

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE AUTORIZA A EDP ESPAÑA, S.A.U. EL CIERRE DE LA CENTRAL TÉRMICA DE SOTO DE RIBERA, EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE RIBERA DE ARRIBA (ASTURIAS)

Expediente nº: INF/DE/124/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 18 de febrero de 2021

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas en relación con la Propuesta de Resolución por la que se autoriza a EDP España, S.A.U. el cierre de la Central Térmica de Soto de Ribera, en el término municipal de Ribera de Arriba (Asturias), la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), emite el siguiente informe:

1. ANTECEDENTES

Con fecha 29 de octubre de 2020, EDP España, S.A.U. (en adelante EDP) presentó, ante el Área de Industria y Energía de la Delegación de Gobierno del Principado de Asturias —para su elevación a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD)—, solicitud de autorización administrativa para el cierre del Grupo 3 de la Central Térmica Soto de Ribera (en adelante CT SOTO 3). La documentación anexa incluye tanto el Proyecto de Cierre como su Plan de Desmantelamiento Parcial, puesto que EDP contempla la posibilidad de albergar proyectos alternativos futuros en el emplazamiento de la central, que podrían reutilizar algunas de las instalaciones existentes.

Con fecha 25 de noviembre de 2020, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A. (REE), en calidad de Operador del Sistema (en adelante OS) y Gestor de la Red de Transporte, emitió informe sobre la viabilidad del cierre de la CT SOTO

3, alcanzando la conclusión de que, bajo las hipótesis consideradas, «*el cierre definitivo solicitado es compatible con la seguridad del sistema*». Este informe es descrito con mayor detalle en el apartado '4.3 Informe del Operador del Sistema'.

Con fecha 5 de noviembre de 2020, el Director del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Asturias emitió informe en el que, analizada la documentación aportada con la solicitud, no observa deficiencias, por lo que considera que la tramitación del expediente de cierre y desmantelamiento parcial de la CT SOTO 3 puede continuar en la DGPEM.

Por otra parte, el proyecto de desmantelamiento parcial de la CT SOTO 3 ha sido sometido a evaluación de impacto ambiental simplificada, conforme al procedimiento previsto en la Sección 2ª del Capítulo II del Título II de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Como consecuencia del procedimiento anterior, con fecha 17 de diciembre de 2020 ha tenido entrada en el registro de la CNMC solicitud de la DGPEM de informe preceptivo sobre la Propuesta de Resolución (en adelante 'la Propuesta') por la que se autoriza a EDP el cierre de la CT SOTO 3 (Anexo I), adjuntando el Proyecto de Cierre y Desmantelamiento Parcial de la instalación, así como el Informe del OS, tal y como establecen los artículos 135 y 137 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

2. NORMATIVA APLICABLE

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); en particular, su artículo 21.1 establece que «*la puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones*», y su artículo 53.5 trata de «*la transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas*».
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante RD 1955); en particular, el Capítulo IV de su Título VII («*Procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución*»), establece un procedimiento reglado para la autorización administrativa de cierre de las instalaciones de producción de electricidad, de acuerdo con el cual, a solicitud del titular, la DGPEM podrá autorizar el cierre, una vez haya sido informado éste por el OS y la CNMC.
- Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, modificada por la Ley 5/2013, de 11 de junio (en adelante RD 815/2013); ha

supuesto la inclusión en el ordenamiento jurídico español de las modificaciones que incluye la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales.

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre de evaluación ambiental, que en su artículo 5 considera el proyecto de desmantelamiento entre aquéllos susceptibles de someterse a evaluación ambiental, así como en su artículo 7 determina qué proyectos serán objeto de evaluación de impacto ambiental.

3. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

La Propuesta informada tiene por objeto autorizar a EDP el cierre de la CT SOTO 3, que deberá realizarse en el plazo de doce meses contados a partir de la fecha de la Resolución, así como cancelar la inscripción de esta en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) en el momento en que dicho cierre se haga efectivo. También se indica que, en el plazo máximo de doce meses a partir de la fecha de la Resolución, la CT SOTO 3 quedará declarada indisponible.

Asimismo, se determina que el plazo máximo en el que EDP deberá proceder al desmantelamiento parcial de la CT SOTO 3 es de cuatro años contados a partir de la fecha en que el cierre se haga efectivo.

La Propuesta incluye los siguientes condicionantes, en cumplimiento de lo dispuesto en el RD 1955:

- Si EDP no hubiera procedido al cierre de la CT SOTO 3 en el plazo establecido (doce meses a partir de la fecha de la Resolución), se produciría la caducidad de la autorización.
- El Director del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Asturias levantará tanto Acta de Cierre como Acta de Desmantelamiento cuando se hagan efectivos, dentro de los plazos establecidos en la Resolución, remitiéndolas a la DGPEM.
- Para el desmantelamiento, el titular de la instalación deberá cumplir las medidas y condiciones establecidas en el documento ambiental y en la Resolución de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental que formulará informe de impacto ambiental del proyecto¹.

¹ La Propuesta indica que el proyecto de desmantelamiento de la central ha sido sometido a evaluación de impacto ambiental simplificada, conforme al procedimiento previsto en la Sección 2ª del Capítulo II del Título II de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. A la fecha de elaboración del presente informe, no consta que se haya emitido la correspondiente Resolución que formule informe de impacto ambiental del proyecto de desmantelamiento.

4. CONSIDERACIONES

La CT SOTO 3 está inscrita en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) del MITERD con el número de registro RO1-0005 y con una potencia bruta de 350 MW (potencia neta 346,25 MW). Se trata de una central térmica clásica de carbón que utiliza como combustible carbón de importación y como combustible de apoyo gas natural. En la actualidad la central solo cuenta con esta unidad de generación térmica de carbón, autorizada mediante Resolución de la Dirección General de la Energía de fecha 13 de febrero de 1979 y puesta en servicio el 10 de agosto de 1984, según consta en el Acta de Autorización de Puesta en Marcha. El Grupo 1 de la central, de 67 MW de potencia, fue autorizado con fecha 26 de noviembre de 1958, puesto en servicio el 20 de mayo de 1962 —según Acta de Puesta en Marcha de la misma fecha—, y dado de baja según Acta de Cierre expedida por la Dirección del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Asturias de fecha 21 de enero de 2008. El Grupo 2, de 254 MW de potencia, fue autorizado con fecha 13 de mayo de 1963, puesto en servicio el 28 de septiembre de 1967 —según Acta de Puesta en Marcha de la misma fecha—, y dado de baja según Acta de Cierre expedida por la Dirección del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Asturias con fecha 1 de febrero de 2016².

La central está ubicada en la margen izquierda del río Nalón, inmediatamente después de su confluencia con el río Caudal, en el concejo de Ribera de Arriba, (Asturias). El nivel del suelo se sitúa en la cota +126,500 de referencia del Instituto Geográfico y Catastral, y dista unos 7 kilómetros de la ciudad de Oviedo y unos 40 del puerto del Musel (Gijón). Este emplazamiento permite la disponibilidad de abundante agua de refrigeración, además de buenas comunicaciones por carretera (Autovía A-66, N-630 y N-634) y por ferrocarril (con ramal de acceso directo a la Central por sendas derivaciones de RENFE y FEVE), y la proximidad a las cuencas carboníferas del Caudal, Aller y Nalón, al puerto del Musel, a un gasoducto de transporte propiedad de Enagás y a los centros de consumo de la zona central de Asturias.

La caldera de la CT SOTO 3 fue diseñada para quemar carbones de las cuencas mineras asturianas del Caudal, Turón, Aller y Nalón. En la actualidad se utilizan como combustible base carbones procedentes de las citadas cuencas y carbones de importación, y gas natural como combustible de apoyo. Ocasionalmente se han quemado carbones procedentes de explotaciones mineras leonesas.

La CT SOTO 3 genera energía eléctrica que se distribuye a la red nacional de alta tensión a través de parques y líneas de 132, 220 y 400 kV, que conectan la central con los principales centros de consumo dentro de Asturias, así como con el mercado nacional a través de León y Santander.

² Tras la emisión del correspondiente informe preceptivo de la CNMC de fecha 7 de mayo de 2015 ([INF/DE/056/15](#)).

Adicionalmente al grupo térmico convencional CT SOTO 3, dentro del emplazamiento, en el margen derecho del río y también de propiedad de EDP, se sitúan dos ciclos combinados, SOTO 4 y SOTO 5, que utilizan gas natural como combustible principal, con una potencia instalada de 432 y 434 MW respectivamente, y que iniciaron su actividad en noviembre de 2008 (SOTO 4) y en enero de 2011 (SOTO 5). Estos ciclos comparten parte de la infraestructura existente de la Central Térmica Soto de Ribera, la cual deberá mantenerse en operación tras el cierre de la CT SOTO 3.

Tal y como determina el artículo 135.2 del RD 1955, la documentación recibida de la DGPEM incluye el Proyecto de Cierre y Desmantelamiento parcial de la CT SOTO 3, donde se detallan las circunstancias técnicas, económicas, ambientales o de cualquier otro orden por las que se pretende el cierre, así como los planos actualizados de la instalación a escala adecuada, y la descripción de los trabajos a realizar para hacer efectivo el cierre y desmantelamiento parcial de la central.

Según se indica en el mencionado Proyecto de Cierre, la CT SOTO 3 ya ha cumplido 36 años de servicio y 209.559 horas de funcionamiento. La central Térmica de Soto de Ribera cuenta con Autorización Ambiental Integrada mediante Resolución de 28 de abril de 2008 de la Consejería de Medio Ambiente y Desarrollo rural del Principado de Asturias, modificada posteriormente por resoluciones de 28 de diciembre de 2009, 23 de abril de 2014 y 21 de marzo de 2019.

A lo largo de la explotación de la CT SOTO 3 se han realizado diversas adaptaciones de la instalación, derivadas tanto de las mayores exigencias ambientales como de las necesarias mejoras de rendimiento y flexibilidad para mantener la competitividad de este Grupo dentro del mercado energético. Entre otras, se ha instalado una unidad de desulfuración de gases de combustión (FGD) en el año 2007, una unidad de desnitrificación de gases de combustión (SCR) en el año 2017 y se ha realizado el cambio de combustibles líquidos auxiliares (gasoil y fueloil) por gas natural también en el año 2017. Estas inversiones, de importante cuantía económica, se realizaron con la intención de continuar la actividad industrial de la central en tanto que el mercado lo permitiese. Su producción anual máxima fue de 2.732 GWh en 2005, año a partir del cual ésta ha ido disminuyendo, con fluctuaciones, tal y como reflejan los siguientes datos:

Año	Consumo de carbón (kt)	Horas de funcionamiento	Energía Bruta (GWh)
2005	1.116	8.438	2.732
2006	1.029	8.283	2.481
2007	843	6.953	1.977
2008	419	3.872	937
2009	352	3.441	863
2010	290	3.105	689

Año	Consumo de carbón (kt)	Horas de funcionamiento	Energía Bruta (GWh)
2011	621	4.232	1.224
2012	531	3.589	1.118
2013	337	2.185	702
2014	401	2.755	873
2015	916	7.261	2.199
2016	484	4.245	1.168
2017	635	5.267	1.528
2018	436	3.930	1.056
2019	27	290	74
2020 ³	0	2	0

Sin embargo, EDP argumenta que los cambios sufridos en el mercado energético en los últimos años, con un crecimiento de los precios en los mercados de derechos de emisiones de CO₂ y bajos precios del gas natural, que decantan el hueco térmico de generación de electricidad hacia la tecnología de ciclos combinados en detrimento de las centrales térmicas de carbón, así como la tendencia progresiva hacia la descarbonización del mercado energético. Esto ha provocado una progresiva reducción de las horas de funcionamiento de la central, lo que, unido a que no existe un mecanismo de pagos por capacidad ni otro tipo de ingresos que permitan cubrir regularmente los gastos asociados a su explotación, hace económicamente inviable su continuidad.

Por otra parte, EDP recuerda que la central no resulta necesaria para la seguridad del sistema y la garantía de suministro eléctrico en su zona de implantación, vista la evolución de sus horas de funcionamiento en los últimos años.

En consecuencia, EDP ha solicitado autorización para el cierre definitivo de la CT SOTO 3 a partir del 31 de diciembre de 2020, así como para su desmantelamiento parcial según las necesidades de los distintos proyectos en estudio para posibles aprovechamientos de las instalaciones, algunos de los cuales pasarían por la reutilización de parte de las instalaciones actuales.

4.1 Características y equipos principales de la central

Los principales sistemas que conforman el proceso productivo de la central y los equipos relevantes que los componen se describen a continuación.

4.1.1 Sistema de condensado

a) Condensador:

- Diseño: Marley Heat Transfer Company.
- Tipo: de superficie (16.687m²) y doble paso.

³ Datos actualizados a junio de 2020.

- Presión de vacío: 0,06 a 0,12 kg/cm².
 - Generación de vacío: Dos bombas de dos etapas, de anillo líquido.
- b) Bombas de condensado:
- Diseño: Worthington.
 - Número y tipo: Dos, centrífugas verticales.
 - Caudal: 1051 m³/h.
 - Potencia: 1.080 kW.
 - Presión: 30 kg/cm².
- c) Calentadores de agua de Baja Presión:
- Diseño: Marley Heat Transfer Company.
 - Número y tipo: Cuatro, horizontales de carcasa y tubos en U.
- d) Desgasificador:
- Diseño: Graver.
 - Tipo: intercambiador de calor horizontal de bandejas.
 - Dimensiones: Dos metros de diámetro x ocho metros de longitud.

4.1.2 Sistema de agua de alimentación

- a) Motobombas de agua de alimentación:
- Diseño: Ingersoll Rand.
 - Número y tipo: Dos, centrífugas horizontales de cuatro etapas, modelo 6x13CA-4, equipada con bomba de refuerzo.
 - Caudal: 650 t/h.
 - Potencia: 5.300 kW.
 - Presión: 215 kg/cm².
- b) Turbobomba de agua de alimentación:
- Diseño: Ingersoll Rand.
 - Número y tipo: Una, centrífuga horizontal de cuatro etapas, modelo 75CHTA-4, equipada con bomba de refuerzo.
 - Caudal: 650 t/h.
 - Potencia: 5.300 kW.
 - Presión: 215 kg/cm².
- c) Calentadores de agua de Alta Presión:
- Diseño: Marley Heat Transfer Company.
 - Número y tipo: Dos, horizontales de carcasa y tubos en U.

4.1.3 Sistema de agua-vapor de caldera

- a) Caldera: La caldera es de diseño Combustion Engineering, de tipo radiación con circulación asistida y fuegos tangenciales con quemadores en las

esquinas. Está revestida de material refractario aislante y de una envolvente en chapa de acero galvanizado y soportada por una estructura metálica de la cual queda suspendida para permitir las dilataciones descendentes al elevarse la temperatura. Sus características principales son:

- Tipo: Circulación asistida con tiro equilibrado y fuegos tangenciales.
- Diseño: Combustion Engineering.
- Combustible: Carbón pulverizado como combustible principal y gas natural de apoyo.
- Quemadores: 24 quemadores de carbón en 6 niveles y 12 quemadores de gas natural en 3 niveles.
- Producción de vapor: 1.120 t/h.
- Presión y temperatura de vapor sobrecalentado: 208 kg/cm² a 540 °C.
- Presión y temperatura de vapor recalentado: 44 kg/cm² a 540 °C.
- Bombas de recirculación de caldera: Tres bombas KSB LUVc 2x300-412-1.

b) Calentadores de aire regenerativos:

- Diseño: The Air Preheater Company.
- Número y Tipo: Dos, regenerativos tipo Ljünstrom modelo 30 VI 96.

4.1.4 Sistema de combustibles

a) Molinos:

- Diseño: Combustion Engineering.
- Número y tipo: Seis, Raymond CE-943 RP de taza móvil y tres rodillos. Presurizados.
- Capacidad: 64 t/h.
- Potencia: 1.890 kW.
- Temperatura salida mezcla aire-carbón: 85 °C.
- Alimentadores de carbón: Seis, diseño Merrick volumétricos, de capacidad 64 t/h.

b) Estación de Regulación y Medida de Gas Natural (ERM): Instalada en 2017 para eliminación de combustibles líquidos de apoyo (fueloil y gasoil), mediante sustitución por gas natural. Estación reductora de presión desde la red de transporte hasta la presión de distribución interna en la central (de 70 a 5 bar). Línea con doble sistema de acondicionamiento de gas y medida.

4.1.5 Sistema de Turbogenerador

a) Turbina:

- Diseño: Westinghouse.
- Número de cuerpos y extracciones: Un cuerpo de AP-MP de trece etapas en AP (una de acción y doce de reacción) y nueve etapas en MP, y un

cuerpo de BP de doble flujo con 2 x 7 etapas. Dispone de una extracción en el escape de la turbina de alta presión, dos en media presión y cuatro en baja presión.

- Potencia: 350 MW.
- Velocidad: 3.000 revoluciones por minuto (r.p.m.).
- Presión vapor admisión: 169,8 kg/cm².
- Temperatura vapor admisión: 537,8 °C.
- Presión vapor recalentado: 40 kg/cm².
- Temperatura vapor recalentado: 537,8 °C.

b) Alternador:

- Diseño: Westinghouse.
- Tipo: Síncrono, tres fases, 50Hz, rotor de dos polos, 3.000 r.p.m.
- Refrigeración: H₂.
- Tensión nominal: 20 kV.
- Potencia: 429 MVA.

4.1.6 Sistema de agua de circulación

a) Bombas de circulación del condensador:

- Diseño: Ingersoll Rand.
- Número y tipo: Dos, centrífugas verticales.
- Caudal: 312 m³/min.
- Potencia: 1.005 kW.
- Presión: 1,6 kg/cm².

b) Torre de refrigeración: Una torre de tiro natural hiperbólica de 106,8 metros de altura, construida en hormigón con relleno de paquete de distribución de flujo de agua en fibrocemento, diseño de The Marley Company.

4.1.7 Sistema de agua de refrigeración auxiliar

Sistema con circuito de refrigeración en circuito abierto (dos bombas de 22 kW, 3,2 kg/cm²) y circuito de refrigeración en circuito cerrado (dos bombas de 80 kW, 7,2 kg/cm²), así como dos cambiadores de calor horizontales de tubo recto y carcasa para interacción entre ambos circuitos, de seis metros de longitud por un metro de diámetro y 1.220 tubos.

4.1.8 Sistema de aire-humos

a) Ventiladores:

- Dos ventiladores de tiro forzado de diseño Mitsubishi, de flujo axial, una etapa y eje horizontal, de 1.490 r.p.m., 930 kW de potencia y caudal de 555.060 Nm³/h.

- Dos ventiladores de tiro inducido de diseño Mitsubishi, de flujo axial, dos etapas y eje horizontal, de 735 r.p.m., 2.096 kW de potencia y caudal de 1.209.840 Nm³/h.
- Dos ventiladores de aire primario de diseño Mitsubishi, de flujo centrífugo, una etapa y eje horizontal, de 1.470 r.p.m., 1.890 kW de potencia y caudal de 362.040 Nm³/h.

b) Precipitador electrostático:

- Diseño: Lurgi.
- Número y Tipo: Dos, tipo BS 672, con 5 campos de 40 kV por electrofiltro, y 40 tolvas de recogida de polvo en total.

c) Chimenea:

- Tipo: Conducto de ladrillo cerámico, con fuste de hormigón.
- Altura: 200 metros.

4.1.9 Sistema de cenizas

Dispone de un sistema de cintas de cenizas para transporte desde los silos de recogida hasta el depósito de cenizas de la central, con nueve cintas de una longitud total de 1.600 metros y 480 t/h de capacidad.

- Diseño: United Conveyor.
- Tipo: Sistema de transporte de cenizas neumático, con tres soplantes de transporte, soplantes de fluidificación de tolvas de precipitador y silos. Dos silos de hormigón de 22 metros de altura y 13 de diámetro.

4.1.10 Sistema de escorias

Dispone de un sistema de bombeo con cinco bombas de alta presión y tres bombas de baja presión. Utiliza el mismo sistema de cintas para transporte desde los silos hasta el depósito.

- Diseño: United Conveyor, modificado en 2007 por Hitachi-Cobra.
- Tipo: Sistema de transporte de escorias vía húmeda, con recogida en el cenicero de la caldera, tres silos de escoria (dos en hormigón y uno metálico), dos tanques de almacenamiento y un decantador lamelar de cuatro cuerpos.

4.1.11 Sistema de desulfuración de gases

Dentro de los sistemas de depuración de gases de combustión, en el año 2007 se instaló un sistema de desulfuración de gases (FGD), de diseño Hitachi con tecnología de desulfuración por vía húmeda y oxidación forzada, empleando caliza como material absorbente y obteniendo yeso como producto.

Dispone de un sistema de molienda de caliza, absorbedor para oxidación del SO₂ de los gases, sistema de extracción de lechada de yeso y de secado y transporte de yeso a camión mediante cintas transportadoras y silo de yeso. En

el circuito de gases, además de las necesarias modificaciones en los conductos de gases de la central, se dispone de un ventilador de refuerzo (Booster Fan) para vencer la pérdida de carga adicional en el circuito, y de un intercambiador de calor de gases (Gas-Gas Heater) para cumplir los requerimientos del sistema.

4.1.12 Sistema de desnitrificación de gases

En el año 2017 se instaló un sistema de desnitrificación de gases (SCR), de diseño Mitsubishi- Hitachi, con tecnología de reactor con catalizador para reducción de los óxidos de nitrógeno presentes en los gases de combustión por reacción con amoníaco como agente reductor.

Dispone de un sistema de descarga y almacenamiento de solución amoniacal, reactor con catalizador de placas e inyección de solución amoniacal vaporizada, y sistema de extracción de cenizas en la base del reactor.

4.1.13 Sistema de carboneo

Comprende la descarga, transferencia y red de cintas de carboneo, incluyendo:

- Tres tolvas de descarga por ferrocarril (vagones de descarga inferior) y una tolva de descarga por camión.
- Dos puentes de pesada en vías de ferrocarril.
- Red de diecinueve cintas transportadoras para alimentación de carbón a tolvas desde el parque de carbón, con sala de control propia.
- Dos básculas de camiones.
- Parque de carbón de 32.000 m², incluidos sus viales, de 400.000 toneladas de capacidad aproximada, dotado de rotopala de recogida y apilado, tolva de descarga de camiones y cintas de transporte de carbón. Existe un parque complementario situado en la margen derecha del río, con una superficie de 31.000 m² y 400.000 toneladas de capacidad.
- Playa de vías de ferrocarril (ancho FEVE y RENFE) de 15.000 m² para movimiento de vagones y cisternas.

4.1.14 Sistema eléctrico

a) Transformadores:

- Principal: Tres transformadores monofásicos marca GEE, de 143 MVA de potencia y relación de transformación 736/20 kV.
- Auxiliar: Transformador trifásico marca GEE, de 43 MVA de potencia y relación de transformación 20/6,3 kV.
- De arranque: transformador trifásico marca GEE, de 43 MVA de potencia y relación de transformación 138/6,3 kV.

b) Centros de transformación y distribución eléctrica:

- Distribución Eléctrica Interior.

- Sistema 6,3 kV.
- Sistemas centros de potencia y cuadros 400 V.
- Sistemas centros control de motores 400 V.
- Sistema 400/231 V.
- Sistema 125 V c.c.
- Sistema 120 V c.a. ininterrumpida.

c) Instrumentación y mando:

- Sistema de control distribuido de caldera, turbogrupos y auxiliares: Emerson Ovation.

4.1.15 Sistema de acondicionamiento de agua de proceso, dosificación química y tratamiento de efluentes

- a) Planta de pretratamiento de agua bruta de aportación, con decantador de lamelas de cuatro secciones con recogida de lodos decantados por puente de rasquetas y dosificación de hipoclorito sódico, cloruro férrico y polielectrolito.
- b) Equipo de Desmineralización de agua: Diseño Hungerford & Terry. Cadena doble, con filtración de lecho de antracita y arena, cambiador de cationes, desgasificación, cambiador de aniones, cambiador de lechos mixtos y cámara de esponjamiento y lavado.
- c) Tanques de agua desmineralizada: Dos tanques de 450 m³ de capacidad cada uno.
- d) Sistema de dosificación química de agua del ciclo.
- e) Sistema de dosificación química de agua de refrigeración.
- f) Planta de tratamiento de efluentes compuesta por:
 - ⇒ Decantador lamelar Densadeg de 200 m³/h
 - ⇒ Decantador Acentrifloc de 158 m³/h
 - ⇒ Flotador de 200 m³/h
 - ⇒ Espesador de fangos.
 - ⇒ Una balsa de 100 m³ del sistema de clarificación y tratamiento de fangos.
 - ⇒ Separador de aceites para las escorrentías
 - ⇒ Dos balsas de almacenamiento de 500 m³ de los sistemas de captación de trasiego de las escorrentías del parque de carbones y zonas anexas.
 - ⇒ Balsa de neutralización de efluentes químicos de 290 m³.
 - ⇒ Planta de tratamiento de agua de aseos (actualmente en desuso).
 - ⇒ Planta de tratamiento de efluentes de la Desulfuradora (PTE FGD)

4.1.16 Instalaciones complementarias

- Edificio de turbinas, con dos plantas. En este edificio se encuentran la sala de control, el taller de mantenimiento eléctrico, y una planta intermedia de equipos electrónicos como principales componentes.
- Edificio de tratamiento de agua, con oficinas y laboratorio de carbonos, de tres plantas y 160 m².
- Otros almacenes: Almacenes de zona de Ferreros (calorifugado, FGD y almacén de yeso) y almacén de la central, ubicados en la margen derecha del río. Almacén de aceites entre edificio de oficinas y parque de carbón.
- Edificios de vestuarios de personal propio de 225 m² y para personal de empresas exteriores de 600 m².
- Depósito de cenizas y escorias de 376.000 m² de extensión, con capacidad para un volumen de cuatro millones de metros cúbicos, situado al este de la central, dentro del municipio de Oviedo. Está enlazado con la central por una red de cintas de transporte de escorias y cenizas, y dispone de una planta de tratamiento de escorrentías.
- Tanque de fueloil subterráneo de 1.600 m³ y aéreos de 6.000 m³ y 140 m³, fuera de servicio tras el cambio a gas natural como combustible auxiliar.

Como infraestructuras e instalaciones comunes más importantes y que podrán mantener su operatividad después del cierre de la CT SOTO 3, cabe destacar las siguientes:

- Puentes de acceso a la central y toma de agua sobre el río Nalón:
 - ⇒ Puente principal de 14 metros de ancho aproximadamente, con infraestructura viaria de carretera de doble carril de 6 metros de ancho y vía para ancho de RENFE. Sirve además de azud de la toma de agua de la central, provisto de 7 compuertas móviles de 7 metros de ancho, y una pequeña compuerta de mantenimiento de flujo y limpieza. Junto a esta compuerta se sitúa la toma de agua de la central, con 4 rejillas móviles con balsa de almacenamiento a la salida, y la caseta de vigilancia y control de acceso a la central.
 - ⇒ Un segundo puente, también sobre el río Nalón, ubicado al norte del principal. Es una estructura básica de tablero y apoyos de 8 metros de anchura, dotado de infraestructura de carretera, que da acceso a la margen derecha del río, donde se localizan almacenes, un parque complementario de almacenamiento de carbón, así como los grupos de ciclo combinado (SOTO 4 y SOTO 5).
- Edificio común de almacenes, taller mecánico y oficinas principales, de tres plantas y 1.050 m².
- Subestación eléctrica de 132 kV de doble barra con acoplamiento, 3 líneas de salida, Transformador de Servicios Comunes, Transformador de Arranque de la CT SOTO 3 y Autotransformador 132/220 kV. En este Parque está ubicado el módulo de salida de la CT SOTO 3, de 400 kV, con el transformador principal y el transformador alternativo de la CT SOTO 3 para salida en 132 kV, así como el transformador de servicios auxiliares.

4.2 Plan de Desmantelamiento parcial de la central

En el documento denominado '*Proyecto de cierre del Grupo 3 de la Central Térmica Soto de Ribera*' se informa que, una vez concluido el proceso administrativo de cierre de la CT SOTO 3 y obtenida la pertinente autorización, se realizarán tareas de desmantelamiento parcial del grupo, si bien EDP baraja la posibilidad de acometer proyectos alternativos en el emplazamiento de la central, algunos de los cuales pasarían por la reutilización de parte de las instalaciones actuales, por lo cual se plantea un desmantelamiento parcial.

Como materialización del acto administrativo de cierre del Grupo, se desconectará el transformador de salida de la CT SOTO 3 de la línea de conexión con la subestación de 400 kV y de 132 kV o, alternativamente, la conexión entre el generador de la central y los transformadores principal y de 132 kV.

Se prevé que el desmantelamiento parcial incluido en este alcance se efectúe en el plazo de cuatro años a partir de la obtención de los permisos necesarios para acometer los trabajos.

En el desmantelamiento se prevé una presencia mínima y localizada de materiales con contenido en amianto, por lo que se dispondrá de personal especialista en la manipulación de este material —empresa especializada en desamiantado, inscrita en el Registro de Empresas con Riesgo de Amianto (RERA)— para su retirada siguiendo un plan de trabajos de amianto específico a tal efecto, así como ante la previsión de contingencia en caso de que detectarse algún resto de equipos previos o no detectados con anterioridad.

Los trabajos de achatarramiento de los equipos y demolición de bancadas se realizarán con empresas auxiliares especialistas en demolición.

Los equipos que se prevé desmantelar dentro del alcance inicial, y que se concretarán en el Proyecto de Desmantelamiento específico para esta tarea, se relacionan a continuación de forma no exhaustiva:

- Precipitador electrostático.
- Sistema de desnitrificación de gases (SCR).
- Sistema de desulfuración de gases (FGD).
- Chimeneas del Grupo 3 y del Grupo 2. Conductos de gases a chimenea de la CT SOTO 3.
- Caldera.
- Ventiladores de tiro inducido.
- Ventiladores de tiro forzado.
- Ventiladores de aire primario.
- Molinos y alimentadores de carbón.
- Sistema de cenizas (silos de almacenamiento, cintas, soplantes).

- Sistema de escorias.
- Sistema de carboneo (cintas, rotopala, parques de carbón).

El resto de los equipos que forman parte de la CT SOTO 3 serán desmantelados en fases posteriores, en función del desarrollo de proyectos futuros en el emplazamiento.

4.3 Informe del Operador del Sistema

En cumplimiento del artículo 137 del RD 1955, se ha incluido en la documentación remitida el informe previo del OS sobre la solicitud de autorización de cierre, emitido, ante la solicitud recibida de la DGPEM, con fecha 25 de noviembre de 2020. Dicho informe evalúa la incidencia en la seguridad del sistema eléctrico y en la garantía de suministro que supondría el cierre de la CT SOTO 3. El OS informa que EDP solicitó al MITERD, mediante escrito de fecha 28 de octubre de 2020, autorización administrativa para proceder al cierre de la CT SOTO 3 a partir del 31 de diciembre de 2020. Se trata de una central de la que queda en funcionamiento un grupo térmico de carbón, puesta en servicio en 1984 y con una potencia neta de 346 MW. Además, se informa de la producción de la central en los últimos cinco años (2015 a 2019) y hasta el 16 de noviembre de 2020⁴ y del número de horas equivalentes de funcionamiento a plena carga en el mismo periodo⁵. En cuanto al el número de horas en las que la central fue programada por restricciones técnicas a lo largo de los últimos cinco años, se ha visto reducida hasta tan solo 11 horas en 2019, si bien en el período transcurrido desde el 1 de enero al 16 de noviembre de 2020 la central ha participado en 72 horas en la resolución de restricciones técnicas del sistema⁶.

4

Central	Potencia neta (MW)	Producción (GWh)					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 hasta 16/11/2020
Soto de Ribera 3	346	2.071	1.097	1.434	992	70	22

5

Central	Potencia neta (MW)	Horas equivalentes funcionamiento a plena carga					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 hasta 16/11/2020
Soto de Ribera 3	346	5.982	3.168	4.143	2.865	201	63

6

Central	Potencia neta (MW)	Horas con participación en restricciones técnicas de red					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020 hasta 16/11/2020
Soto de Ribera 3	346	—	265	346	262	11	72

El informe del OS realiza una evaluación de impacto del cierre de la CT SOTO 3 en la cobertura del sistema desde un punto de vista de nudo único, mediante un análisis probabilista para evaluar el riesgo de déficit de cobertura, considerando la incertidumbre asociada a las siguientes variables:

- Demanda de potencia.
- Aportación de tecnologías renovables: eólica y solar, y la disponibilidad de recurso hidráulico.
- Disponibilidad del equipo generador térmico, teniendo en cuenta indisponibilidades programadas e indisponibilidades sobrevenidas.

Y teniendo en cuenta las siguientes hipótesis:

- Se parte de la potencia renovable instalada actualmente.
- Se han considerado fuera de servicio los grupos de carbón que han solicitado el cierre en los últimos tres años y para los que el OS no ha identificado condiciones incompatibles con el mismo.
- Se consideran medias históricas por tecnología de potencia en mantenimiento para cada mes.
- Las series históricas de producción eólica y solar se normalizan con las series históricas de potencia instalada para que el tratamiento estadístico de su aportación sea homogéneo.
- Se ha estimado una recuperación de la demanda de energía en el medio plazo, después de la disminución prevista en 2020.
- No se cuenta con la aportación de los intercambios internacionales. Las situaciones con el margen de cobertura más ajustado son situaciones con baja producción renovable. En estas situaciones, por ubicación geográfica, Portugal se encontrará con las mismas dificultades que España. En cuanto a un posible apoyo desde Francia, teniendo en cuenta sus dificultades de los últimos años para cubrir su propia demanda punta en invierno, sólo sería prudente considerarlo para cubrir la punta de verano.

Se han utilizado las series históricas de las variables mencionadas anteriormente para generar múltiples escenarios por simulación de Montecarlo⁷, repitiendo el proceso para todas las horas del año, con objeto de cuantificar el riesgo de déficit de cobertura a través del índice LOLE⁸ de fiabilidad. De acuerdo con este análisis probabilista, el cierre solicitado es compatible con la seguridad del suministro del Sistema Peninsular Español, habiéndose obtenido un valor del índice LOLE de 0,0202 horas/año, lo que indica una probabilidad muy poco significativa de afrontar situaciones con déficit de cobertura debido al cierre de la central⁹.

⁷ Método estadístico mediante variables aleatorias y la transformación de estas en variables discretas o continuas.

⁸ *Loss of Load Expectation*. Índice que mide el número esperado de horas con déficit de cobertura a lo largo de un periodo de estudio.

⁹ Se considera que 3 horas/año es un valor límite aceptable (valor utilizado por Bélgica, Francia y Reino Unido).

Además de la anterior simulación probabilística, se ha estimado el balance eléctrico en los dos años siguientes al cierre solicitado, con objeto de estimar la variación en el reparto de tecnologías, teniendo en cuenta también la previsión de instalación de potencia renovable adicional según los valores estimados para el año 2025 en la versión actualizada del borrador del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC). Se ha considerado un saldo de intercambios internacionales importador —se prevé una tendencia continuista respecto a Portugal y Marruecos, y un incremento de la exportación hacia Francia— y se han observado los resultados tanto bajo la hipótesis de hidráulicidad media como de hidráulicidad seca. Bajo ambas hipótesis la disminución de producción de carbón se ve sustituida, en términos globales, por la mayor aportación de energías renovables, que también inciden en una menor producción de ciclos combinados¹⁰.

En los años posteriores a 2022, se estima que el crecimiento moderado de la demanda de energía se compensará con el incremento en potencia instalada renovable.

El OS también realiza un análisis de la seguridad zonal, recordando que la CT SOTO 3 está ubicada en la comunidad autónoma de Asturias, que tiene una potencia instalada de 346 MW y vierte su generación en la Subestación a 400 kV Soto de Ribera, en la que también vierten su generación los ciclos combinados de Soto de Ribera, el Grupo 4 con una potencia máxima neta de 426 MW y el Grupo 5 con una potencia máxima neta de 428 MW. En los análisis zonales efectuados por el OS con la central desacoplada, considerando una demanda elevada y bajo recurso renovable, incluido el hidráulico, no se han detectado incumplimientos de los criterios de seguridad frente a contingencias. En los análisis de seguridad se ha tenido en cuenta la indisponibilidad de al menos un grupo de la Central Térmica Aboño, así como del Grupo 4 o del Grupo 5 de la Central Soto de Ribera.

Por último, el OS pone de manifiesto que en los últimos años la participación de la CT SOTO 3 ha sido baja en cuanto a cobertura de la demanda, así como en la resolución de restricciones técnicas, observando que otras centrales de la zona pueden cubrir su ausencia como los mencionados Grupos 4 y 5 de la Central Térmica Soto de Ribera y la Central Térmica Aboño.

El Informe concluye, por tanto, que, bajo las hipótesis utilizadas en el análisis, *«se considera que el cierre definitivo solicitado es compatible con la seguridad del sistema»*. Si bien se indica que, si las condiciones de entorno del sistema eléctrico se modificaran como consecuencia de la senda de transición energética que se elija, los resultados que se derivan del análisis realizado deberían ser reevaluados.

¹⁰ En situaciones con baja aportación de renovables, serán las centrales de ciclo combinado las que sustituyan el funcionamiento de la CT SOTO 3.

5. CONCLUSIÓN

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC no tiene observaciones a la Propuesta de Resolución por la que se autoriza a EDP ESPAÑA, S.A.U el cierre de la Central Térmica de Soto de Ribera, en el término municipal de Ribera de Arriba (Asturias).

ANEXO I: Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se autoriza a EDP ESPAÑA, S.A.U. el cierre de la Central Térmica de Soto de Ribera, en el término municipal de Ribera de Arriba, en Asturias



MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA

DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA
ENERGÉTICA Y MINAS

SGEE/Propuesta Resolución AA cierre CTSR_GR3

Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se autoriza a EDP España S.A.U., el cierre de la Central Térmica de Soto de Ribera, situada en el término municipal de Ribera de Arriba, en Asturias.

Con fecha 6 de noviembre de 2020 ha tenido entrada en el Registro de este Ministerio escrito del Área de Industria y Energía de la Delegación de Gobierno en Asturias en el que remite solicitud, de fecha 29 de octubre de 2020, presentada por EDP España S.A.U. de autorización administrativa para el cierre, a partir del 31 de diciembre de 2020, del Grupo 3 de la Central Térmica Soto de Ribera (CTSR), de 341 MW de potencia neta, situada en el término municipal de Ribera de Arriba, en la provincia de Asturias.

Conforme a lo dispuesto el artículo 53.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el artículo 137 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, el 13 de noviembre de 2020 se solicitó a Red Eléctrica de España, en su calidad de Operador del Sistema, informe previo relativo a dicho cierre.

El 25 de noviembre de 2020 se recibió en el Registro de este Ministerio el informe solicitado, en el cual Red Eléctrica de España, S.A. concluye que el cierre definitivo solicitado es compatible con la seguridad del sistema.

El Área de Industria y Energía de la Delegación de Gobierno en Asturias emitió, en fecha 5 de noviembre de 2020, informe sobre dicho cierre.

Se remite la propuesta de resolución a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para emisión de informe preceptivo.

El proyecto de desmantelamiento parcial del Grupo 3 de la Central Térmica Soto de Ribera (CTSR) ha sido sometido a evaluación de impacto ambiental simplificada, de conformidad con el procedimiento previsto en la Sección 2ª del Capítulo II del Título II de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Por todo lo anterior, teniendo en cuenta lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, esta Dirección General de Política Energética y Minas resuelve:

Pº de la Castellana, 160
28071 – Madrid
Tif.: 91 349 40 00



Primero. - Autorizar a EDP España S.A.U. el cierre del Grupo 3 de la Central Térmica Soto de Ribera, que deberá realizarse en el plazo de doce meses contados a partir de la fecha de la presente Resolución.

Segundo. - Cancelar la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica del Grupo 3 de la Central Térmica Soto de Ribera en el momento en que el cierre de la central se haga efectivo de acuerdo con lo previsto en la presente Resolución.

Tercero.- En el plazo máximo de doce meses a partir de la fecha de la presente Resolución, el Grupo 3 de la Central Térmica Soto de Ribera quedará declarado indisponible y, en su caso, EDP España S.A.U., perderá cualquier derecho de cobro en aplicación de la Disposición Adicional 2ª de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008

Cuarto. – EDP España S.A.U. deberá proceder al desmantelamiento de la central en el plazo máximo de cuatro años contados a partir de la fecha en que el cierre se haga efectivo.

Esta autorización se concede sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, en especial la licencia de obras de carácter municipal y de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, con las condiciones especiales siguientes:

1. Si EDP España S.A.U. no hubiera procedido al cierre del Grupo 3 de la Central Térmica Soto de Ribera en el plazo establecido en el apartado primero de la presente Resolución, se producirá la caducidad de la autorización.
2. A estos efectos, el Director del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Asturias levantará Acta de Cierre cuando éste se haga efectivo, remitiendo la misma a esta Dirección General de Política Energética y Minas.
3. El titular de la instalación deberá cumplir para el desmantelamiento las medidas y condiciones establecidas en el documento ambiental y en la Resolución, de fecha XXX de la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental, por la que se formula informe de impacto ambiental del proyecto.



4. El Director del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Asturias levantará Acta de Desmantelamiento cuando éste se haga efectivo dentro del plazo establecido en el apartado cuarto de la presente Resolución, remitiendo la misma a esta Dirección General de Política Energética y Minas.