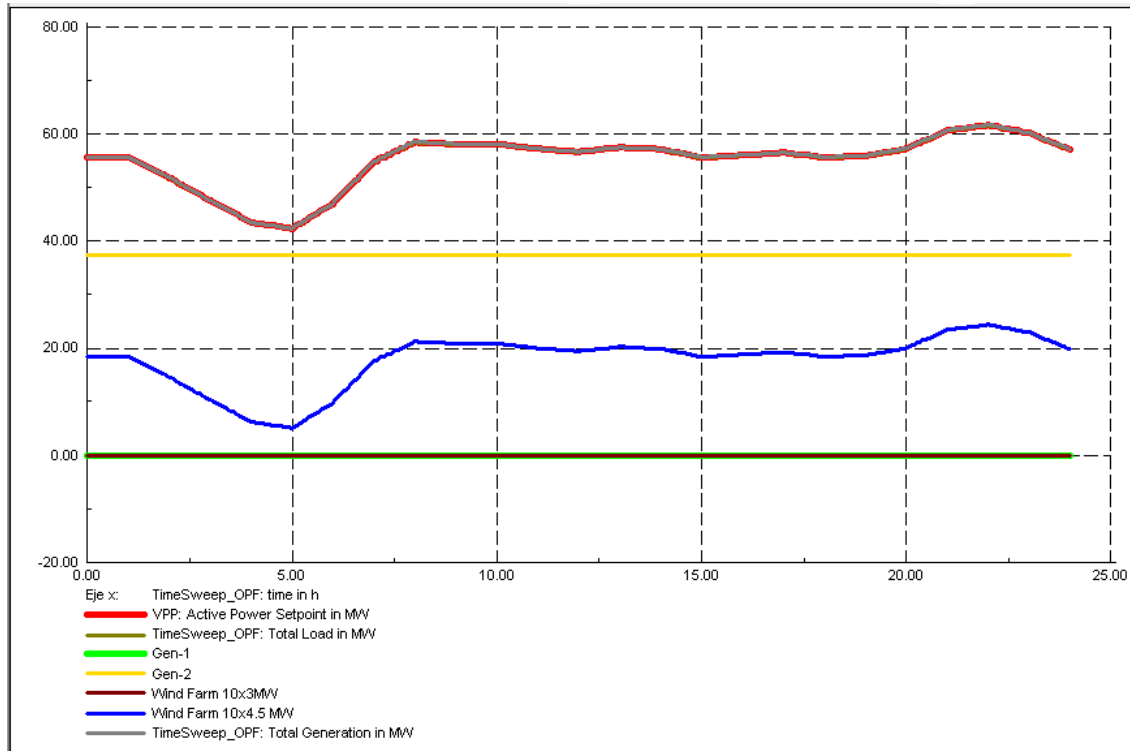


Figura 4.2.2.8.- Generación Total del Sistema, Virtual Power Plant y Carga Total [MW]

Como podemos observar en la gráfica anterior la suma de potencia de los Generadores 2 y del parque eólico de 45MW es igual a la potencia de la Virtual Power Plant, que a su vez se corresponde con el perfil de carga del sistema, coincidiendo prácticamente con la Potencia Total Generada. El parque eólico de 30MW no genera potencia puesto que la carga Total es cubierta por el generador 2 y el parque eólico de 45MW. Finalmente vemos como la potencia del Generador 1 también es nula durante las 24h.

Para dar por finalizado este segundo caso de estudio, detallamos en la siguiente tabla un resumen de las potencias generadas por cada generador, la Virtual Power Plant, la carga total y las pérdidas. Todo para las 24h de simulación que se han llevado a cabo con el Flujo de Cargas Óptimo, teniendo como función objetivo la minimización de pérdidas del Sistema.

Flujo de cargas tradicional (OPF)

| Time [h] | Total Generation [MW] | Total Load [MW] | Total External Infeed [MW] | Total Losses [MW] | VPP [MW] | Wind Farm 10x3MW | Wind Farm 10x4.5MW | Gen-1 [MW] | Gen-2 [MW] |
|----------|-----------------------|-----------------|----------------------------|-------------------|----------|------------------|--------------------|------------|------------|
| 0 | 55,64 | 55,61 | 0,31 | 0,34 | 55,61 | 0,00 | 18,37 | 0,03 | 37,24 |
| 1 | 55,64 | 55,61 | 0,31 | 0,34 | 55,61 | 0,00 | 18,37 | 0,03 | 37,24 |
| 2 | 51,85 | 51,82 | 0,31 | 0,38 | 51,82 | 0,00 | 14,58 | 0,03 | 37,24 |
| 3 | 47,56 | 47,53 | 0,30 | 0,33 | 47,53 | 0,00 | 10,29 | 0,03 | 37,24 |
| 4 | 43,52 | 43,49 | 0,30 | 0,33 | 43,49 | 0,00 | 6,25 | 0,03 | 37,24 |
| 5 | 42,32 | 42,29 | 0,29 | 0,32 | 42,29 | 0,00 | 5,05 | 0,03 | 37,24 |
| 6 | 46,99 | 46,96 | 0,28 | 0,31 | 46,96 | 0,00 | 9,72 | 0,03 | 37,24 |
| 7 | 54,86 | 54,83 | 0,26 | 0,29 | 54,83 | 0,00 | 17,59 | 0,03 | 37,24 |
| 8 | 58,54 | 58,51 | 0,26 | 0,29 | 58,51 | 0,00 | 21,27 | 0,03 | 37,24 |
| 9 | 58,10 | 58,07 | 0,26 | 0,29 | 58,07 | 0,00 | 20,83 | 0,03 | 37,24 |
| 10 | 58,16 | 58,13 | 0,26 | 0,29 | 58,13 | 0,00 | 20,89 | 0,03 | 37,24 |
| 11 | 57,20 | 57,17 | 0,26 | 0,29 | 57,17 | 0,00 | 19,93 | 0,03 | 37,24 |
| 12 | 56,64 | 56,61 | 0,26 | 0,29 | 56,61 | 0,00 | 19,37 | 0,03 | 37,24 |
| 13 | 57,50 | 57,47 | 0,26 | 0,29 | 57,47 | 0,00 | 20,23 | 0,03 | 37,24 |
| 14 | 57,11 | 57,08 | 0,26 | 0,29 | 57,08 | 0,00 | 19,84 | 0,03 | 37,24 |
| 15 | 55,69 | 55,66 | 0,26 | 0,29 | 55,66 | 0,00 | 18,42 | 0,03 | 37,24 |
| 16 | 56,04 | 56,01 | 0,27 | 0,30 | 56,01 | 0,00 | 18,77 | 0,03 | 37,24 |
| 17 | 56,51 | 56,48 | 0,28 | 0,31 | 56,48 | 0,00 | 19,24 | 0,03 | 37,24 |
| 18 | 55,69 | 55,66 | 0,28 | 0,31 | 55,66 | 0,00 | 18,42 | 0,03 | 37,24 |
| 19 | 55,90 | 55,87 | 0,29 | 0,32 | 55,87 | 0,00 | 18,63 | 0,03 | 37,24 |
| 20 | 57,28 | 57,25 | 0,29 | 0,33 | 57,25 | 0,00 | 20,01 | 0,03 | 37,24 |
| 21 | 60,71 | 60,67 | 0,31 | 0,34 | 60,67 | 0,00 | 23,43 | 0,03 | 37,24 |
| 22 | 61,67 | 61,64 | 0,32 | 0,35 | 61,64 | 0,00 | 24,40 | 0,03 | 37,24 |
| 23 | 60,18 | 60,15 | 0,32 | 0,35 | 60,15 | 0,00 | 22,91 | 0,03 | 37,24 |
| 24 | 57,08 | 57,05 | 0,31 | 0,34 | 57,05 | 0,00 | 19,81 | 0,03 | 37,24 |

Tabla 4.2.3.- Resumen Potencia Generada/Potencia consumida y Pérdidas del Sistema.

4.2.3.- Caso Estudio 4. VPP (Gen-1,Gen-2, WF despachable) con límites de carga de +/-80%, +/-90%, +/-100%, +/-110% y $\Delta U = +/-10\%$

En este último caso definimos la estrategia de la Virtual Power Plant con los generadores síncronos y los generadores eólicos de la siguiente manera:

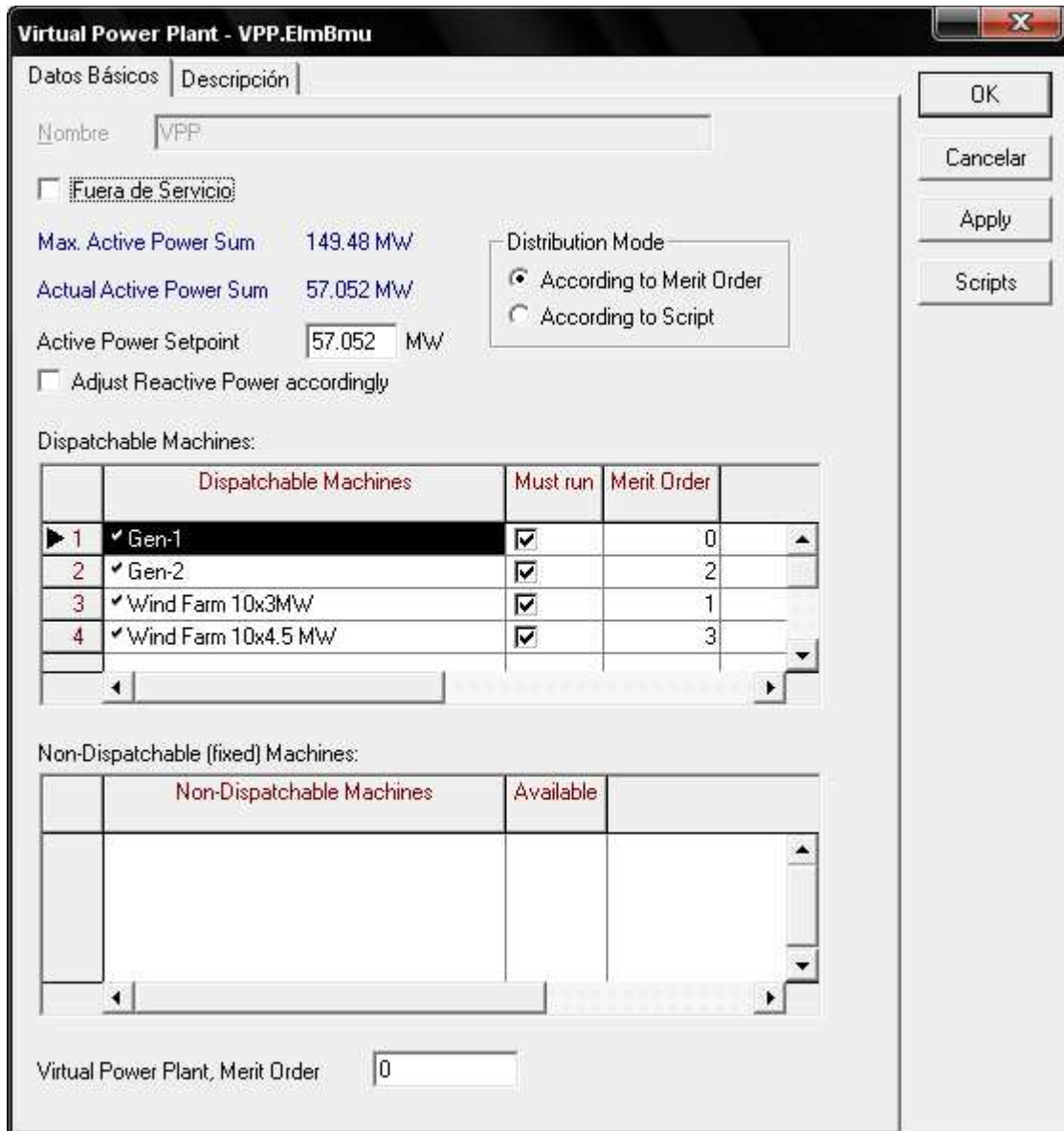


Figura 4.2.3.1.- Escenario 1. Virtual Power Plant

Como vemos en la figura anterior la Virtual Power Plant está formada por los cuatro generadores que tenemos en nuestra Red de 110 kV. La estrategia a seguir para cada uno de ellos es la siguiente:

- El generador 1 tiene activada la pestaña de Must Run lo que implica que debe entrar a consignar potencia en la Virtual Power Plant, además tiene un Merit Order 0 por tanto tiene mayor prioridad para ofrecer toda su potencia nominal generada a la VPP. El segundo generador en consignar su potencia será el parque eólico de 30MW, teniendo la pestaña de Must Run activa y un Merit Order 1. El generador 2 entrará también a consignar potencia en la Virtual Power Plant (Must Run activado) pero en este caso solo aportará una consigna de potencia necesaria para cubrir las necesidades de potencia que requiera la Virtual Power Plant en cada hora, Merit Order 2. Por último el parque eólico de 45MW será el último en entrar a consignar potencia en caso de que la Virtual Power Plant lo requiera. (Must Run activo y Merit Order 3).

Los parques eólicos generan potencia en función de su perfil de viento, siendo éste como el que se muestra en la figura siguiente:

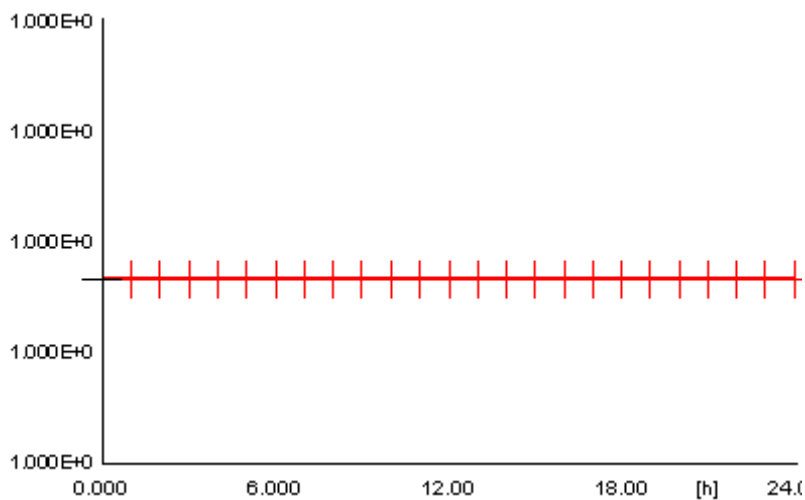


Figura 4.2.3.2.- Perfil de viento parque eólico de 30 y 45MW [24horas/p.u]

Mencionar de nuevo que “parque eólico despachable” implica añadir sistemas de almacenamiento y disponibilidad 100% durante 24h.

El perfil de cargas que tiene puesto el sistema para cada hora, se corresponde con el perfil de cargas que teníamos en los dos casos de estudio anteriores.

La primera de un perfil de cargas industrial con una potencia activa de 20MW

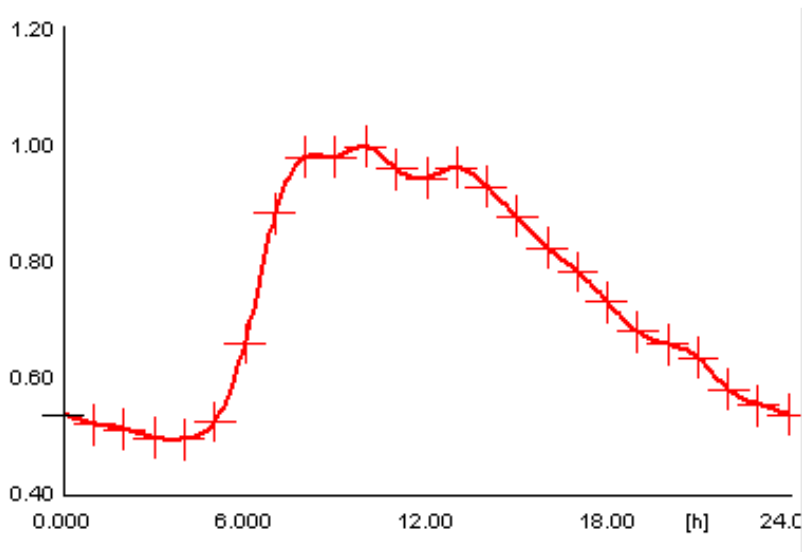


Figura 4.2.3.3.- Perfil de cargas Industrial [24horas/p.u]

La segunda carga con una potencia activa de 50MW y un perfil doméstico

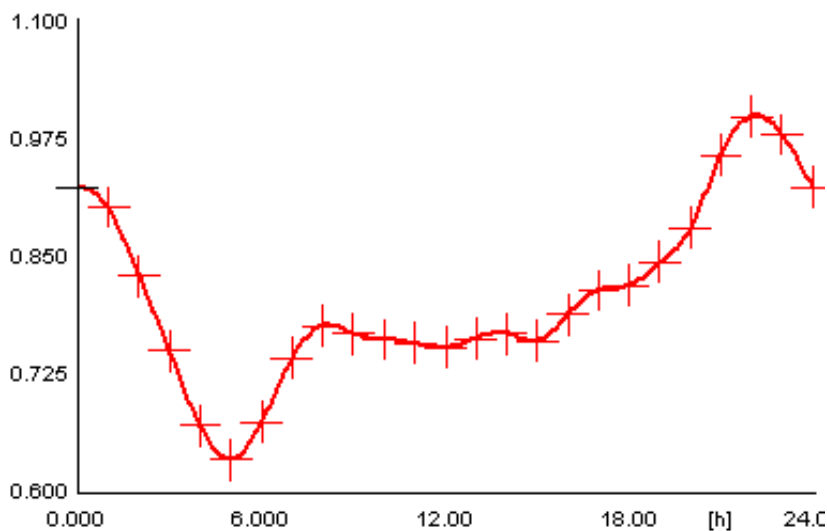


Figura 4.2.3.4.- Perfil de cargas Doméstico [24horas/p.u]

El flujo de cargas óptimo tiene como función objetivo la minimización de pérdidas del sistema, con las restricciones de potencia activa, reactiva y límite de flujo por las ramas máximas del 80%, 90%, 100%, 110% y 120%. A continuación, se muestran los resultados para los flujos del 80%.

Flujo de Cargas Ejecutado con éxito para 24h

Resumen:

Intercambio Total Red Externa = -41.159 MWh

Generación Total = 1369.721 MWh

Carga Total = 1321.288 MWh

Pérdidas Totales = 7.275 MWh

Este es un caso curioso puesto una vez ejecutado, la energía total generada es de 1369,721 MWh. Esta energía es superior a la demanda por la carga, esto hace que la Red Externa esté importando energía de la Red 110kV. Por tanto, la suma de la energía consumida por la carga, las pérdidas del sistema y la energía exportada por la Red Externa, es igual a la Energía Generada.

El programa muestra para una restricción de carga máxima del 80% y unos valores de tensión de +/- 10% los resultados siguientes:

| RESULTADOS - CONSTRAINTS U: +/-10.00% | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|------|--------|----|------|---------|------|--------|----|------|
| object | du | max[%] | OK | hour | object | du | max[%] | OK | hour |
| Cub_0.1 | 4.86 | 0 | 24 | | Cub_0.1 | 2.00 | 0 | 24 | |
| Cub_0.2 | 4.86 | 0 | 24 | | Cub_0.0 | 2.00 | 0 | 24 | |
| T_2 | 4.86 | 0 | 24 | | B1 | 2.00 | 0 | 24 | |
| Cub_0.3 | 4.86 | 0 | 24 | | T_2 | 2.00 | 0 | 24 | |
| Cub_0.4 | 4.86 | 0 | 24 | | T_3 | 2.00 | 0 | 24 | |
| Cub_0.6 | 4.86 | 0 | 24 | | T_5 | 2.00 | 0 | 24 | |
| Cub_0.6(1) | 0.00 | 0 | 0 | | T_6 | 2.00 | 0 | 24 | |
| B0.0 | 4.86 | 0 | 24 | | Cub_0.0 | 4.01 | 0 | 5 | |
| B0.1 | 4.86 | 0 | 24 | | Cub_0.1 | 4.01 | 0 | 5 | |
| T_3 | 4.86 | 0 | 24 | | Cub_0.2 | 4.01 | 0 | 5 | |
| T_5 | 4.86 | 0 | 24 | | Cub_0.3 | 4.01 | 0 | 5 | |
| T_6 | 4.86 | 0 | 24 | | Cub_0.4 | 0.00 | 0 | 0 | |

| | | | | | | | |
|----------|------|---|----|--------------|-------|----|----|
| T_8 | 4.86 | 0 | 24 | B1 | 4.01 | 0 | 5 |
| T_9 | 4.86 | 0 | 24 | T_2 | 4.01 | 0 | 5 |
| T_11 | 4.86 | 0 | 24 | T_3 | 4.01 | 0 | 5 |
| T_12 | 4.86 | 0 | 24 | T_5 | 4.01 | 0 | 5 |
| T_14 | 4.86 | 0 | 24 | T_6 | 4.01 | 0 | 5 |
| T_15 | 4.86 | 0 | 24 | T_8 | 4.01 | 0 | 5 |
| T_20 | 4.86 | 0 | 24 | T_9 | 4.01 | 0 | 5 |
| T_21 | 4.86 | 0 | 24 | T_11 | 4.01 | 0 | 5 |
| T_23 | 0.00 | 0 | 0 | T_12 | 4.01 | 0 | 5 |
| T_24 | 4.86 | 0 | 24 | T_17 | 0.00 | 0 | 0 |
| Cub_1 | 4.86 | 0 | 24 | T_18 | 4.01 | 0 | 5 |
| T_6(1) | 4.86 | 0 | 24 | Cub_1 | 4.01 | 0 | 5 |
| T_5(1) | 4.86 | 0 | 24 | T_12(1) | 4.01 | 0 | 5 |
| Feld_0.1 | 4.59 | 0 | 24 | T_11(1) | 4.01 | 0 | 5 |
| Feld_0.2 | 4.59 | 0 | 24 | Cub_2 | 4.01 | 0 | 5 |
| Feld_0.3 | 4.59 | 0 | 24 | T_12(2) | 4.01 | 0 | 5 |
| Feld_0.4 | 4.59 | 0 | 24 | T_11(2) | 4.01 | 0 | 5 |
| Feld_0.5 | 4.59 | 0 | 24 | Wind Farm ST | 4.19 | 0 | 24 |
| Feld_0.6 | 4.59 | 0 | 24 | 1 | 4.19 | 0 | 24 |
| S0.0 | 4.59 | 0 | 24 | 2 | 4.19 | 0 | 24 |
| S0.1 | 4.59 | 0 | 24 | 3 | 4.19 | 0 | 24 |
| T_11 | 4.59 | 0 | 24 | 4 | 4.19 | 0 | 24 |
| T_12 | 4.59 | 0 | 24 | T1.1 | 4.19 | 0 | 24 |
| T_14 | 4.59 | 0 | 24 | T1.2 | 4.19 | 0 | 24 |
| T_15 | 4.59 | 0 | 24 | T1.3 | 4.19 | 0 | 24 |
| T_17 | 4.59 | 0 | 24 | T1.4 | 4.19 | 0 | 24 |
| T_18 | 4.59 | 0 | 24 | T2.1 | 4.19 | 0 | 24 |
| T_2 | 4.59 | 0 | 24 | T2.2 | 4.19 | 0 | 24 |
| T_20 | 4.59 | 0 | 24 | T2.3 | 4.19 | 0 | 24 |
| T_21 | 4.59 | 0 | 24 | T2.4 | 4.19 | 0 | 24 |
| T_3 | 4.59 | 0 | 24 | K-Gen-1 | 16.91 | -1 | 24 |
| T_5 | 4.59 | 0 | 24 | K-Gen-2 | 2.41 | -1 | 11 |
| T_6 | 4.59 | 0 | 24 | | | | |
| T_8 | 4.59 | 0 | 24 | | | | |
| T_9 | 4.59 | 0 | 24 | | | | |

Tabla 4.2.3.1.- Resultados de Restricciones de U: +/-10,00%

Se puede observar en la tabla anterior que todos los valores se encuentran por debajo de los límites establecidos, salvo el Generador 1, el cuál para la hora 24 sobrepasa los límites establecidos. Su valor es de $\Delta U=16,91\%$.

Los resultados referentes a la sobrecarga de potencia que puedan llevar las líneas o los transformadores, es la siguiente:

| RESULTADOS - CONSTRAINTS LOADING: +/-80.00% | | | |
|--|----------------|----|------|
| object | loading max[%] | OK | hour |
| L-1-1 | 13.00 | -1 | 11 |
| L-1-2 | 13.00 | -1 | 11 |
| L-2-1 | 14.79 | -1 | 4 |
| L-3-1 | 5.78 | -1 | 4 |
| L-3-2 | 6.81 | -1 | 4 |
| L-WF | 35.49 | -1 | 23 |
| T-1 | 5.51 | -1 | 11 |
| T-KW-1 | 60.85 | -1 | 11 |
| T-KW-2 | 5.41 | -1 | 23 |

Tabla 4.2.3.2.- Resultados de Restricciones Sobrecarga: +/-80.00% en las líneas y Trafos

Para el análisis de restricción del 100% se obtiene:

| RESULTADOS - CONSTRAINTS LOADING: +/-100.00% | | | |
|---|----------------|----|------|
| object | loading max[%] | OK | hour |
| L-1-1 | 12.22 | -1 | 11 |
| L-1-2 | 12.22 | -1 | 11 |
| L-2-1 | 14.52 | -1 | 4 |
| L-3-1 | 5.88 | -1 | 4 |
| L-3-2 | 6.93 | -1 | 4 |
| L-WF | 35.69 | -1 | 23 |
| T-1 | 5.57 | -1 | 11 |
| T-KW-1 | 60.95 | -1 | 11 |
| T-KW-2 | 5.41 | -1 | 23 |

Tabla 4.2.3.3.- Resultados de Restricciones Sobrecarga: +/-100.00% en las líneas y Trafos

A continuación se explican los resultados obtenidos gráficamente. La primera gráfica hace referencia al resumen general del sistema.

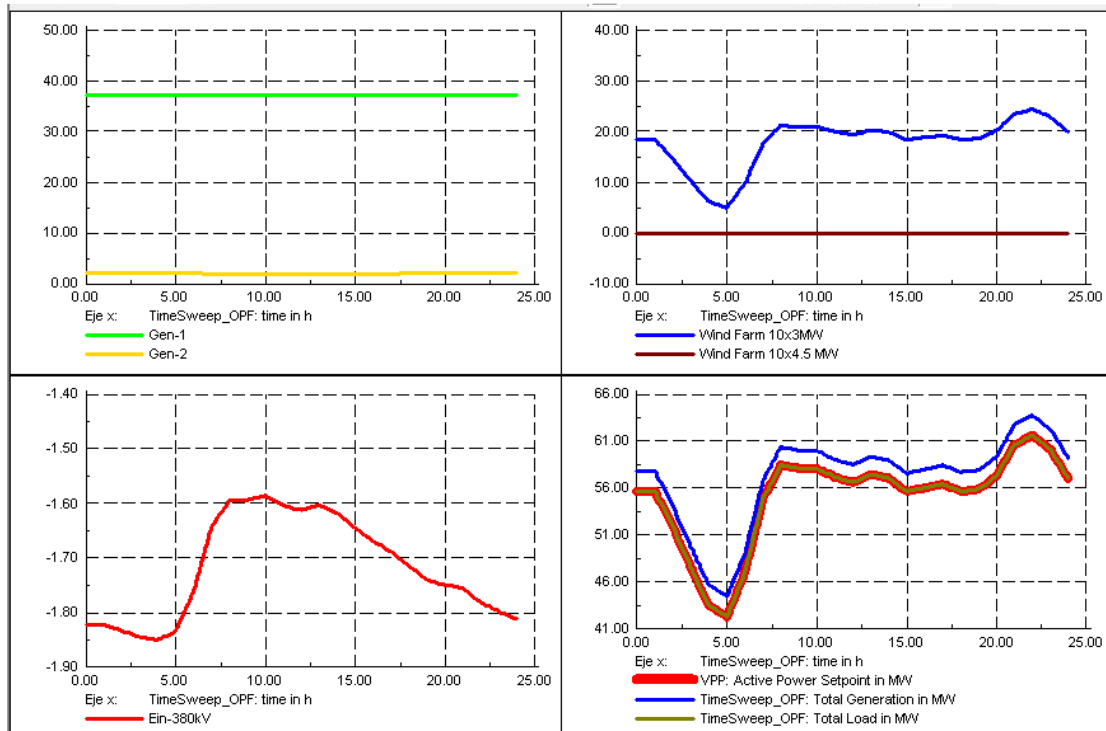


Figura 4.2.3.5.- Resumen general del Sistema

En esta primera gráfica se puede observar en la parte superior izquierda la Potencia Activa del generador 1 y generador 2. La potencia del generador 1 es siempre constante e igual a su $P_n = 37,24\text{MW}$ debido al Must Run y Merit Order 0 implementado en la Virtual Power Plant. El generador 2 en cambio, despacha una potencia activa mínima y constante debido a que su Merit Order es 2.

En la figura superior derecha vemos la potencia generada de los dos parques eólicos para los diferentes intervalos de tiempo (24h). Estos parques están dentro de la Virtual Power Plant como máquinas despachables por tanto aportarán la potencia que consigne la Virtual Power Plant acorde a su disponibilidad 100%. Para el parque eólico de 30MW la potencia producida será en función de la consigna demandada por la Virtual Power Plant en cada hora. El parque eólico de 45MW tiene una generación de potencia nula,

puesto que sus estrategias de generación definidas son menos restrictivas que en el parque de 30MW.

La Red Externa absorbe energía excedente de la Red de 110 kV tal y como se puede ver en la figura inferior izquierda.

Por último en la figura inferior derecha, se observa como la Virtual Power Plant cubre las necesidades de demanda de la Red, ajustándose perfectamente al perfil de cargas. Sin embargo, la potencia total generada, es ligeramente superior a la curva de la Virtual Power Plant, y esto se debe a la potencia que genera el Generador 2. Este generador debería aportar una potencia de 0MW a la Red de manera que la Potencia demandada sea igual a la potencia de la Virtual Power Plant, pero el algoritmo de optimización de pérdidas, lo tiene en cuenta para encontrar la solución óptima.

En la siguiente gráfica se representan las pérdidas totales que tiene el sistema a lo largo de las 24h.

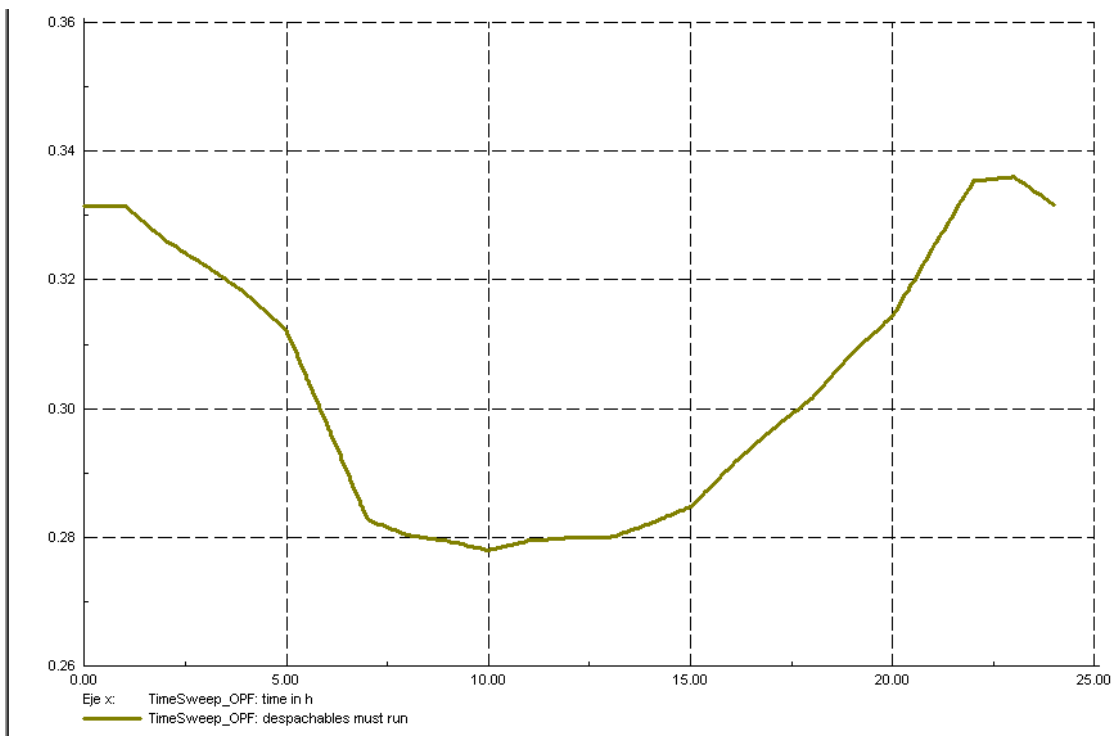


Figura 4.2.3.6.- Pérdidas Totales del Sistema [MW]

El sistema tiene las menores pérdidas para la hora 10 a.m. con un valor de 0.278MW.

La siguiente gráfica muestra la generación de los parques eólicos.

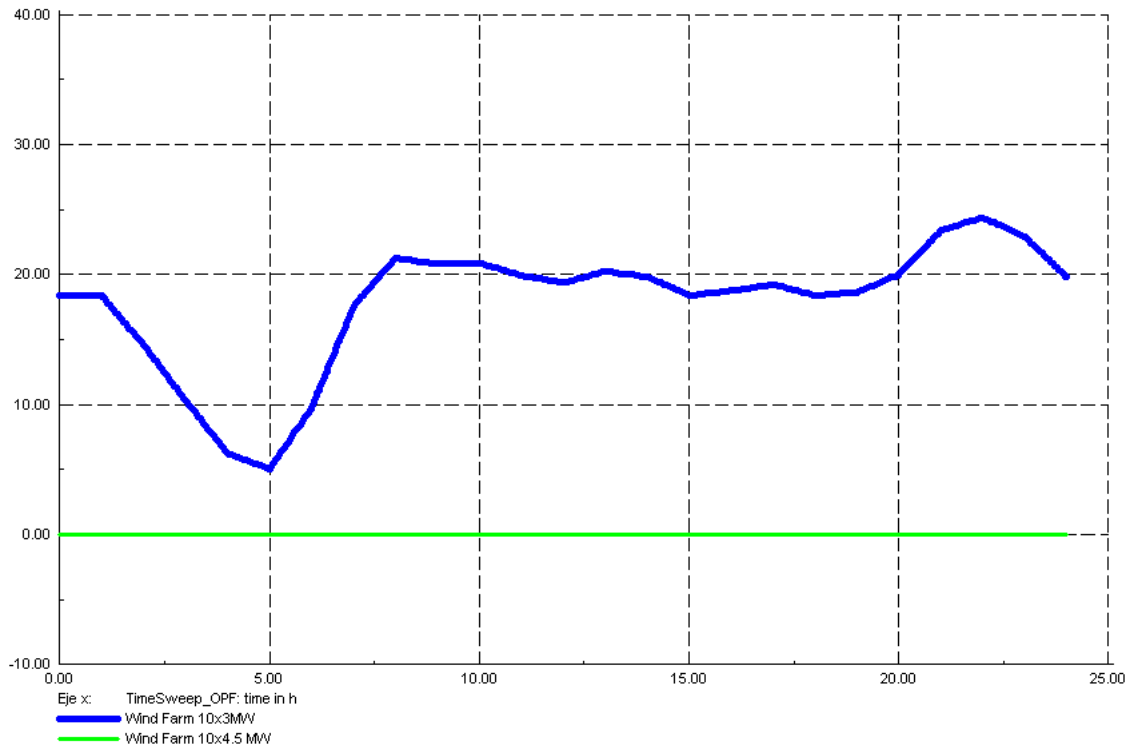


Figura 4.2.3.7.- Potencia generada por los dos parques eólicos [MW]

Como vemos en la gráfica anterior, la potencia generada por el parque eólico de 30MW, se va ajustado hora a hora a la necesidad de Virtual Power Plant.

El parque eólico de 45MW no genera potencia porque es menos restrictivo en la estrategia establecida por la Virtual Power Plant.

A continuación mostramos la gráfica donde se representa individualmente la Generación total del sistema, así como la Potencia de la Virtual Power Plant y la Carga Total del Sistema.

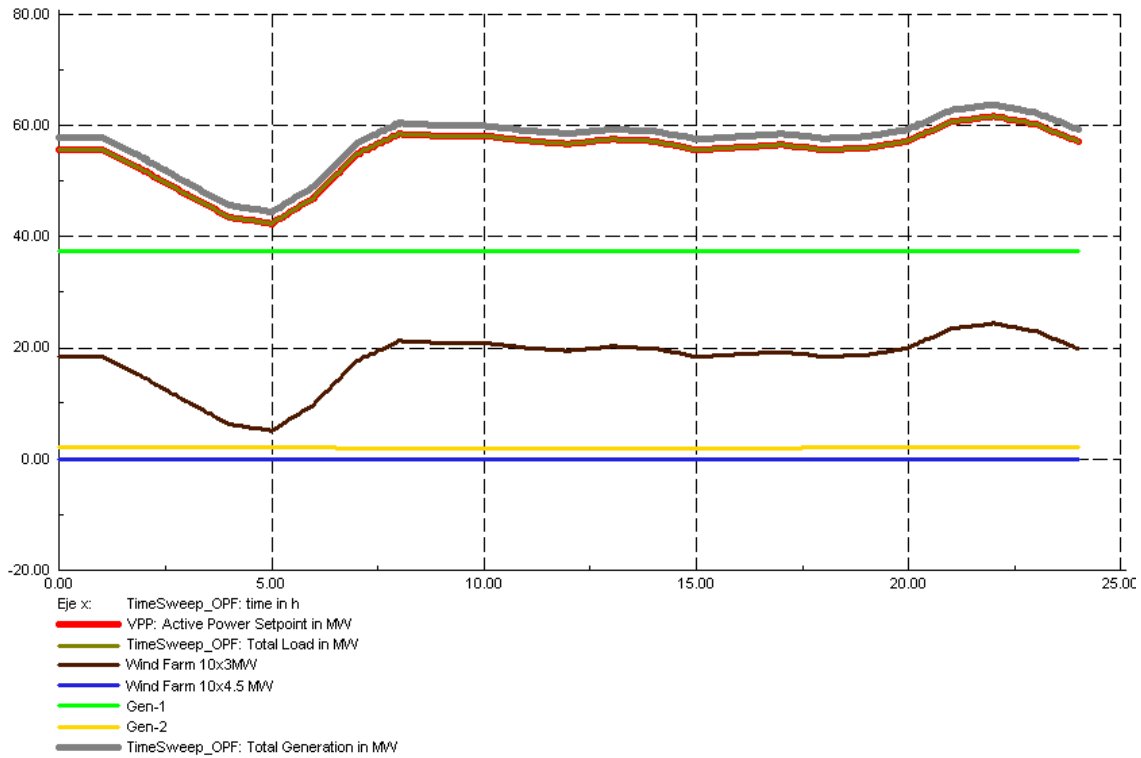


Figura 4.2.3.8.- Generación Total del Sistema, Virtual Power Plant y Carga Total [MW]

Como podemos observar en la gráfica anterior la suma de potencia de los Generadores 1 y generador eólico de 30 MW es igual a la potencia de la Virtual Power Plant, que a su vez se corresponde con el perfil de carga del sistema. Sin embargo la potencia del Generador 2 no es nula y es lo que hace que la Potencia Total Generada no se ajuste a la Potencia de la Carga.

A continuación, detallamos en la siguiente tabla un resumen de las potencias generadas por cada sistema, la carga total y las pérdidas. Todo ello para las 24h de simulación con las que se han llevado a cabo el Flujo de Cargas Óptimo, teniendo como función objetivo la minimización de pérdidas del Sistema.

| Flujo de Cargas Óptimo (OPF) | | | | | | | |
|-------------------------------------|-----------------------|-----------------|----------------------------|-------------------|----------|------------------|--------------------|
| time [h] | Total Generation [MW] | Total Load [MW] | Total External Infeed [MW] | Total Losses [MW] | VPP [MW] | Wind Farm 10x3MW | Wind Farm 10x4.5MW |
| 0 | 57,77 | 55,61 | -1,82 | 0,33 | 55,61 | 18,37 | 0,00 |
| 1 | 57,77 | 55,61 | -1,82 | 0,33 | 55,61 | 18,37 | 0,00 |
| 2 | 53,98 | 51,82 | -1,83 | 0,33 | 51,82 | 14,58 | 0,00 |
| 3 | 49,70 | 47,53 | -1,85 | 0,32 | 47,53 | 10,29 | 0,00 |
| 4 | 45,66 | 43,49 | -1,85 | 0,32 | 43,49 | 6,25 | 0,00 |
| 5 | 44,43 | 42,29 | -1,83 | 0,31 | 42,29 | 5,05 | 0,00 |
| 6 | 49,02 | 46,96 | -1,76 | 0,30 | 46,96 | 9,72 | 0,00 |
| 7 | 56,75 | 54,83 | -1,64 | 0,28 | 54,83 | 17,59 | 0,00 |
| 8 | 60,39 | 58,51 | -1,59 | 0,28 | 58,51 | 21,27 | 0,00 |
| 9 | 59,94 | 58,07 | -1,59 | 0,28 | 58,07 | 20,83 | 0,00 |
| 10 | 60,00 | 58,13 | -1,59 | 0,28 | 58,13 | 20,89 | 0,00 |
| 11 | 59,05 | 57,17 | -1,60 | 0,28 | 57,17 | 19,93 | 0,00 |
| 12 | 58,50 | 56,61 | -1,61 | 0,28 | 56,61 | 19,37 | 0,00 |
| 13 | 59,35 | 57,47 | -1,60 | 0,28 | 57,47 | 20,23 | 0,00 |
| 14 | 58,98 | 57,08 | -1,62 | 0,28 | 57,08 | 19,84 | 0,00 |
| 15 | 57,59 | 55,66 | -1,64 | 0,28 | 55,66 | 18,42 | 0,00 |
| 16 | 57,97 | 56,01 | -1,67 | 0,29 | 56,01 | 18,77 | 0,00 |
| 17 | 58,46 | 56,48 | -1,69 | 0,30 | 56,48 | 19,24 | 0,00 |

| | | | | | | | |
|----|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|
| 18 | 57,67 | 55,66 | -1,72 | 0,30 | 55,66 | 18,42 | 0,00 |
| 19 | 57,92 | 55,87 | -1,74 | 0,31 | 55,87 | 18,63 | 0,00 |
| 20 | 59,31 | 57,25 | -1,75 | 0,31 | 57,25 | 20,01 | 0,00 |
| 21 | 62,76 | 60,67 | -1,76 | 0,33 | 60,67 | 23,43 | 0,00 |
| 22 | 63,76 | 61,64 | -1,78 | 0,34 | 61,64 | 24,40 | 0,00 |
| 23 | 62,28 | 60,15 | -1,80 | 0,34 | 60,15 | 22,91 | 0,00 |
| 24 | 59,20 | 57,05 | -1,81 | 0,33 | 57,05 | 19,81 | 0,00 |

Tabla 4.2.3.4.- Resumen Potencia Generada/Potencia consumida y Pérdidas del Sistema.

Para concluir este último caso de estudio diremos que ha existido un reajuste de potencias del Flujo de Cargas Óptimo ejecutado sobre la estrategia de la Virtual Power Plant, siendo la condición de Flujo de Cargas más imperante que la VPP.

El Generador 2 no debería haber generado potencia según la estrategia de la Virtual Power Plant, y sin embargo sí produce potencia activa fija. Esto hace que la Potencia Total Generada sea superior a la Potencia Total de la Carga y la Red Externa tenga que consumir la potencia excedente de la Red de 110 kV.

4.3.- Comparativa de resultados de pérdidas en el sistema de cada caso de estudio

A continuación para finalizar el capítulo se hace un breve comparativo de las Pérdidas del Sistema para los tres casos de estudio analizados.

Como podemos observar en la siguiente tabla y su correspondiente representación gráfica de la figura siguiente, las pérdidas que se obtienen en las simulaciones realizadas con un Flujo de Cargas Óptimo son inferiores a las obtenidas en los Flujos de Carga Tradicionales.

| Horas | Caso Estudio 1 (LF) | Caso Estudio 2 [OPF] | Caso Estudio 3 [OPF] |
|-------|---------------------|----------------------|----------------------|
| [h] | Total Losses [MW] | Total Losses [MW] | Total Losses [MW] |
| 0 | 0,701 | 0,344 | 0,332 |
| 1 | 0,604 | 0,344 | 0,332 |
| 2 | 0,529 | 0,338 | 0,326 |
| 3 | 0,427 | 0,334 | 0,322 |
| 4 | 0,443 | 0,330 | 0,318 |
| 5 | 0,764 | 0,323 | 0,312 |
| 6 | 0,955 | 0,308 | 0,298 |
| 7 | 1,197 | 0,291 | 0,283 |
| 8 | 1,045 | 0,289 | 0,280 |
| 9 | 1,226 | 0,288 | 0,279 |
| 10 | 0,589 | 0,286 | 0,278 |
| 11 | 0,752 | 0,288 | 0,280 |
| 12 | 0,631 | 0,288 | 0,280 |
| 13 | 0,647 | 0,288 | 0,280 |
| 14 | 0,648 | 0,291 | 0,282 |
| 15 | 0,630 | 0,294 | 0,285 |

| | | | |
|--------------------|---------------|-----------------|-----------------|
| 16 | 0,657 | 0,300 | 0,291 |
| 17 | 0,604 | 0,306 | 0,297 |
| 18 | 0,532 | 0,312 | 0,302 |
| 19 | 0,719 | 0,319 | 0,309 |
| 20 | 0,603 | 0,326 | 0,314 |
| 21 | 0,698 | 0,337 | 0,325 |
| 22 | 0,784 | 0,348 | 0,335 |
| 23 | 0,695 | 0,349 | 0,336 |
| 24 | 0,701 | 0,344 | 0,332 |
| TOTAL (MWh) | 17.781 | 7.866 | 7.606 |
| (%) | (100%) | (44.24%) | (42.78%) |

Tabla 4.3.1.- Resumen Pérdidas Totales en los tres casos de estudio.

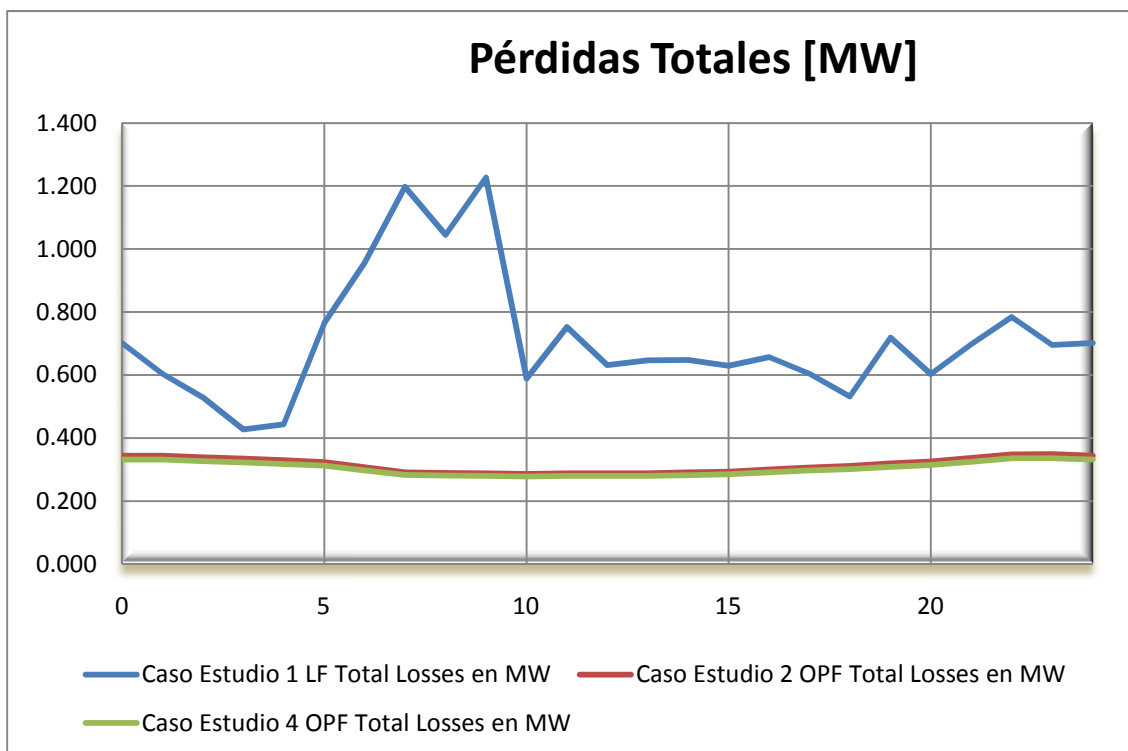


Figura 4.3.1.- Resumen Pérdidas Totales en los tres casos de estudio.

Hay una reducción de pérdidas mayor en el caso 3 respecto al caso 1 (10.17 MWh) aunque del mismo orden de magnitud que la diferencia de pérdidas del caso 2 respecto al caso 1 (9.91 MWh)

Capítulo 5

CONCLUSIONES Y FUTURAS MEJORAS

5.1.- Conclusiones finales de los casos de estudio analizados

La primera conclusión que podemos destacar es la incompatibilidad que tiene el sistema en el caso del Flujo de Cargas Óptimo (OPF) y las estrategias de la Virtual Power Plant (VPP) cuando se incluyen los generadores eólicos como máquinas fijas o no despachables dentro de la VPP. Cuando se analiza la Red bajo esas características e independientemente de las estrategias establecidas dentro de la VPP, el sistema resuelve el Flujo de Cargas Óptimo sin tener en cuenta a la VPP, debido a que emplea la potencia generada por los generadores convencionales de cogeneración como variable de control del proceso de minimización.

Por este motivo se decidió ejecutar el primer caso de estudio por el método de Flujo de Cargas tradicional (LF), integrando la VPP únicamente con los dos generadores síncronos que simulan nuestra central de cogeneración.

La comparativa de los dos métodos que permite realizar el programa para flujos de carga, tradicional y óptimo, permite obtener la conclusión final de que el análisis mediante los Flujos de Carga Óptimos para funciones objetivo de Minimización de pérdidas es más eficiente que el flujo de cargas tradicional. Esto es así porque las Pérdidas Totales obtenidas por el método del OPF son inferiores a las del PF.

Respecto al concepto de energía eólica “despachable”, se ha representado en la tabla siguiente la diferencia de potencia eólica generada entre el caso de estudio 1 (según viento variable) y caso de estudio 3, así como el caso de estudio 1 y caso 2.

| Potencia Eólica | | | | | | | | | |
|------------------------|---------------------|-------------------|---------------------|----------------------|-------------------|----------------------|-------------------|---------------------|----------------------|
| Horas | Caso Estudio 1 (LF) | | | Caso Estudio 2 (OPF) | | Caso Estudio 3 (OPF) | | Caso E. 1/Caso E. 2 | Caso E. 1- Caso E. 3 |
| | Wind Farm 10x3W | Wind Farm 10x4.5W | Total Eólica Caso 1 | Wind Farm 10x3W | Wind Farm 10x4.5W | Wind Farm 10x3W | Wind Farm 10x4.5W | Comparativa | Comparativa |
| 0 | 3,00 | 4,50 | 7,50 | 0,00 | 18,37 | 18,37 | 0,00 | -10,87 | -10,87 |
| 1 | 6,00 | 9,00 | 15,00 | 0,00 | 18,37 | 18,37 | 0,00 | -3,37 | -3,37 |
| 2 | 15,00 | 22,50 | 37,50 | 0,00 | 14,58 | 14,58 | 0,00 | 22,92 | 22,92 |
| 3 | 9,00 | 13,50 | 22,50 | 0,00 | 10,29 | 10,29 | 0,00 | 12,21 | 12,21 |
| 4 | 15,00 | 22,50 | 37,50 | 0,00 | 6,25 | 6,25 | 0,00 | 31,25 | 31,25 |

| | | | | | | | | | |
|----|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|--------|--------|
| 5 | 24,00 | 36,00 | 60,00 | 0,00 | 5,05 | 5,05 | 0,00 | 54,95 | 54,95 |
| 6 | 27,00 | 40,50 | 67,50 | 0,00 | 9,72 | 9,72 | 0,00 | 57,78 | 57,78 |
| 7 | 30,00 | 45,00 | 75,00 | 0,00 | 17,59 | 17,59 | 0,00 | 57,41 | 57,41 |
| 8 | 27,00 | 40,50 | 67,50 | 0,00 | 21,27 | 21,27 | 0,00 | 46,23 | 46,23 |
| 9 | 30,00 | 45,00 | 75,00 | 0,00 | 20,83 | 20,83 | 0,00 | 54,17 | 54,17 |
| 10 | 15,00 | 22,50 | 37,50 | 0,00 | 20,89 | 20,89 | 0,00 | 16,61 | 16,61 |
| 11 | 21,00 | 31,50 | 52,50 | 0,00 | 19,93 | 19,93 | 0,00 | 32,57 | 32,57 |
| 12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 19,37 | 19,37 | 0,00 | -19,37 | -19,37 |
| 13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 20,23 | 20,23 | 0,00 | -20,23 | -20,23 |
| 14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 19,84 | 19,84 | 0,00 | -19,84 | -19,84 |
| 15 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 18,42 | 18,42 | 0,00 | -18,42 | -18,42 |
| 16 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 18,77 | 18,77 | 0,00 | -18,77 | -18,77 |
| 17 | 3,00 | 4,50 | 7,50 | 0,00 | 19,24 | 19,24 | 0,00 | -11,74 | -11,74 |
| 18 | 12,00 | 18,00 | 30,00 | 0,00 | 18,42 | 18,42 | 0,00 | 11,58 | 11,58 |
| 19 | 21,00 | 31,50 | 52,50 | 0,00 | 18,63 | 18,63 | 0,00 | 33,87 | 33,87 |
| 20 | 6,00 | 9,00 | 15,00 | 0,00 | 20,01 | 20,01 | 0,00 | -5,01 | -5,01 |
| 21 | 18,00 | 27,00 | 45,00 | 0,00 | 23,43 | 23,43 | 0,00 | 21,57 | 21,57 |
| 22 | 21,00 | 31,50 | 52,50 | 0,00 | 24,40 | 24,40 | 0,00 | 28,10 | 28,10 |
| 23 | 18,00 | 27,00 | 45,00 | 0,00 | 22,91 | 22,91 | 0,00 | 22,09 | 22,09 |
| 24 | 3,00 | 4,50 | 7,50 | 0,00 | 19,81 | 19,81 | 0,00 | -12,31 | -12,31 |

Tabla 5.1.1.- Potencia Eólica generada en los tres casos de estudio.

En la siguiente figura se representa la diferencia de potencia eólica generada en el caso 1 respecto al caso 3 y respecto al caso 2.

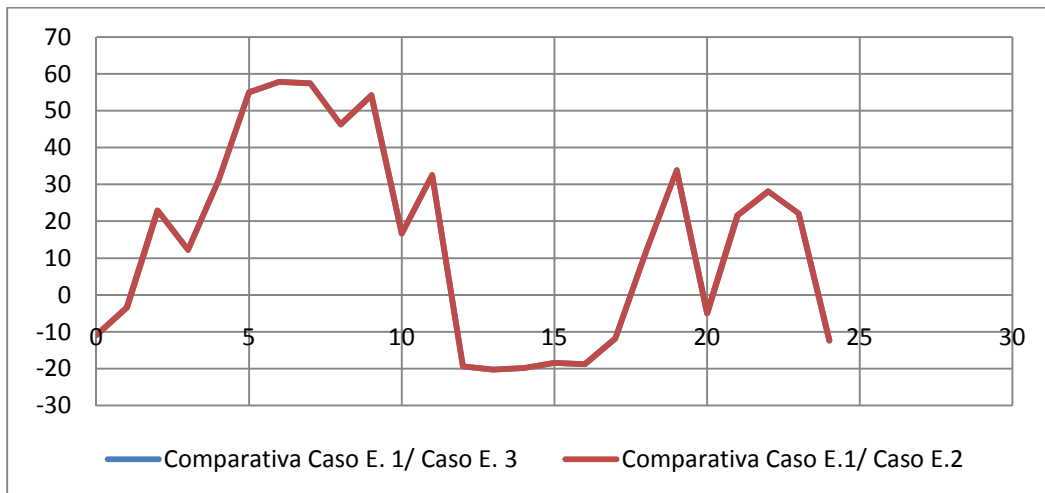


Figura 5.1.1.- Diferencia Potencia Eólica Caso de Estudio 1-3 y 1-2.

Hay una reducción de pérdidas mayor en el caso 3 respecto al caso 1 (10.17 MWh) aunque del mismo orden de magnitud que el caso 2 (9.91 MWh)

Como podemos observar de la gráfica, hay momentos en los que por no disponibilidad de viento tendríamos que generar energía por otros medios (almacenamiento baterías, hidrógeno, etc.). De la gráfica se deduce que con un sistema de cogeneración programable 24h para suplir la ausencia de viento de potencia máxima 20MW, o un sistema de almacenamiento tipo baterías de 20MW sería suficiente para cumplir los objetivos de la Virtual Power Plant al considerar la eólica despachable (para el perfil considerado). Esta potencia representa 26.7% de la capacidad total de la potencia eólica instalada.

Podemos concluir que la estrategia diseñada integra con éxito la energía de origen renovable y permite obtener una reducción de pérdidas en el sistema superior al 40%. De acuerdo a la estrategia diseñada de Virtual Power Plant y caso 3, sería necesario combinar con un sistema de cogeneración o almacenar más de la cuarta parte de la potencia de cada parque eólico. Se han considerado los parques eólicos con capacidad de reducción de potencia generada a vientos altos, lo que permite gestionar su producción. Con estas capacidades, se cumple nuestro objetivo inicial de gestionar la energía eólica como una generación despachable.

Por el contrario, se observan muchas las ventajas de emplear la estrategia del caso 1 (VPP+LF) a pesar de no ser la minimización de pérdidas una de ellas:

- Toda la energía eólica es aprovechada y el exceso es exportado
- Se anulan las importaciones de potencia de la red externa
- La VPP sigue en tiempo real la curva de potencia demandada

5.2.- Conclusiones genéricas para futuras Virtual Power Plant

El uso combinado de la energía eólica y la cogeneración en Virtual Power Plant aporta ventajas tanto al sistema como al conjunto de la sociedad. Ambas tecnologías reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes, reducen la dependencia energética exterior y permiten la entrada en el mercado de nuevos participantes. Cuando se emplean de manera conjunta, permiten que una tecnología compense las deficiencias de la otra, de manera que los beneficios se multiplican.

Desde un punto de vista teórico, las Virtual Power Plant formadas por cogeneración y energía eólica aportan grandes ventajas al sistema eléctrico. Sin embargo, se presenta alguna barrera que impiden la rentabilidad económica de la inversión en las condiciones actuales.

El principal problema de España es la falta de cogeneración flexible: la mayor parte de la cogeneración instalada en España se encuentra en el sector industrial, donde el calor producido se emplea para generar vapor de agua, que no se puede almacenar.

A la hora de diseñar las plantas de cogeneración para estos nuevos sectores objetivo, será importante considerar la posibilidad de que sean plantas de cogeneración flexibles.

A fecha de hoy en España existe un proyecto de Virtual Power Plant llevado a cabo por Iberdrola, Red Eléctrica, Tecnalía, etc. en la provincia de Álava (Vitoria). El proyecto se denominó proyecto Fenix y puede consultarse parte de la documentación en el siguiente link: <http://www.fenix-project.org/>

5.3.- Posibles mejoras a implementar en el software DIgSILENT PowerFactory referente a las Virtual Power Plant

Las ventajas de este software es la flexibilidad de programar nuevos algoritmos. El modelo de VPP se ha desarrollado según unos criterios de mercado genéricos pero el usuario puede desarrollar su propio script con estrategias alternativas. Una futura mejora es la solución a la incompatibilidad que tiene el sistema en el caso de aplicar la consigna de potencia de la Virtual Power Plant (VPP) cuando se incluyen los generadores eólicos como máquinas fijas dentro de la VPP y no tener en cuenta la característica asociada de viento de cada hora. En resumen, el load flow se resuelve teniendo en cuenta el viento actual, pero la VPP no lo considera.

Otra futura mejora es la asignación de Merit Order de la VPP. Es necesario asignar Merit Order muy diferenciados para que la VPP funcione correctamente, al aplicar una ponderación interna.

Capítulo 6

PRESUPUESTO



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

Escuela Politécnica Superior

PRESUPUESTO DE PROYECTO

1.- Autor: BORJA MELÓN LLORCA

2.- Departamento: INGENIERÍA ELÉCTRICA

3.- Descripción del Proyecto: DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN VIRTUAL

- Título :VIRTUAL POWER PLANT
- Duración (meses): 24 MESES
- Tasa de costes indirectos: 15%

4.- Presupuesto total del Proyecto (valores en Euros):

109.738 €

5.- Desglose presupuestario (costes directos)

PERSONAL

| Concepto | Dedicación horas/hombre [horas] | Coste [horas] | Coste [Total] |
|---|---------------------------------|---------------|-----------------|
| Investigación (Horas Ingeniería Junior - 9 meses 20h/semanales) bibliográfica | 630 | 50 | 31.500 € |
| Desarrollo de los modelos de simulación y programas DPL (Horas Ingeniería Junior - 9 meses 20h/semanales) | 600 | 50 | 30.000 € |
| Horas supervisión proyecto | 144 | 80 | 11.520 € |
| | Total | | 73.020 € |

EQUIPOS/SOFTWARES

| Descripción | Dedicación (meses) | Coste [hora] | Coste [Total] |
|--|--------------------|--------------|----------------|
| Programa de simulación DigSILENT PowerFactory en versión PF4E. Licencia de la Universidad Carlos III Madrid (PowerFactory For Education) | 24 | - | 250 € |
| Equipo informático - PC Portátil | 24 | - | 1.000 € |
| | Total | | 1.250 € |

SUBCONTRATACIÓN DE TAREAS

| Descripción | Coste imputable |
|-------------|-----------------|
| | 0,00 € |

OTROS COSTES DIRECTOS DEL PROYECTO^{e)}

| Descripción | Costes imputable |
|-----------------|------------------|
| Desplazamientos | 400 € |
| Dietas | 300 € |
| Otros | 500 € |
| | 1.200 € |

6.- Resumen de costes

| Presupuesto Costes | |
|---------------------------|-----------------|
| Personal | 73.020 € |
| Amortización | 1.250 € |
| Subcontratación de tareas | - € |
| Costes de funcionamiento | 1.200 € |
| Costes indirectos | 11.321 € |
| Total Presupuesto | 86.791 € |

| Presupuesto Costes Totales | |
|------------------------------------|------------------|
| Total Presupuesto | 86.791 € |
| Beneficio Industrial (6%) y Gastos | 6.207 € |
| Subtotal | 92.998 € |
| 18% I.V.A | 16.740 € |
| Total Presupuesto Proyecto | 109.738 € |

El presupuesto final asciende a un total de: Ciento nueve mil setecientos treinta y ocho Euros.

Para ver un desglose mejor del presupuesto acceder al siguiente link:



Hoja de cálculo de
Microsoft Office Excel

Capítulo 7

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

En este último capítulo se citan las fuentes bibliográficas en las que se ha consultado documentación en algún momento del ciclo de vida del proyecto.

7.1.- Documentos y artículos

[1.] Proyecto Fénix (“Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected “energy evolution”) por Juan Martí de Iberdrola Ingeniería y Construcción

Este proyecto explica de manera muy detallada los conceptos técnico-económicos de los que se compone una Virtual Power Plant. Se pueden encontrar las presentaciones que tuvieron lugar en el Seminario Nacional en Kassel, (Alemania) en Septiembre de 2009. Los videos mostrados en dichas presentaciones, así como la documentación técnica del proyecto.

[2]. Control Capabilities of DER_final version (Fenix Project)

Este documento analiza las capacidades de control de DER (generadores distribuidos, almacenamiento y carga) para proporcionar los servicios auxiliares presentes y futuros (control de frecuencia, control de tensión, la gestión de la congestión, la mejora de la calidad de la energía, la restauración de la red, operación en isla y optimización de las pérdidas en la red). El objetivo principal es la evaluación de las capacidades tecnológicas.

[3]. Integración de la GD en la red eléctrica por Ángel Díaz Gallo Labein (Tecnalia)

Este documento explica de una manera genérica el concepto de las Microredes y de las Virtual Power Plants.

[4]. Desire (“Dissemination Strategy on Electricity balancing large Scale Integration of Renewable Energy”) Reporting on dissemination activities carried out within the frame of the DESIRE project (WP8) [Carlos Madina].

Este documento analiza una Central Virtual integrada por un parque eólico y una central de cogeneración.

[5]. *El Sistema Eléctrico Español (REE)*

Este documento describe de manera detallada el sistema eléctrico español en el año 2008. Sistema peninsular. Sistema extra peninsular. Sistema eléctrico por Comunidades Autónomas. Comparación Internacional.

[6]. *Boletín ago2009(REE)*

[7]. *Boletín sep2010(REE)*

[8]. *Boletín jun2011(REE)*

Boletines mensuales del balance de energía eléctrica, demanda de electricidad, cobertura de demanda, generación, intercambios internacionales y gestión de la red de transporte.

[9]. *Virtual Power Plant (Encorp)*

Artículo en el que se enumeran de manera sencilla funciones, beneficios, componentes y ventajas de las Virtual Power Plant

[10]. *Virtual Power Plant* Scott A. Castelaz ENCORP, Inc.

Soluciones de Potencia con calidad dentro de las Virtual Power Plant.

[11]. *Consultations. Groups-Sectors Reports (ICT for Energy Efficiency)*

ICT for Energy Efficiency in Smart Distribution Networks. ICT for Energy Efficiency in Manufacturing. ICT for Smart Buildings. Lighting & Photonic Technologies. ICT for clean & efficient mobility. 'Restructuring' by the innovative use of ICT

[12]. Subastas_de_capacidad_virtual

Este artículo explica que son las centrales virtuales. Cuál es el objetivo de las obligaciones de venta de capacidad virtual. Cómo funcionan las subastas de capacidad virtual y cuáles son las obligaciones de venta y protección del valor.

[13]. The Virtual Power Plant.(Energy NetWorking)

Análisis de una Virtual Power Plant *(Inglés)*

[14].Virtual Power Plant,Multi-Site Remote Dispatching Software (Encorp Intelligence)

Este artículo desarrolla las diferentes aplicaciones y componentes de una Virtual Power Plant. *(Inglés)*

[15]. Artículos (periódicos o blogs sector eléctrico)

En este documento están recogidos algunos de los artículos que han aparecido en prensa o páginas webs relacionadas con el tema de las Virtual Power Plants.

[16]. Presentación Educativa Esta presentación en Power Point es una manera rápida y sencilla de familiarizarse con lo que es una Virtual Power Plant.

[17]. [18]. Costes de transición en la reestructuración del Sistema Eléctrico. (Boletín económico de ICE N° 2662)

Se analizan las diferentes causas de los costes de transición a la competencia en el Sector Eléctrico. Analiza la incidencia de cada una de las categorías de «costes varados» sobre la materialización de los costes de transición a la competencia.

[19]. Visión General del Mercado Eléctrico. (Universidad Carlos III de Madrid).

Estas diapositivas analizan las características de la Electricidad y Organización del Mercado.

[20] [21]. Datos Típicos en Sistemas de Potencia de Excitación (Electrical Machine 3rd ed McGraw Hill.)

Valores típicos de constantes de excitación para diferentes Sistemas de Operación.

7.2.- Documentación Web

<http://www.fenix-project.org/>

Información on-line sobre el proyecto FENIX

<http://www.project-desire.org>

Información on-line sobre el proyecto DESIRE

<http://www.ree.es>

REE, Información on-line sobre demanda del sistema peninsular. Transporte de Energía Eléctrica de España.

<http://www.ecotecnia.com/>

Ecotènia, Información on-line sobre aerogeneradores

<http://www.gamesa.es/gamesa/index.html>

Gamesa, Información on-line sobre aerogeneradores

http://www.gepower.com/prod_serv/products/wind_turbines/en/15mw/index.html

GE Wind, Información on-line sobre aerogeneradores

http://www.vestas.com/vestas/global/en/Products/Wind_turbines/

Vestas, Información on-line sobre aerogeneradores

http://www.omel.com/frames/es/resultados/resultados_index.htm

OMEL, Información on-line sobre precios del mercado

<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/01/virtual-power-plants-set-to-potentially-change-power-structure>

La energía renovable dentro de las Virtual Power Plants.



Capítulo 8

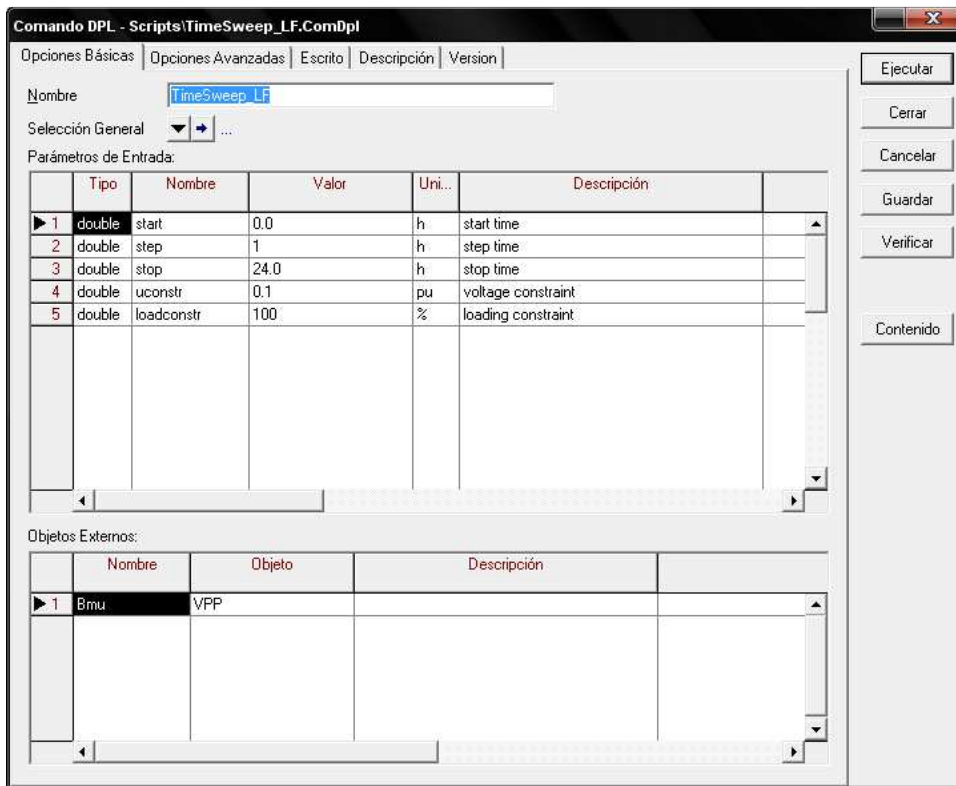
ANEXOS

A continuación y a modo informativo, se describen los Programas en Lenguaje DIgSILENT (DPL-DIgSILENT Programming Language) que se han utilizado para ejecutar las diferentes simulaciones.

El lenguaje de programación de DIgSILENT (DPL) es similar al lenguaje conocido como C++, permitiendo que se puedan definir comandos para realizar automáticamente cálculos repetitivos o iterativos en el sistema.

8.1.- Time Sweep

Este comando permite realizar las diferentes simulaciones en un período concreto y con un paso determinado, con las restricciones de tensión y potencia deseadas.



3.15.- Opciones Básicas del Time Sweep_LF

Tal y como vemos en la figura anterior para nuestro modelo fijamos un periodo de simulación de 24h (1 día) con un paso de 1h. Por tanto, el sistema será analizado hora por hora con un informe de resultados en la ventana de salida.

La programación interna realizada para los TimeSweep de ambos flujos de carga, tradicional y óptimo es similar. Únicamente es necesario modificar unas líneas de código.

La DPL es la siguiente:

```
set aBus,  
    aLne,  
    aTfo;  
  
object oBus,  
    oLne;  
  
int    i, i_err, i_errLdf, iOK;  
int    inotopo;  
object com, tset, comLdf;  
int    Balanced, nBus, nLne, iBus, iLne;  
  
double TotLossLast, TotGenLast, TotInfeedLast, TotLoadLast;  
double lasttime;  
object SumGrid, oRes, oCase;  
  
string sCase;  
  
SumGrid = SummaryGrid();  
if (SumGrid=NULL) {  
    printf('No Summary Grid found.');
```

```
}; exit();  
}  
  
comLdf = GetCaseCommand('ComLdf');  
if (comLdf=NULL) {  
    printf('No Ldf command available');
```

```
}; exit();  
}
```

```
com = GetCaseCommand('ComOpf');
if (com=NULL) {
    printf('No opf command available'); exit();
}

tset = GetCaseObject('SetTime');
if (tset=NULL) {
    Error('No time settings available');
    exit();
}

if(Bmu=NULL)
{
    Error('No selected Virtual power plant');
    exit();
}
Balanced = 1;

aBus=AllRelevant('*.*.ElmTerm',0);
nBus=aBus.Count();
Tension.Init(24,nBus+1);
Tension.Collbl('OPF OK',1);
i=1;
Buses.Clear();
for(oBus=aBus.First();oBus;oBus=aBus.Next())
{
    i+=1;
    Buses.Insert(oBus);
    Tension.Collbl(oBus:loc_name,i);

    !set constraints
    oBus:vmax=1+uconstr;
    oBus:vmin=1-uconstr;
}

aLne=AllRelevant('*.*.ElmLne',0);
aTfo=AllRelevant('*.*.ElmTr*',0);
aLne.Add(aTfo);
nLne=aLne.Count();
Loading.Init(24,nLne+1);
Loading.Collbl('OPF OK',1);
i=1;
Lines.Clear();
for(oLne=aLne.First();oLne;oLne=aLne.Next())
{
    i+=1;
    Lines.Insert(oLne);
    Loading.Collbl(oLne:loc_name,i);

    !set constraints
    oLne:maxload=loadconstr;
}
```

```

EchoOff();
oCase=ActiveCase();
sCase=sprintf('Result_umax_%3.1f_loadmax_%3.1f',uconstr*100,loadconstr);
oRes=oCase.CreateObject('ElmRes',sCase);

CreatePlotRes:ResObj = oRes;
CreatePlotRes:XvarObj = this;
CreatePlotRes:Xvar = 'b:time';

i_err = CreatePlotRes.Execute(0, Balanced);
if (i_err) {
    printf('Cannot create result variable definitions. ');
    exit();
}
!i_err = CreatePlotRes.Execute(1, Balanced);
!if (i_err) {
!    printf('Cannot create graphs. ');
!    exit();
!}
oRes.Init();

!EchoOff();

time = start;
tset:sec = 0.0;
i = -1;
iOK=0;

while (time<stop) {
    i += 1;

    ! set new time
    lasttime = time;
    time = start + i*step;
    if (time>stop) time = stop;
    tset.SetTime(time);

EchoOff();
i_errLdf = comLdf.Execute(); ! execute Ldf
if (i_errLdf)
{
    Warn('Ldf execution not successful h:%d',time);
    continue;
}
!Virtual Power Plant
TotLoad = SumGrid:c:LoadP + SumGrid:c:MotP;
Bmu:Ptot = TotLoad;
Bmu.Apply();

!i_err = com.Execute(); ! execute OPF
i_err = comLdf.Execute(); ! execute LF
EchoOn();
if (i_err)
{
    Warn('Opf execution not successful h:%d',time);
    Tension.Set(i+1,1,-1);
}

```

```

        Loading.Set(i+1,1,-1);
        iOK=-1;
        continue;
    }

    for (oBus=aBus.First();oBus;oBus=aBus.Next())
    {
        iBus = Buses.IndexOf(oBus);
        Tension.Set(i+1,iBus+2,oBus:m:u);
    }

    for (oLne=aLne.First();oLne;oLne=aLne.Next())
    {
        iLne = Lines.IndexOf(oLne);
        Loading.Set(i+1,iLne+2,oLne:c:loading);
    }

    TotGen    = SumGrid:c:GenP;
    TotLoad   = SumGrid:c:LoadP + SumGrid:c:MotP;
    TotInfeed = SumGrid:c:NetP;
    TotLoss   = SumGrid:c:LossP;
    if (i>0){
        ! numerical Integration
        TotEnLoss += step/2*(TotLossLast + TotLoss);
        TotEnGen  += step/2*(TotGenLast  + TotGen);
        TotEnInfeed += step/2*(TotInfeedLast + TotInfeed);
        TotEnLoad  += step/2*(TotLoadLast  + TotLoad);
    }

    TotLossLast = TotLoss;
    TotGenLast  = TotGen;
    TotInfeedLast = TotInfeed;
    TotLoadLast = TotLoad;

    oRes.WriteDraw();
}
errOPF=iOK;
printf('');
if(iOK>=0)
{
    printf('LF successful for 24h');
    !printf('OPF successful for 24h');
}
else
{
    printf('No valid OPF solution for 24h --> violated constraints');
    Delete(oRes);
}

printf('');
printf('Summary:');
printf('Total External Infeed = %9.3f MWh', TotEnInfeed);
printf('Total Generation      = %9.3f MWh', TotEnGen);
printf('Total Load                = %9.3f MWh', TotEnLoad);
printf('Total Losses              = %9.3f MWh', TotEnLoss);

WriteReport.Execute(uconstr,loadconstr);
!EchoOn();

```

