

REQUISITOS TECNICOS PARA INSTALACIONES EOLICAS Y FOTOVOLTAICAS. TECNICAS DIGSILENT DE ENSAYO DE INSTALACIONES.

Autor: Xavier Robe
DIGSILENT Ibérica

1. Evolución histórica de los requisitos del operador en instalaciones de régimen especial

Hasta comienzos del año 2002, el operador del sistema eléctrico español Red Eléctrica de España (REE), no consideró prioritario para la seguridad del sistema la gestión de las instalaciones de régimen especial debido a los bajos niveles de potencia eólica conectados principalmente a redes de distribución.

Históricamente, el flujo de información sobre la explotación de los parques eólicos entre promotores y distribuidoras se reducía a comunicar las descargas por mantenimiento, avisos y limitaciones acordadas sobre la energía suministrada. El principio de operación de los primeros parques eólicos se basaba en suministrar a la red la totalidad de la potencia producida, siendo la prioridad del promotor el mantenimiento de las instalaciones para ello. La comunicación con el despacho del distribuidor era muy esporádica, y se realizaba telefónicamente mediante un único canal de comunicación con disponibilidad de 24 horas y 7 días a la semana.

Red Eléctrica modificó progresivamente su visión de la operación de los parques eólicos y su integración en el sistema eléctrico español conforme aumentaba la potencia instalada y su agrupación en ciertas áreas de la red. La liberalización del sector eléctrico, los planes de expansión del parque de producción y el cumplimiento de los compromisos adquiridos por España en el protocolo de Kyoto, produjo un replanteamiento al alza de los niveles de penetración de energía eólica requeridos en el sistema.

En cuanto al marco jurídico y económico, el Real Decreto 436/2004 definía un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación que podía optar por vender al distribuidor a tarifa regulada o directamente en el mercado diario, a plazo o a través de un contrato bilateral además de una prima definida como un porcentaje de la tarifa eléctrica de referencia.

A lo largo de los años 2005 y 2006, se realizó el estudio “Producción eólica técnicamente admisible en el sistema eléctrico peninsular ibérico. Horizonte 2011” con el objetivo de estudiar varios escenarios posibles para la evolución del sistema. El estudio fue desarrollado por un grupo de trabajo compuesto por representantes de REE, Rede Electrica Nacional (REN, operador del sistema portugués), la Comisión Nacional de la Energía de España (CNE) y la Asociación Empresarial Eólica (AEE) y emitido en Julio del 2006. Las prioridades identificadas para la integración de la energía eólica en el sistema fueron las siguientes:

- Necesidad de programar la producción

- Aumentar la resistencia de las instalaciones frente a huecos de tensión y otros requerimientos publicados en Octubre 2006 en el Procedimiento de Operación P.O.12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”.
- Coordinar la operación de las instalaciones eólicas a través de Centros de Control de la Generación conectados a un único Centro de Control de Régimen Especial perteneciente al operador del sistema. El Procedimiento de Operación 3.7 “Programación de la generación renovable no gestionable”, publicado en Octubre 2006, define las condiciones de aplicación de consignas de reducción de potencia, los códigos de información de las causas (Tabla 1), los requisitos de conexión, configuración y operación de los eólicos al operador. La potencia debe reducirse en los 15 minutos siguientes a la recepción de la consigna.

Código	Causa de la reducción de potencia
0	No limitación
1	Congestión en la red
2	Estabilidad transitoria, hueco de tensión
3	Bajo nivel de Potencia de cortocircuito
4	Viabilidad del balance active-reactiva
5	Exceso de generación en el sistema
6	Otras causas

Tabla 1: Causas de la reducción de consignas de potencia generada

Tras largos períodos de discusión sobre la definición y estructura posible de un Centro de Control de Generación (CCG) para las instalaciones eólicas, se crearon dos tipos principales, los CCGs propiedad de los mayores productores de energía y los CCGs creados como centro de servicio por empresas no promotoras para productores de menores niveles de potencia instalada. Los objetivos y características de estos centros de control CCG son:

- Estar conectado de forma obligatoria al CECRE y al centro de control de backup de CECRE a partir de mediados de 2007, mediante comunicación redundante punto a punto y líneas con suficiente ancho de banda para garantizar la transmisión de toda la información (protocolo ICCP IEC-60870-6-503.TASE 2).
- Disponer de infraestructura técnica y humana para garantizar el envío de instrucciones de operación en tiempo real al personal de gestión de parque disponible 24 horas 7 días a la semana.
- Disponer de medidas eléctricas de los parques eólicos en tiempo real. Envío al CECRE cada 12 segundos de potencia activa y reactiva total, tensión, estado de la interconexión con la red y datos meteorológicos como temperatura, velocidad y dirección de viento.
- Realizar previsión de generación eólica.

El crecimiento experimentado por el régimen especial y la experiencia técnica, jurídica y económica acumulada en la aplicación del Real Decreto 436/2004, puso de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para

mantener la seguridad y calidad de suministro. En Mayo del año 2007 se publicó el Real Decreto 661 con nuevos cambios para la actividad del régimen especial. A nivel retributivo, se introducen unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia de forma que la prima a percibir en cada hora quede acotada en función de dichos valores.

Actualmente, la potencia eólica instalada en España ha alcanzado los 16.740MW en 2008. En fase de revisión se encuentra el anexo de requisitos técnicos del Procedimiento de Operación P.O.12.2 [1], “Instalaciones conectadas a la Red de Transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad”. Este anexo al P.O. no sólo será de aplicación a instalaciones eólicas, sino también a instalaciones fotovoltaicas, y a todas aquellas tecnologías que no empleen un generador síncrono conectado directamente a la red o agrupaciones de potencia nominal registrada mayor a 10MW por nudo asociado de la red de transporte.

2. Nuevos requisitos técnicos en el P.O.12.2 para instalaciones eólicas y fotovoltaicas

Los requisitos actualmente propuestos y en fase de discusión, serán de aplicación principalmente a las instalaciones eólicas y fotovoltaicas que se pongan en servicio a partir del 1 de enero de 2011, e incluye las siguientes modificaciones [1]:

- HUECOS DE TENSION: Modificación del perfil de hueco de tensión trifásico que la instalación deberá soportar (Figura 1). El hueco bifásico reduce el umbral mínimo a 0.5 p.u. en lugar de 0.0 p.u. y en 0.6 p.u. en vez de 0.2 p.u.

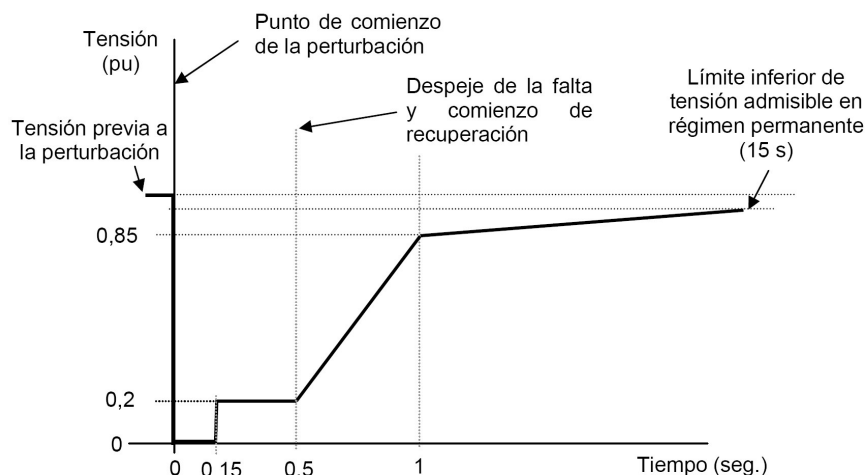


Figura 1: Perfil RMS del hueco de tensión trifásico definido en P.O.12.2. Umbral mínimo de tensión que la instalación deberá soportar sin desconexión.

- **SOBRETENSIONES:** La instalación deberá ser capaz de soportar sobretensiones (Figura 2).

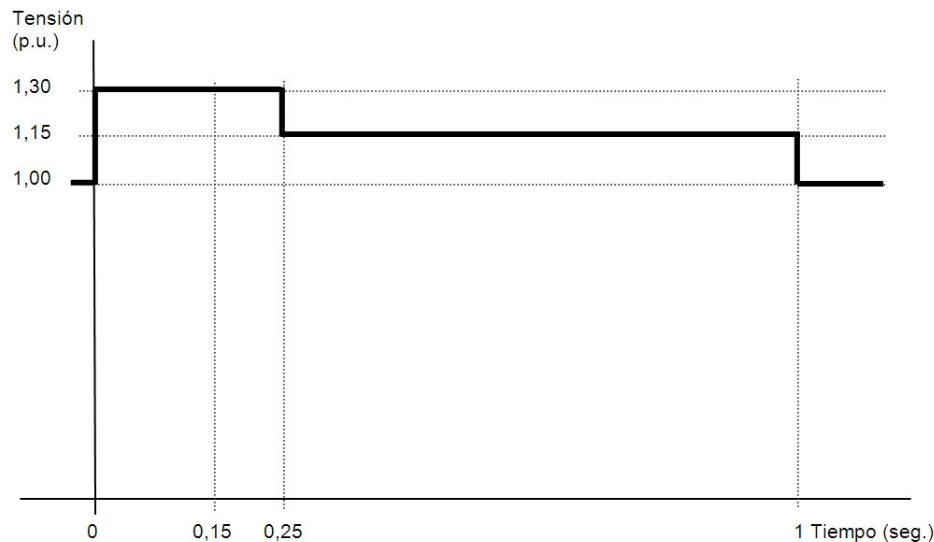


Figura 2: Umbrales máximos de tensión que la instalación deberá soportar sin desconexión.

- **CONTROL DE Q EN REGIMEN DE PERTURBACION:** La aportación de corriente reactiva por parte de la instalación durante las perturbaciones, se efectuará mediante un sistema de regulación automática de tensión con un funcionamiento similar al regulador de tensión de los generadores síncronos convencionales (Figura 3). Este sistema de regulación mantendrá la tensión al valor de consigna previa a la perturbación, bien en tensión, en potencia reactiva o en factor de potencia manteniendo en todo momento la corriente reactiva inyectada o absorbida dentro de los límites mínimos de saturación indicados en la Figura 4. El regulador permanecerá activo al menos 30 segundos desde que la tensión recupere su valor admisible. Posteriormente retornará al régimen de funcionamiento previo a la perturbación.

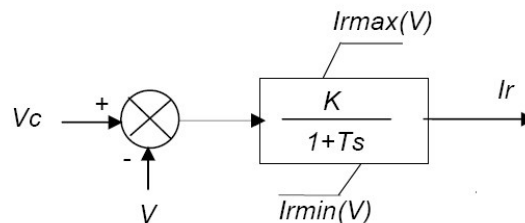


Figura 3: Regulador de tensión (V_c tensión de consigna, V tensión medida en PCC o en bornes de aerogenerador o célula PV, K ganancia proporcional, T constante de tiempo, I_r corriente reactiva que se entrega a la red)

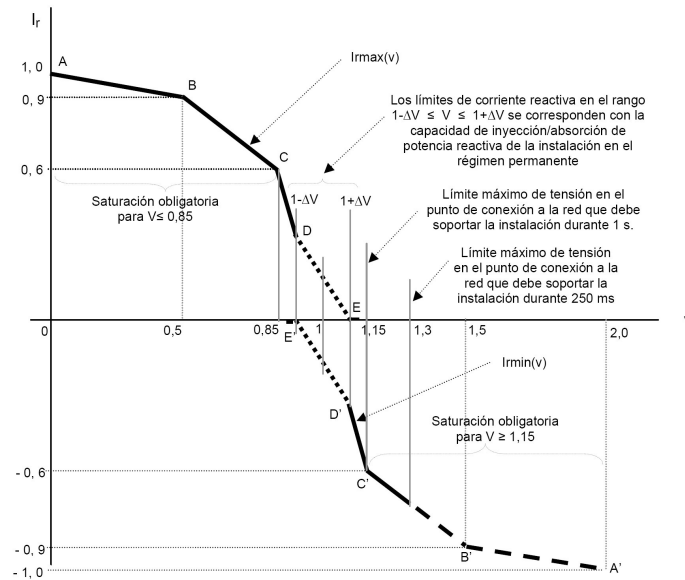


Figura 4: Límites de saturación mínimos de inyección/absorción de corriente reactiva

- **CONTROL DE Q EN REGIMEN PERMANENTE:** La instalación no sólo deberá ser capaz de controlar la tensión durante las perturbaciones. Tendrá capacidad para absorber/inyectar corriente reactiva dentro del margen de tensión definido por el operador en régimen permanente en menos de 20 segundos. El modo de control (tensión, potencia reactiva o factor de potencia) será indicado por el operador del sistema en función de las condiciones de operación.
- **CONTROL DE P EN REGIMEN DE PERTURBACION:** Además de los requisitos previos de corriente reactiva para la regulación prioritaria de tensión, la instalación regulará en todo momento la inyección/absorción de corriente activa respetando los límites establecidos por la Figura 5 en menos de 40ms, en régimen perturbado.

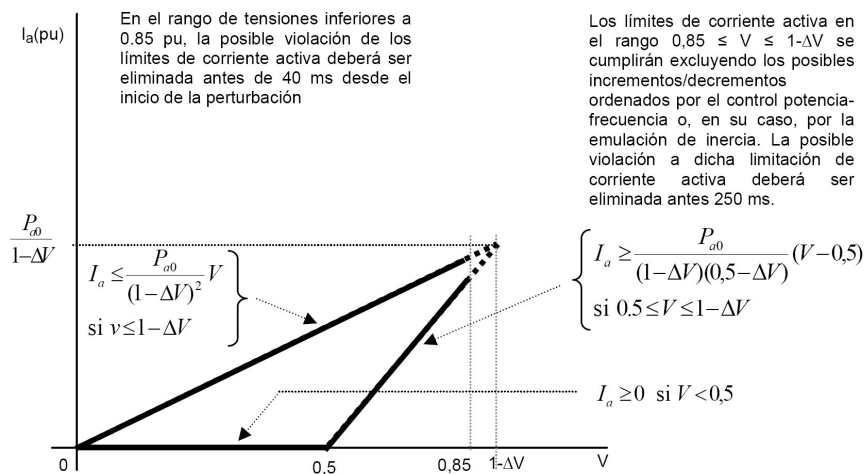


Figura 5: Límites inferior y superior de la corriente activa

- **PERTURBACIONES DE FRECUENCIA:** La instalación deberá disponer de los equipos necesarios que le permitan realizar regulación potencia-frecuencia, según un control proporcional al error que responda a un estatismo ajustable. Deberá estar capacitado para recibir en tiempo real consignas de potencia en reserva a subir y bajar del operador del sistema. El control permanecerá deshabilitado transitoriamente mientras la tensión se mantenga por debajo de 0.85 p.u.

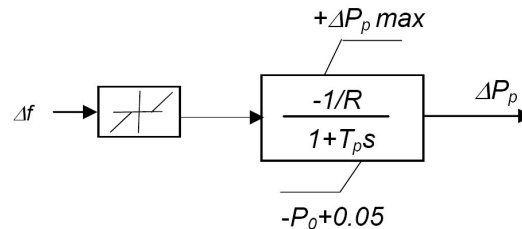


Figura 6: Regulador de potencia-frecuencia (Δf desvío de frecuencia, ΔP_p incremento de potencia, P_o valor de potencia previo a la perturbación).

3. Técnicas de Ensayo de sistemas de control centralizados para instalaciones eólicas y fotovoltaicas

Según lo expuesto anteriormente, el operador del sistema a través del Centro de Control puede enviar consignas a las instalaciones de más de 10MW para el control de activa y reactiva. Las consignas se envían al punto de conexión de la instalación, para posteriormente ser distribuidas entre los aerogeneradores de menor tamaño que componen la instalación eólica o a los inversores que componen la instalación fotovoltaica. Esto da lugar a algoritmos de control cada vez más complejos en instalaciones distribuidas.

Hasta la fecha se han realizado ensayos en terminales de los aerogeneradores y en terminales de inversores en parques solares de forma relativamente sencilla para verificar el correcto funcionamiento de los algoritmos de control, pero ensayar los algoritmos de un sistema de control distribuido se convierte en una tarea compleja y peligrosa. A continuación, describiremos cómo combinar realidad y simulación para ensayar el sistema de control centralizado de un parque eólico en tres fases mediante la plataforma de simulación PowerFactory V14 de DlG SILENT [2].

Las técnicas propuestas son válidas para cualquier tipo de instalación de régimen especial. El parque eólico de potencia 15MVA utilizado en este ejemplo, está compuesto por 7 aerogeneradores conectados mediante una red de media tensión de parque de 20kV a un transformador de subestación con regulación en carga 20/110kV (+5%-->-5%, 5 tomas, regulación tensión MV). La potencia de cortocircuito de la red externa es de aproximadamente 300MVA. El esquema unifilar del parque eólico se muestra en la Figura 9.

DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL CENTRALIZADO

El sistema de control centralizado diseñado, recibirá las consignas del operador para controlar la tensión en el lado HV del transformador de subestación. El sistema de control puede funcionar en dos modos:

- MODO 1: La consigna de potencia reactiva Q_{set}^{Total} se distribuye de forma idéntica entre los aerogeneradores disponibles:

$$Q_{set}^{Total}(i) = \frac{Q_{set}^{Total}}{\text{number of available wind turbines}}$$

- MODO 2: La consigna de potencia reactiva se distribuye según la eficiencia de cada aerogenerador en el control de tensión, siendo éstos los aerogeneradores más próximos a la subestación. El algoritmo calcula la consigna de potencia reactiva para el aerogenerador $i+1$ en función de la despachada por el aerogenerador i :

$$Q_{set}^{Total}(i+1) = Q_{set}^{Total}(i) - Q_{set}^i$$

Los aerogeneradores disponen de un sistema propio de control de tensión. Si la tensión en terminales del aerogenerador alcanza los límites máximos de operación, o disminuye por debajo del umbral mínimo permitido, el sistema de control de aerogenerador rechaza la consigna enviada por el sistema de control central e intenta controlar la tensión en terminales. PowerFactory dispone de una función “Feeder” o Alimentador que permite en todo momento observar los niveles de tensión alcanzados en el interior del parque eólico, como muestra la Figura 7. El sistema de control centralizado recibe la notificación de que controla un aerogenerador menos y lo tiene en consideración para el cálculo de las consignas que debe enviar al resto.

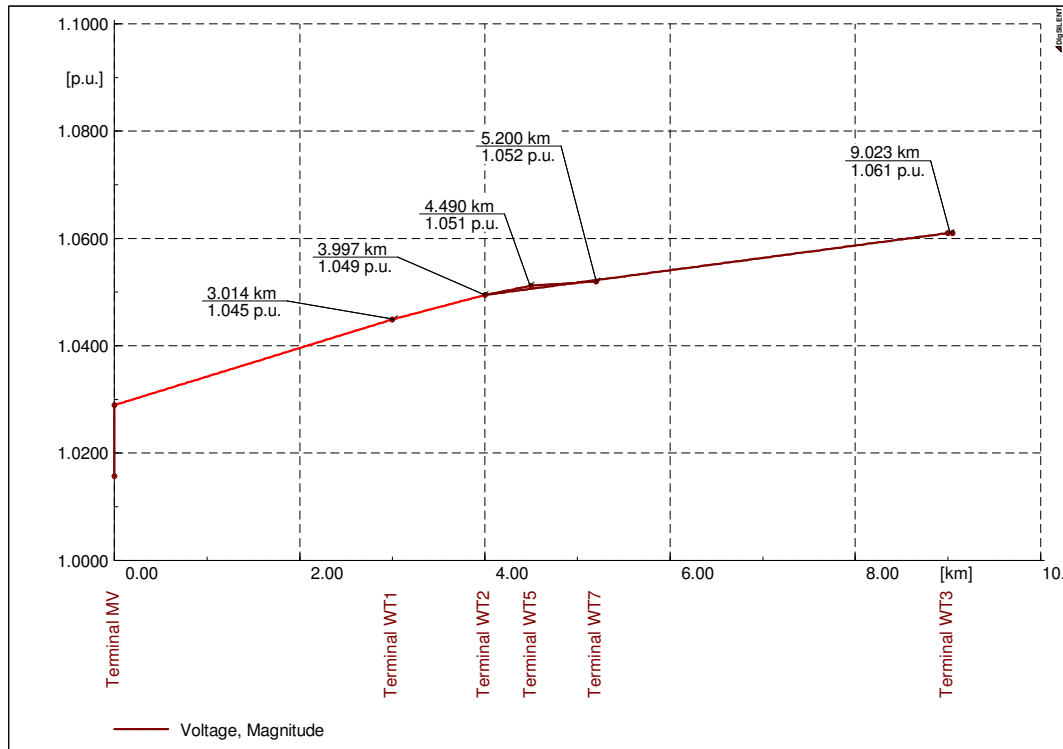


Figura 7: Perfil de tensión en la red de distribución MV de parque.

El sistema de control centralizado se muestra en la Figura 8. Los valores máximos y mínimos representan la suma de la potencia reactiva que puede ser producida ($Q > 0$) o consumida ($Q < 0$) y disponible en cada momento para el controlador. Si la disponibilidad del aerogenerador es ON, indica que no está controlando tensión en terminales mediante su controlador propio.

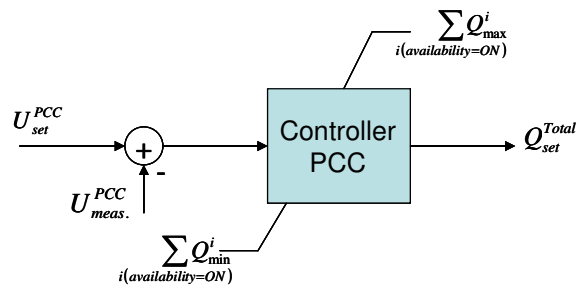


Figura 8: Sistema de control centralizado

FASE 1: VERIFICACION MEDIANTE SIMULACION

Una vez diseñado el sistema de control centralizado, se puede implementar en la plataforma de simulación PowerFactory para ajustar parámetros y verificar que la filosofía y estrategia de control adoptada es correcta.

En nuestro caso, se ha realizado en PowerFactory utilizando bloques de control estándar programados en el lenguaje DSL (DgSILENT Simulation Language) como indica la Figura 9.

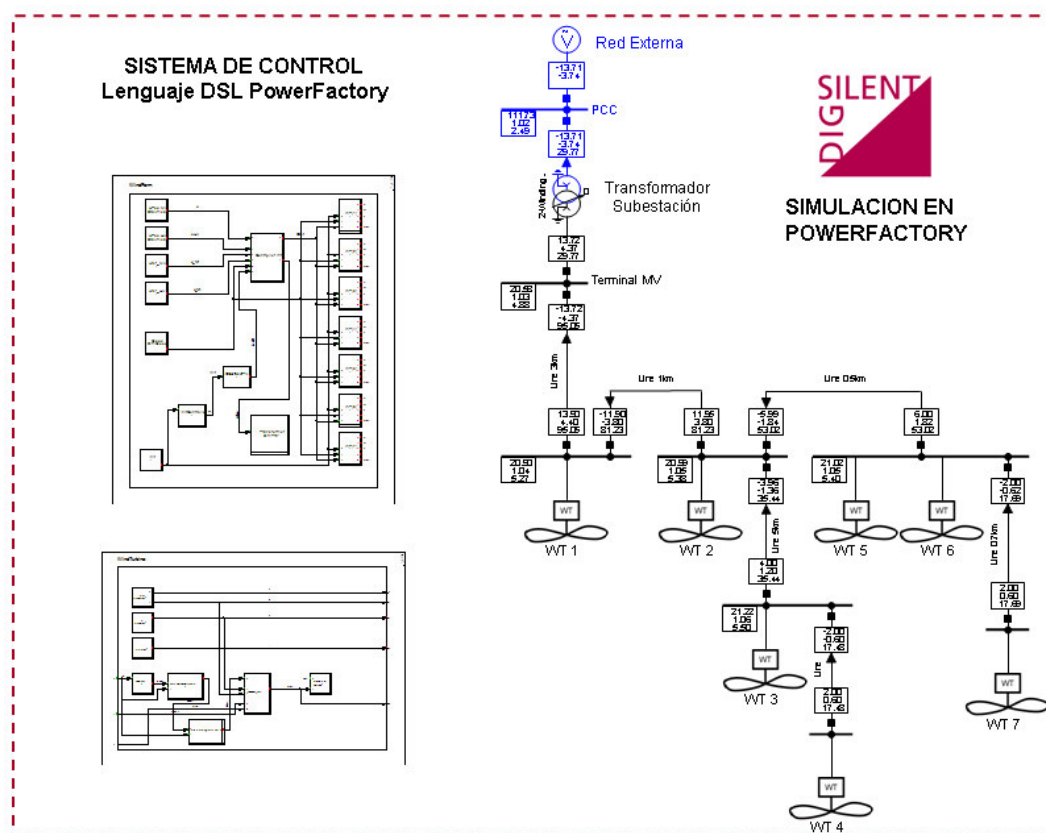


Figura 9: Sistema de control implementado en PowerFactory

FASE 2: IMPLEMENTAR RUTINAS EN C++ Y ENSAYAR EN SIMULACION

Una vez realizado el sistema de control y compiladas las rutinas en un lenguaje de programación convencional como puede ser C++, podemos verificar dichas rutinas mediante simulación en PowerFactory gracias a la capacidad de ejecutar librerías dll externas. En este ejemplo sencillo se ha elegido C++ pero C++/CLI permite utilizar librerías dll programadas en lenguajes .NET. Además de los algoritmos de control descritos previamente, se han añadido funciones para añadir aerogeneradores al controlador, clasificarlos según su eficiencia, métodos para actualizar los valores medidos de P,Q,V,I, métodos para seleccionar la consigna de reactiva y controlador de tomas. Las propiedades de la clase del controlador son: las constantes del controlador, límites de saturación, variables de estado y consignas.

El interfaz con PowerFactory se realiza mediante un fichero dll específico que contiene las funciones descritas y que se instala en el directorio de instalación del programa. A través de punteros y de acuerdo a una convención específica de llamada, se reciben/envían los valores desde la simulación a los controladores y viceversa (Figura 10). De esta forma podemos verificar que las funciones en los controladores definitivos se han implementado correctamente y ahorramos tiempo en desarrollar una plataforma de ensayo propia.

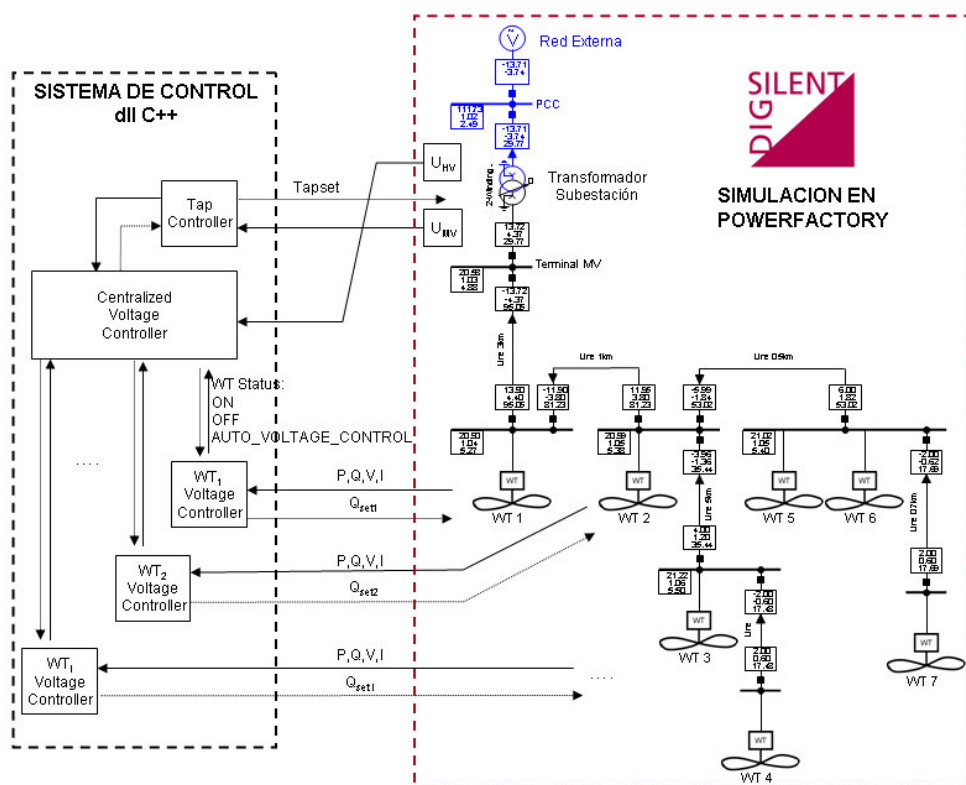


Figura 10: Sistema de Control implementado en DLL C++, interfaz directo con PowerFactory

FASE 3: ENSAYO MEDIANTE SERVIDOR OPC

La última fase antes de la puesta en marcha del sistema de control consistiría en ensayar el sistema implementado de la misma forma que en un parque eólico real. La Figura 11 representa la capacidad de PowerFactory de comunicar con un servidor OPC [3].

Durante esta fase de ensayo, se deben añadir al sistema de control los protocolos de comunicación con el servidor OPC, y de la misma forma en PowerFactory los puntos de medida externos que deben utilizarse para abrir una conexión. El sistema de control leerá en el servidor OPC las variables escritas por PowerFactory durante la simulación, generará las consignas, las enviará al servidor y serán leídas por PowerFactory a su vez.

De esta forma hemos creado un sistema de ensayo que permite ajustar los algoritmos de los controladores de forma segura.

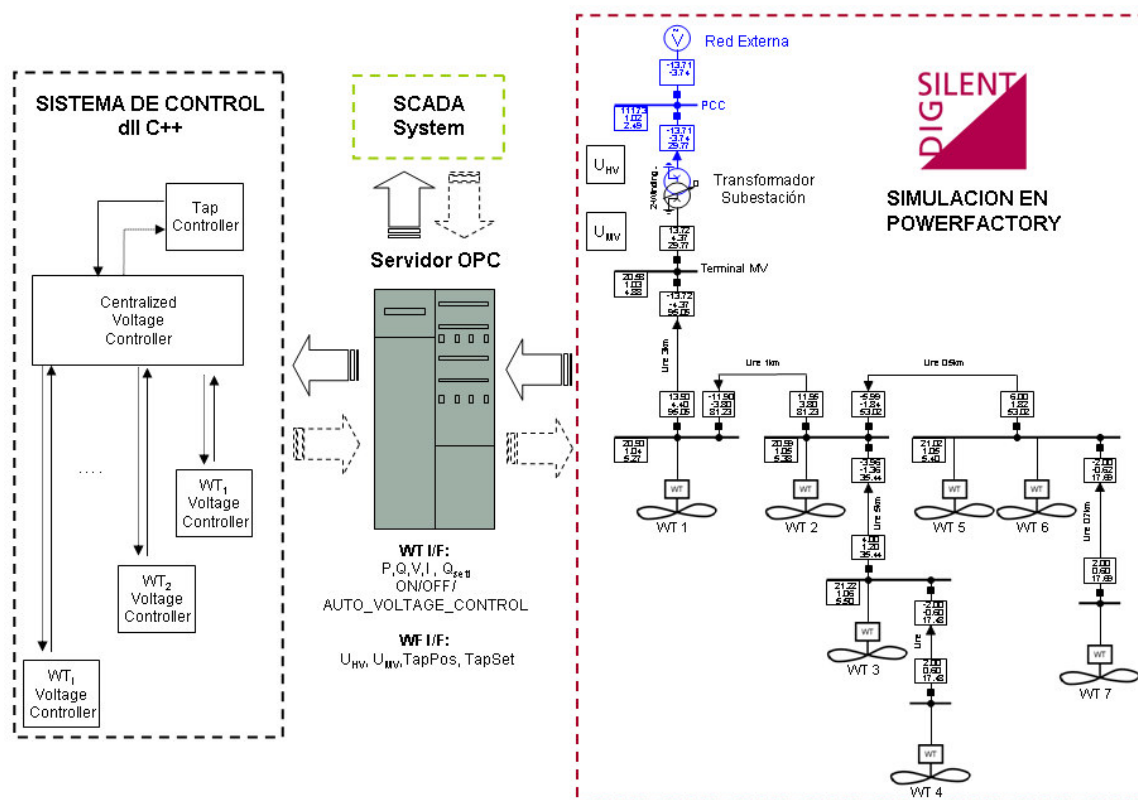


Figura 11: Sistema de Control implementado en DLL C++, interfaz mediante servidor OPC

4. Resultados de simulación

A continuación se presentan los resultados obtenidos tras la implementación del controlador en DLL C++, y su ensayo mediante servidor OPC. Para el ejemplo se ha utilizado MatrikonOPC Server for Simulation and Testing, versión 1.4.1.0, software gratuito que se puede descargar de la web de Matrikon. Se ha configurado el servidor y se han creado los elementos necesarios para comunicar con PowerFactory e intercambiar datos durante la simulación del parque eólico en el dominio del tiempo.

El control centralizado de parque se ha implementado en C++. La Figura 12 muestra la herramienta externa WindFarm OPC programada para:

- Configurar el controlador
- Activar el controlador centralizado de parque eólico
- Modificar las consignas en curso de simulación para evaluar la respuesta del controlador.
- Comprobar los valores enviados por el regulador de tomas del transformador.
- Comprobar los límites máximos y mínimos de reactiva disponibles calculados por el regulador
- Verificar las consignas aplicadas a cada aerogenerador y el estado de cada aerogenerador mediante la opción "Show Windturbines" que se ilustra en la Figura 13.

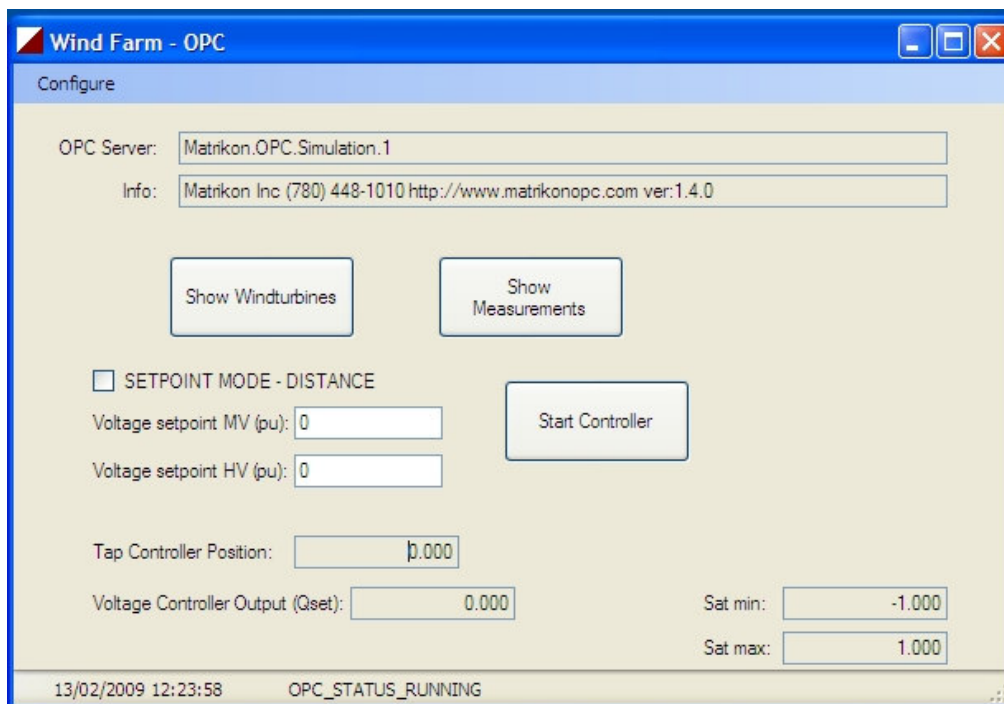


Figura 12: Control Centralizado de Parque Eólico

Index	Tag OPC	Status	Distance	Qsetpoint	Volts	Amps	P	Q
0	WT1	ON	3.000	-0.021	19.273	0.059	-1.861	0.032
1	WT2	ON	4.000	-0.021	19.346	0.059	-1.875	0.033
2	WT6	ON	4.500	-0.021	19.376	0.059	-1.881	0.033
3	WT5	ON	4.500	-0.021	19.376	0.059	-1.881	0.033
4	WT7	ON	5.200	-0.021	19.389	0.059	-1.883	0.033
5	WT3	ON	9.000	-0.021	19.548	0.059	-1.914	0.033
6	WT4	ON	9.050	-0.021	19.549	0.059	-1.914	0.033
*								

Figura 13: Estado de los aerogeneradores en Modo 1 de control de reactiva

Mediante PowerFactory y el link externo a OPC – TDS, realizaremos una simulación compleja del comportamiento del parque eólico en el dominio del tiempo. Para realizar la simulación, debemos seguir los siguientes pasos en PowerFactory:

- Establecer una conexión al servidor OPC mediante la función de enlace externo.
- Eliminar eventos previos de simulación.
- Calcular condiciones iniciales de simulación, de estado de aerogeneradores, etc.
- Ejecutar la simulación durante el tiempo deseado. Los resultados de la simulación serán enviados al servidor OPC y los valores que se modifiquen en el servidor serán devueltos a PowerFactory.
- Arrancar la herramienta externa WindFarm OPC.
- Introducir consignas de tensión deseadas en la herramienta externa WindFarm OPC, en nuestro ejemplo:
 - o Tensión lado media tensión: 0.95 p.u.
 - o Tensión lado alta tensión: 1.00 p.u.
- Seleccionar en la herramienta externa WindFarm OPC "Start controller" lo que habilita el control centralizado de parque.

A partir de este momento, el sistema está preparado para recibir cambios de consignas, cambios de modo de control, etc. Los resultados de una simulación ejecutada como ejemplo se observan en la Figura 14, dónde:

- Gráfico superior izquierda, tensión en ambos lados de la subestación.
- Gráfico superior derecha, tensión en terminales de cada aerogenerador.
- Gráfico inferior izquierda, cambio en tomas del transformador de subestación.
- Gráfico inferior derecho, consignas de reactiva en cada aerogenerador.

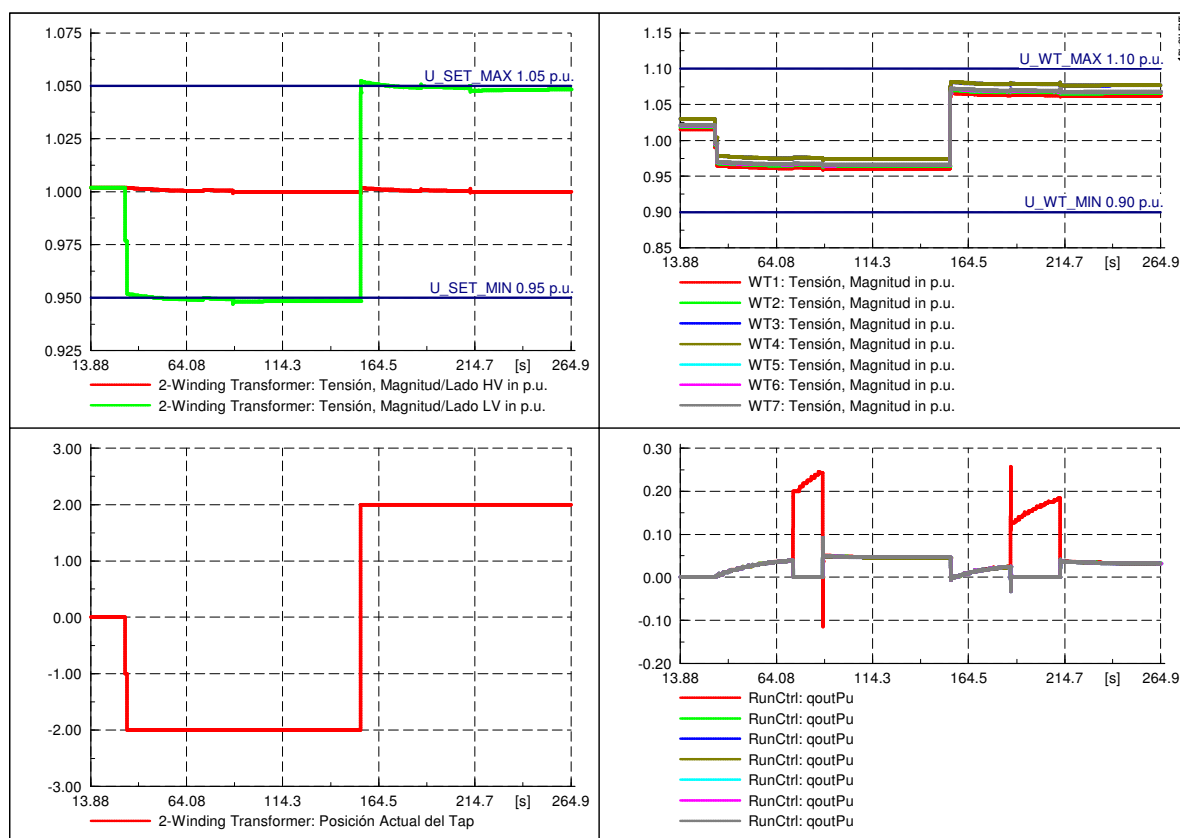


Figura 14: Resultados de una simulación.

Los eventos que se han aplicado son:

- $T_{sim}=30$ segundos, arranque del controlador centralizado de parque en Modo 1 (reparto de consigna de potencia reactiva por igual en todos los aerogeneradores) con las consignas de tensión siguientes:
 - Tensión lado media tensión: 0.95 p.u.
 - Tensión lado alta tensión: 1.00 p.u.
- $T_{sim}=75$ segundos, cambio del modo de cálculo de consigna a Modo 2 (reparto de consigna de potencia reactiva según la eficiencia de cada aerogenerador del parque). Se observa en el gráfico correspondiente a la consigna de reactiva cómo sólo el aerogenerador 1 recibe la consigna permaneciendo el resto a consigna cero.
- $T_{sim}=100$ segundos, retorno al Modo 1 de control de reactiva. Reparto de consignas por igual entre todos los aerogeneradores disponibles en el parque eólico.
- $T_{sim}=155$ segundos, modificación de consigna de tensión en el lado de media tensión, de 0.95 a 1.05 p.u. El controlador de tomas del transformador de subestación es responsable de la modificación de consignas en media tensión, que pasa de -2 a 2 como se observa en el gráfico correspondiente. Las consignas de reactiva que recibe cada aerogenerador se modifican para intentar mantener la tensión en el lado de alta tensión en 1 p.u.
- $T_{sim}=185$ segundos, cambio del modo de cálculo de consigna a Modo 2 (reparto de consigna de potencia reactiva según la eficiencia de cada

aerogenerador del parque). Se observa en el gráfico correspondiente a la consigna de reactiva cómo sólo el aerogenerador 1 recibe la consigna permaneciendo el resto a consigna cero.

- $T_{sim}=210$ segundos, retorno al Modo 1 de control de reactiva. Reparto de consignas por igual entre todos los aerogeneradores disponibles en el parque eólico.

5. Conclusión

El promotor de una instalación de régimen especial debe hacer frente a requisitos cada vez más restrictivos por parte del operador, cuya finalidad es garantizar la seguridad y fiabilidad del sistema. Hemos descrito en la primera parte de este artículo, la evolución histórica de estos requisitos técnicos que deben cumplir estas instalaciones de más de 10MW, requisitos fijados por el operador debido principalmente al aumento vertiginoso de potencia instalada en el sistema en los últimos años.

Las plataformas de simulación se convierten en una alternativa cada vez más utilizada para ensayar grandes instalaciones. En este artículo se han presentado tres sistemas de ensayo en tres fases utilizando la plataforma de simulación PowerFactory, ilustrando las posibilidades mediante un ejemplo de control centralizado de parque eólico. Este ejemplo es perfectamente adaptable a una instalación fotovoltaica.

La capacidad de PowerFactory de utilizar librerías de funciones externas (dll) y comunicar con servidores OPC, extiende las posibilidades de los sistemas de ensayo respecto de las posibilidades de una simulación convencional, asegurando una puesta en marcha rápida y segura.

6. Referencias

- [1] "Requisitos técnicos de las instalaciones eólicas, fotovoltaicas y todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red" Separata del borrador de P.O.12.2 "Instalaciones conectadas a red de transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad", Octubre 2008.
- [2] "PowerFactory manual. DlgSILENT PowerFactory Versión 14.0", Noviembre 2008.
- [3] "PowerFactory OPC Guide", DlgSILENT, Versión 002, Octubre 2008.