Caso práctico Mercado de capacidad del sistema eléctrico peninsular: caso práctico de aplicación de la Orden TED/966/2026

Resumen:

La Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, crea el mercado de capacidad del sistema eléctrico peninsular español como mecanismo destinado a garantizar la disponibilidad de potencia firme suficiente para afrontar eventuales problemas de cobertura y preservar la seguridad de suministro. El presente caso analiza su aplicación a una nueva instalación de almacenamiento eléctrico mediante baterías (BESS) de 20 MW/40 MWh cuyo promotor pretende participar en una subasta principal comprometiendo 15 MW de potencia firme.

El supuesto permite examinar la relación entre la obligación regulatoria de disponibilidad y las decisiones adoptadas durante el proyecto, autorización, construcción, modificación, puesta en servicio, explotación, mantenimiento y gestión de emergencias de la infraestructura. El análisis se dirige especialmente a arquitectos, ingenieros, direcciones facultativas, colegios técnicos, ayuntamientos, administraciones autonómicas, bomberos y servicios de protección civil.

1. Caso práctico de aplicación de la Norma siguiente

1.1. Norma analizada y finalidad

La norma objeto de aplicación es la **Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español**, aprobada el 15 de septiembre de 2026, publicada en el **BOE núm. 230, de 17 de septiembre de 2026**, y vigente desde el **18 de septiembre de 2026**.

Su objeto consiste en crear un mercado de capacidad y establecer los requisitos para participar como proveedor, las condiciones de prestación del servicio, los procedimientos de subasta y el régimen retributivo y de financiación. Pueden participar, entre otros sujetos, productores, titulares de instalaciones de almacenamiento, consumidores finales y agregadores.

La Orden se estructura en seis capítulos: disposiciones generales; mercado de capacidad; procedimiento de concurrencia competitiva; prestación del servicio; régimen de inspección, información, incumplimientos e inhabilitación; y financiación. Se completa con disposiciones adicionales, transitoria, derogatoria y finales.

Su base jurídica se integra fundamentalmente en la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**, y en el **Reglamento (UE) 2019/943**, relativo al mercado interior de la electricidad. El mecanismo responde a la necesidad de disponer de recursos capaces de aportar respaldo y flexibilidad en un sistema caracterizado por una penetración creciente de generación renovable. El propio preámbulo relaciona su creación con los análisis de cobertura que identifican riesgos de insuficiencia superiores al estándar de fiabilidad adoptado para el sistema eléctrico.

El mercado no remunera simplemente energía producida. El servicio consiste en mantener disponible una determinada **potencia firme**, adjudicada mediante procedimientos competitivos o adquirida mediante los mecanismos secundarios regulados por la Orden.

1.2. Área material y relación con la construcción

La Orden se encuadra principalmente en las áreas de energía eléctrica, seguridad de suministro, almacenamiento, gestión de demanda, mercados eléctricos e inversiones energéticas.

No constituye una norma urbanística, edificatoria o de seguridad industrial. Sin embargo, su aplicación tiene consecuencias directas para proyectos materiales de infraestructuras energéticas cuando la posibilidad de prestar capacidad depende de construir, modificar y explotar una instalación con unas prestaciones determinadas.

Para los profesionales de la construcción y la ingeniería, la cuestión esencial consiste en que una obligación económica y regulatoria frente al sistema eléctrico puede condicionar:

- el dimensionamiento de equipos;
- la configuración física de la instalación;
- las redundancias;
- el calendario de obra;
- la conexión;
- la puesta en servicio;
- el mantenimiento;
- la gestión de indisponibilidades;
- y la organización de la respuesta ante incidentes.

La instalación debe seguir cumpliendo el conjunto de normas urbanísticas, ambientales, eléctricas, industriales y de seguridad que correspondan. La participación en el mercado de capacidad no sustituye esos títulos administrativos.

1.3. Razón práctica de la norma

La incorporación masiva de fuentes renovables aumenta la necesidad de recursos capaces de responder cuando la producción disponible no coincide con la demanda. La potencia instalada no equivale necesariamente a potencia disponible en situaciones críticas.

La Orden introduce por ello un sistema competitivo orientado a contratar **firmeza**. Para comparar tecnologías se utilizan coeficientes de firmeza conocidos antes de cada subasta, de manera que generación, almacenamiento y demanda puedan valorarse conforme a su aportación efectiva a la cobertura.

Para una instalación de almacenamiento, esta diferencia resulta fundamental: disponer de 20 MW de potencia nominal no significa automáticamente poder comprometer 20 MW de potencia firme.

La relevancia del caso práctico reside precisamente en trasladar ese concepto regulatorio a una infraestructura real y determinar cómo debe coordinarse con su proyecto, construcción, autorización y explotación.

2. Escenario del caso

2.1. Promotor, emplazamiento y actuación

La sociedad ficticia **Energía Firme Centro, S.L.** proyecta una instalación independiente de almacenamiento eléctrico mediante baterías (**BESS**) en el **Polígono Industrial Los Llanos**, situado en el término municipal ficticio de Villanueva del Río, dentro del sistema eléctrico peninsular.

La planta tendrá:

- **20 MW de potencia nominal**;
- **40 MWh de capacidad energética**;
- módulos de baterías en contenedores;
- inversores bidireccionales;
- centros de transformación;
- sistemas de control, medida y comunicaciones;
- instalaciones auxiliares;
- conexión eléctrica a red;
- edificio técnico;
- cerramiento, viales, drenajes, cimentaciones y canalizaciones.

El promotor dispone de la parcela mediante arrendamiento a largo plazo y, a efectos del caso, cuenta con permisos de acceso y conexión para **20 MW**.

La finalidad empresarial consiste en explotar ordinariamente el almacenamiento y, simultáneamente, participar en una futura **subasta principal del mercado de capacidad**.

2.2. Situación administrativa inicial

La ingeniería ha redactado el proyecto básico y desarrolla la ingeniería de detalle.

El Ayuntamiento tramita el expediente urbanístico correspondiente. Paralelamente se desarrollan los procedimientos energéticos, industriales y ambientales aplicables ante la comunidad autónoma.

La instalación todavía no dispone de autorización de explotación cuando se prepara su participación en la subasta, por lo que se trata, dentro del supuesto, de una **nueva inversión**.

El diseño inicial se realizó atendiendo principalmente a la explotación ordinaria del almacenamiento. Posteriormente, el promotor decide concurrir al mercado de capacidad y plantea ofertar **15 MW de potencia firme**.

A partir de ese momento el proyecto adquiere una segunda dimensión: ya no basta con que la instalación alcance 20 MW nominales, sino que debe poder mantener la disponibilidad correspondiente a la potencia firme finalmente adjudicada.

2.3. Problema principal

La cuestión central consiste en determinar si el BESS de 20 MW/40 MWh está técnica y jurídicamente preparado para asumir **15 MW de potencia firme** durante el periodo de prestación.

La Orden exige que la solicitud identifique inequívocamente la instalación, que el participante acredite los requisitos legales, técnicos y económicos aplicables y que la potencia firme se determine utilizando los coeficientes establecidos para la correspondiente subasta. Las ofertas se estructuran en bloques mínimos de 1 MW de potencia firme.

Además, para las instalaciones de almacenamiento, la potencia firme comprometida queda sujeta a las reglas de disponibilidad durante las horas de estrés del sistema.

El promotor no puede, por tanto, identificar automáticamente sus 20 MW nominales con 20 MW firmes.

2.4. Modificación durante la ejecución

Durante la ingeniería de detalle, el fabricante inicialmente seleccionado comunica que determinados módulos no estarán disponibles dentro del calendario previsto.

El promotor decide sustituirlos por un modelo diferente. El cambio afecta a:

- capacidad útil;
- sistema de refrigeración;
- disposición física;
- separaciones;
- canalizaciones;
- determinados viales interiores;
- instalaciones auxiliares;
- y programación de montaje.

La obra alcanza posteriormente aproximadamente un 60 % de ejecución y aparece un segundo retraso que afecta a cuatro módulos.

La dirección de obra plantea entonces una puesta en servicio escalonada: inicialmente quedarían disponibles **16 MW**, completándose los 4 MW restantes dos meses después.

La solución puede ser constructivamente viable, pero introduce una cuestión regulatoria: si la planta ya hubiera asumido una obligación de 15 MW firmes, la suficiencia de esos 16 MW nominalmente disponibles dependería de sus prestaciones reales, coeficientes de firmeza, capacidad energética, pérdidas, indisponibilidades y demás condiciones aplicables.

2.5. Actores

Intervienen:

El promotor, responsable de la inversión, tramitación y participación en el mercado.

La ingeniería proyectista, responsable de la configuración eléctrica y funcional.

El arquitecto y técnicos de obra civil, responsables de implantación, urbanización, accesos y edificaciones auxiliares.

La dirección facultativa, responsable del control de ejecución y de las modificaciones.

El Ayuntamiento, en su ámbito urbanístico y municipal.

La comunidad autónoma, a través de los órganos competentes en energía, industria, medio ambiente y protección civil.

El operador del sistema, que interviene en la habilitación, control de disponibilidad y prestación del servicio.

La CNMC, en las funciones de supervisión previstas por la norma.

Bomberos y Protección Civil, en los aspectos de prevención, planificación y actuación frente a emergencias.

La **UME** solo adquiriría relevancia ante una emergencia extraordinaria que justificase su activación dentro del Sistema Nacional de Protección Civil; no participa en la autorización ordinaria de la planta ni en la subasta.

2.6. Incidencia sobre seguridad y explotación

Una instalación BESS de estas características incorpora riesgos técnicos que deben integrarse en su diseño y explotación: fallos eléctricos, pérdida de refrigeración, indisponibilidad de módulos, aislamiento de sectores o incidentes que obliguen a limitar temporalmente la planta.

Una emergencia puede tener una doble consecuencia:

- de seguridad industrial y protección civil;
- y de disponibilidad frente al mercado de capacidad.

La prioridad operativa continúa siendo la seguridad de personas, intervinientes e infraestructura. Posteriormente deberán gestionarse las consecuencias regulatorias de la indisponibilidad.

La Orden obliga a los proveedores adjudicatarios a mantener la disponibilidad exigible durante las horas de estrés y atribuye al operador del sistema la comprobación de su cumplimiento, incluidas pruebas de disponibilidad.

2.7. Resultado esperado

El expediente debe concluir con una instalación en la que exista correspondencia entre:

proyecto → autorización → obra ejecutada → conexión → potencia firme adjudicada → puesta en servicio → disponibilidad durante la explotación.

El caso debe resolver especialmente cuánto puede comprometer razonablemente el promotor, qué modificaciones requiere el proyecto y cómo deben gestionarse obra, pruebas, mantenimiento y emergencias para que el compromiso regulatorio pueda cumplirse durante todo el periodo de prestación.

3. Metodología de aplicación de la norma

Paso 1. Delimitar la necesidad

Debe identificarse formalmente que la finalidad ya no consiste únicamente en construir una planta de 20 MW/40 MWh, sino en preparar una instalación susceptible de prestar **15 MW de potencia firme**.

Se incorporará al expediente una nota inicial con potencia nominal, capacidad energética, acceso concedido, potencia firme prevista y calendario.

Riesgo evitado: confundir potencia instalada con potencia firme.

Paso 2. Determinar el encaje jurídico

Se calificará la instalación como almacenamiento y, en el escenario planteado, como nueva inversión a efectos de la futura subasta.

Debe definirse la modalidad de subasta prevista y el periodo potencial de prestación.

Documento: informe de encaje regulatorio.

Riesgo evitado: desarrollar la estrategia conforme a una modalidad incompatible con el estado de la instalación.

Paso 3. Distribuir competencias

Debe elaborarse una matriz de procedimientos que diferencie:

- mercado de capacidad;
- acceso y conexión;
- autorización energética;
- seguridad industrial;
- tramitación ambiental;
- urbanismo;
- obra;
- puesta en servicio;
- emergencias.

La adjudicación de capacidad no sustituye ninguna autorización material necesaria para implantar o explotar la instalación.

Riesgo evitado: confusión entre habilitación de mercado y autorización administrativa de la infraestructura.

Paso 4. Acreditar los requisitos de participación

El artículo 11 exige que los participantes acrediten las condiciones legales, técnicas y económicas establecidas para el titular y la instalación. La solicitud debe permitir identificar inequívocamente la instalación y acompañarse de la documentación correspondiente.

Se preparará una matriz de cumplimiento con accesos, conexión, características técnicas, titularidad y documentación exigida por la convocatoria.

Riesgo evitado: exclusión del procedimiento o incoherencia documental.

Paso 5. Calcular la potencia firme ofertable

La ingeniería separará:

- 20 MW nominales;
- 40 MWh de capacidad;
- 20 MW de acceso;
- potencia firme efectiva.

Aplicará los coeficientes de firmeza establecidos en la convocatoria y analizará degradación, capacidad útil, pérdidas, consumos auxiliares, disponibilidad, limitaciones térmicas y redundancias.

Documento: informe de potencia firme y disponibilidad.

Riesgo evitado: sobreoferta de capacidad.

Paso 6. Adaptar el proyecto

El proyecto debe configurarse para mantener la potencia comprometida durante las condiciones críticas.

Se estudiarán redundancias en inversores y transformadores, reserva de capacidad, modularidad, refrigeración, sistemas de control, comunicaciones y estrategia de estado de carga.

Los proveedores de almacenamiento deben garantizar disponibilidad durante las horas de estrés conforme a la potencia firme adjudicada.

Riesgo evitado: disponer de una planta comercialmente operativa pero insuficiente para prestar capacidad.

Paso 7. Tramitar las modificaciones

La sustitución de equipos y los cambios de implantación deberán trasladarse al proyecto y a los expedientes administrativos afectados.

Se mantendrá trazabilidad entre:

proyecto inicial → modificado → equipos instalados → planos finales → prestaciones.

Documento: proyecto modificado o documentación técnica equivalente según proceda.

Riesgo evitado: divergencia entre instalación autorizada, construida y comprometida ante el sistema.

Paso 8. Preparar la participación en la subasta

Cuando se convoque la subasta, deben analizarse sus condiciones técnicas, coeficientes, volumen requerido, periodo de prestación y calendario.

Obtenida la habilitación, el participante debe adherirse formalmente al marco normativo aplicable.

Documentación: solicitud, declaraciones, acreditaciones, potencia firme ofertada y adhesión.

Riesgo evitado: asumir un compromiso regulatorio sin respaldo técnico y documental.

Paso 9. Integrar calendario regulatorio y obra

Tras la adjudicación debe elaborarse un calendario único que incorpore:

- finalización de obra;
- montaje;
- energización;
- ensayos;
- autorizaciones;
- puesta en servicio;
- habilitación;
- inicio de prestación.

Las desviaciones críticas deben elevarse inmediatamente al promotor.

Riesgo evitado: que un retraso constructivo genere indisponibilidad desde el primer periodo de servicio.

Paso 10. Incorporar mantenimiento y emergencias

La explotación debe coordinar mantenimiento, seguridad y disponibilidad.

Toda indisponibilidad técnica relevante debe trasladarse simultáneamente a operación, mantenimiento y gestión regulatoria conforme al régimen aplicable.

Documento: procedimiento integrado de explotación, mantenimiento e indisponibilidades.

Riesgo evitado: convertir una actuación técnica correctamente ejecutada en un incumplimiento de capacidad por falta de coordinación.

Paso 11. Controlar la ejecución

La dirección facultativa implantará un registro de modificaciones con incidencia funcional.

Cualquier cambio que afecte a potencia, energía útil, refrigeración, pérdidas, comunicaciones o disponibilidad debe incorporar valoración expresa de sus consecuencias.

Documento: registro de cambios y documentación «as built».

Riesgo evitado: que modificaciones aparentemente menores alteren prestaciones comprometidas.

Paso 12. Ejecutar las pruebas

Antes de la puesta en servicio deben ensayarse, entre otros aspectos:

- potencia;
- capacidad energética útil;
- descarga;
- inversores;
- control;
- comunicaciones;
- medida;
- auxiliares;
- comportamiento ante fallos parciales.

El operador del sistema es responsable de comprobar la prestación y puede efectuar pruebas de disponibilidad al menos una vez al año conforme al procedimiento aplicable.

Riesgo evitado: comenzar la prestación sin evidencia de capacidad real.

Paso 13. Cerrar la puesta en servicio y habilitación

El expediente final debe integrar:

- autorizaciones;
- certificados;
- puesta en servicio;
- acceso y conexión;
- documentación definitiva;
- pruebas;
- adjudicación;
- garantías;
- habilitación como proveedor.

Debe existir plena correspondencia entre la instalación física y la declarada ante los distintos órganos.

Riesgo evitado: iniciar obligaciones regulatorias con una infraestructura incompleta o documentalmente incoherente.

Paso 14. Realizar seguimiento permanente

Durante el periodo de prestación se controlarán:

- potencia disponible;
- estado de carga;
- capacidad útil;
- módulos indisponibles;
- mantenimiento;
- incidencias;
- comunicaciones;
- disponibilidad de conexión;
- horas de estrés.

El operador del sistema controla la prestación y la Orden establece obligaciones económicas asociadas al incumplimiento de disponibilidad o pruebas.

Documento: registro permanente de cumplimiento.

Riesgo evitado: incumplimientos técnicos o documentales durante la explotación.

Paso 15. Gestionar desviaciones graves

Si la instalación deja de poder mantener el compromiso, el promotor debe activar un procedimiento de contingencia.

La Orden admite cesiones y traspasos bajo determinadas condiciones y previa conformidad del operador del sistema, manteniendo la potencia firme comprometida. El desistimiento, por su parte, comporta pérdida de retribución, ejecución de garantías y otras consecuencias previstas en la norma.

Documento: informe de contingencia y decisión del promotor.

Riesgo evitado: prolongar una situación de incumplimiento estructural sin adoptar medidas correctoras.

4. Influencia en los segmentos de profesionales de la construcción

4.1. Arquitectos

DUDAS típicas

El arquitecto puede encontrarse con dudas sobre la implantación de los módulos, edificaciones auxiliares, accesos, urbanización interior, separación de equipos, ocupación de parcela y consecuencias de cambiar el fabricante durante la ejecución.

También puede plantearse si la modificación física mantiene las condiciones contempladas en el expediente municipal.

INDICACIONES

Debe tratar la prestación del mercado de capacidad como un condicionante funcional del proyecto, coordinando arquitectura y obra civil con ingeniería eléctrica y seguridad.

La implantación debe permitir mantenimiento, sustitución de equipos, acceso de emergencias y aislamiento de zonas sin introducir incompatibilidades con el resto de la instalación.

SOLUCIONES

Elaborar un **plano coordinado de implantación final** y una memoria de modificaciones que relacione equipos, viales, accesos, construcciones auxiliares y necesidades de intervención.

CHECKLIST

- Compatibilidad urbanística.
- Ocupación de parcela.
- Viales y accesos.
- Edificaciones auxiliares.
- Implantación final de equipos.
- Coordinación con ingeniería.
- Modificaciones incorporadas.
- Planos finales actualizados.

4.2. Ingenieros

DUDAS típicas

La principal cuestión consiste en determinar si 20 MW/40 MWh permiten asumir 15 MW firmes.

También deben resolverse la incidencia de degradación, consumos auxiliares, pérdidas, duración de descarga, coeficientes de firmeza, acceso a red y fallos parciales.

INDICACIONES

El cálculo debe realizarse sobre prestaciones reales y no exclusivamente sobre potencia de placa.

La configuración debe incorporar suficiente robustez para mantener el compromiso durante las condiciones reguladas de disponibilidad.

SOLUCIONES

Redactar un **informe de potencia firme** con escenarios de plena disponibilidad, pérdida de módulos, fallo de inversor, reducción de refrigeración, mantenimiento y degradación.

Introducir una reserva técnica cuando resulte necesaria.

CHECKLIST

- Potencia nominal.
- Capacidad útil.
- Capacidad de acceso.
- Coeficiente de firmeza.
- Potencia firme ofertada.
- Auxiliares y pérdidas.
- Degradación.
- Redundancias.
- Medida y comunicaciones.
- Ensayos funcionales.

4.3. Dirección de obra / dirección de la ejecución

DUDAS típicas

La dirección facultativa debe decidir cuándo un cambio de equipos, canalizaciones o planificación afecta únicamente a la obra y cuándo altera también las prestaciones de capacidad.

En el caso, resulta especialmente relevante la puesta en servicio inicial con solo 16 MW nominales disponibles.

INDICACIONES

Cada modificación con posible incidencia en potencia, energía útil, refrigeración, conexión o disponibilidad debe someterse a valoración funcional.

La recepción debe considerar tanto la correcta ejecución física como la obtención de las prestaciones previstas.

SOLUCIONES

Implantar un **registro de cambios con incidencia sobre capacidad** y cerrar la obra con documentación «as built», protocolos de pruebas y cuadro de correspondencia entre proyecto y obra ejecutada.

CHECKLIST

- Proyecto y obra concordantes.
- Cambios documentados.
- Equipos finales identificados.
- Plazos actualizados.
- Pruebas superadas.

- Prestaciones acreditadas.
- Documentación «as built».
- Certificados finales.

4.4. Colegios técnicos

DUDAS típicas

Las principales dudas afectan a la coherencia entre memoria, cálculos, planos, mediciones y características de los equipos.

Puede producirse una falta de concordancia cuando el proyecto cambia durante su desarrollo sin actualizarse todos los documentos.

INDICACIONES

Dentro del alcance de la revisión o visado correspondiente, debe prestarse especial atención a la trazabilidad documental y a la coherencia de las prestaciones declaradas.

El colegio no habilita la participación en el mercado de capacidad, pero puede detectar contradicciones técnicas relevantes.

SOLUCIONES

Utilizar una matriz de coherencia entre memoria, planos, cálculos, mediciones, equipos y versiones del proyecto.

CHECKLIST

- Competencia profesional.
- Potencias coherentes.
- Memoria y planos concordantes.
- Cálculos actualizados.
- Mediciones coherentes.
- Normativa correctamente identificada.
- Modificaciones trazables.
- Versionado documental.

4.5. Ayuntamientos

DUDAS típicas

El Ayuntamiento debe delimitar qué aspectos pertenecen a la licencia o control municipal y cuáles corresponden a las autoridades energéticas.

También debe analizar la incidencia urbanística de los cambios de implantación, accesos y construcciones auxiliares.

INDICACIONES

Debe mantenerse separado el expediente urbanístico del régimen de adjudicación de capacidad.

La obtención de capacidad no sustituye el título municipal ni prejuzga la compatibilidad urbanística del proyecto.

SOLUCIONES

Organizar el expediente diferenciando:

- implantación urbanística;
- obras;
- instalación energética;
- informes sectoriales;
- documentación ambiental;
- modificaciones.

CHECKLIST

- Compatibilidad urbanística.
- Uso permitido.
- Obras incluidas en el título municipal.
- Accesos.
- Edificaciones auxiliares.
- Informes sectoriales.
- Modificaciones incorporadas.
- Correspondencia licencia-obra ejecutada

4.6. Bomberos

DUDAS típicas

Bomberos debe conocer cómo intervenir de forma segura en una instalación de almacenamiento con energía eléctrica disponible incluso después de determinadas maniobras de desconexión.

Resultan relevantes los accesos, identificación de módulos, aislamiento de sectores, sistemas de emergencia, propagación de incidentes y zonas seguras.

INDICACIONES

La actuación debe centrarse en la seguridad operativa. Las obligaciones del mercado de capacidad nunca deben condicionar una medida necesaria para proteger personas o controlar un incidente.

La planta debe facilitar información operativa actualizada al servicio de emergencias.

SOLUCIONES

Preparar una **ficha de intervención** con:

- plano de planta;
- accesos;
- módulos;
- transformadores;
- puntos de corte;
- sistemas de emergencia;
- zonas de aislamiento;
- teléfonos operativos.

Cuando resulte adecuado, realizar ejercicios de familiarización.

CHECKLIST

- Accesos practicables.
- Viales interiores.
- Módulos identificados.
- Puntos de corte.
- Sistemas de emergencia.
- Información de riesgos.
- Zonas seguras.
- Contacto del explotador.
- Planos actualizados.

4.7. Consejerías de comunidades autónomas

DUDAS típicas

Las consejerías pueden intervenir simultáneamente en energía, industria, medio ambiente o protección civil.

La principal dificultad consiste en mantener coordinados los diferentes expedientes cuando se modifica la configuración técnica de la instalación.

INDICACIONES

Deben diferenciarse las competencias autonómicas de las funciones estatales relativas al mercado de capacidad.

Una modificación relevante debe trasladarse coherentemente a todos los expedientes sectoriales afectados.

SOLUCIONES

Implantar una **hoja de coordinación administrativa** que identifique:

- expediente energético;
- industrial;
- ambiental;

- protección civil;
- modificaciones;
- autorizaciones;
- puesta en servicio.

Debe utilizarse una versión común del proyecto como referencia administrativa.

CHECKLIST

- Órgano competente.
- Expedientes relacionados.
- Instalación correctamente identificada.
- Potencias actualizadas.
- Modificaciones incorporadas.
- Condicionantes ambientales.
- Seguridad industrial.
- Puesta en servicio.
- Coordinación interdepartamental.

4.8. UME y Protección Civil

DUDAS típicas

Protección Civil debe valorar la incidencia territorial de incidentes graves en una instalación de almacenamiento y su posible afección a infraestructuras, accesos o servicios esenciales.

La UME no participa ordinariamente en el expediente y únicamente entra en escena ante emergencias que justifiquen su activación conforme al sistema de protección civil.

INDICACIONES

La planificación debe contemplar escenarios realistas de:

- incendio;
- pérdida simultánea de módulos;
- fallo general de refrigeración;
- indisponibilidad total;
- afección a la subestación próxima;
- aislamiento prolongado del recinto.

La seguridad y gestión de la emergencia prevalecen sobre la obligación de disponibilidad energética. Una vez estabilizado el incidente se gestionarán sus efectos sobre el mercado de capacidad.

SOLUCIONES

Establecer un **esquema de coordinación de emergencias** que identifique titular, centro de coordinación, bomberos, fuerzas de seguridad, servicios sanitarios, administración autonómica y, cuando la incidencia eléctrica lo requiera, operador del sistema.

Los simulacros deben permitir ensayar comunicaciones, mando, aislamiento, accesos y recuperación posterior.

CHECKLIST

- Escenarios de emergencia definidos.
- Cadena de mando.
- Contactos actualizados.
- Coordinación con bomberos.
- Accesos conocidos.
- Procedimiento de comunicaciones.
- Escalado de emergencia.
- Simulacros cuando proceda.
- Recuperación posterior planificada.