



Grupo Red Eléctrica

**Informe de Gestión Intermedio
Consolidado del periodo de seis
meses finalizado el 30 de junio de
2017**



Índice

1	HECHOS IMPORTANTES ACAECIDOS EN EL EJERCICIO	1
2	EVOLUCIÓN Y RESULTADOS DE LOS NEGOCIOS.....	4
3	PRINCIPALES RIESGOS E INCERTIDUMBRES DEL PRÓXIMO SEMESTRE ...	5
4	HECHOS POSTERIORES AL 30 DE JUNIO DE 2017	7



INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO

1 HECHOS IMPORTANTES ACAECIDOS EN EL EJERCICIO

ACTIVIDAD EN ESPAÑA

Red Eléctrica de España (en adelante REE), como transportista y operador del sistema eléctrico español, tiene la misión de asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico español y garantizar en todo momento la continuidad y seguridad del suministro eléctrico. Para ello, supervisa y coordina el sistema de generación y transporte y gestiona el desarrollo de la red de transporte. La compañía ejerce esta misión bajo los principios de neutralidad, transparencia, independencia y eficiencia económica con el objetivo de contribuir a prestar un servicio eléctrico seguro, eficiente y de calidad para el conjunto de la Sociedad.

El total de inversiones del Grupo Red Eléctrica en España a junio de 2017 ha alcanzado los 156 millones de euros, de los cuales 144,5 millones de euros se destinaron al desarrollo de la red de transporte nacional.

De las puestas en servicio durante el primer semestre de 2017, cabe destacar la puesta en funcionamiento el 30 de junio de un transformador desfasador de 550 MVA en la línea de interconexión de 220 kV entre la subestación de Arkale (Oyarzun, Guipúzcoa) y Argia (Francia), un elemento que actúa como un limitador de potencia posibilitando que parte de la energía se encamine por otra vía más descongestionada. Esta instalación es un elemento clave para aumentar la capacidad de intercambio con Europa y la seguridad de suministro. Por ello, ha sido declarada Proyecto de Interés Común por la Unión Europea al incrementar la seguridad de suministro y reforzar los intercambios internacionales de energía eléctrica con el suroeste de Europa, lo que resultará imprescindible para un mayor aprovechamiento de las energías renovables y para la creación de un Mercado Único de la Energía en Europa.

Sistema eléctrico peninsular

En el primer semestre de 2017 los hechos más destacables, han sido:

La demanda de energía eléctrica peninsular se situó en 125.048 GWh, lo que supone un aumento del 1,1% respecto a la del primer semestre del 2016. Corregidos los efectos del calendario y las temperaturas el aumento ha sido del 1,5%.

Los máximos de demanda de potencia media horaria y de energía diaria se alcanzaron ambos el 18 de enero con 41.015 MW y 838 GWh, ambos superiores en un 7,3% y 7,2% respecto a los máximos alcanzados en el primer semestre de 2016.

En cuanto a la cobertura de la generación, un 37,6% se ha cubierto con la producción de origen renovable, 12,8 puntos porcentuales por debajo del mismo periodo de 2016.

Los máximos de potencia instantánea y de energía diaria en lo que respecta a la energía eólica se alcanzaron respectivamente el 28 de junio y el 5 de febrero con 15.829 MW y 315 GWh, ambos inferiores en un 9,6% y 14,0% respecto a los máximos alcanzados en el primer semestre de 2016.

El saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica vuelve a presentar un signo importador tal como ocurrió en el año pasado, alcanzando en el primer semestre de 2017 un valor de 5.074 GWh, registrándose un incremento del 36,3% respecto al mismo periodo de 2016.



El comportamiento de la red de transporte de REE en la península ha sido de nuevo excelente: la disponibilidad total provisional de la red hasta junio ha alcanzado el 98,45%, similar al índice del mismo periodo del año anterior (98,51%). Los indicadores de continuidad del suministro continúan mostrando el alto grado de seguridad y calidad de suministro proporcionado por las instalaciones de Red Eléctrica, situándose por debajo de los valores de referencia establecidos en el Real Decreto 1955/2000, con una ENS (energía no suministrada) y un TIM (tiempo de interrupción medio) acumulados a junio de 2017 de 32,48 MWh y 0,068 minutos respectivamente, (6,50 MWh y 0,014 minutos en 2016).

Sistemas eléctricos no peninsulares

En cuanto al sistema eléctrico balear, en comparación con el mismo periodo del año anterior, la demanda en Baleares hasta Junio de 2017 ha aumentado un 3,0%. La contribución de la temperatura ha tenido un efecto positivo sobre la demanda del 1,6%.

El enlace HDVC-250 kV Morvedre-Santa-Ponsa continúa aportando seguridad y calidad de suministro. Con la energía proveniente de la península se ha cubierto un 17,6% de la demanda de este sistema (22,6% en 2016).

En el sistema eléctrico canario, la demanda ha aumentado un 2,2% en el primer semestre de 2017 con respecto al mismo periodo del año anterior. Por otra parte, la generación de origen renovable acumulada en el primer semestre de 2017, eólica, fotovoltaica, otras renovables e hidroeléctrica, han representado el 7,2% del total de la generación (8,7% en 2016).

Otras actividades en España

La actividad de telecomunicaciones del Grupo Red Eléctrica está basada en la explotación comercial de la capacidad excedentaria de las redes de fibra óptica e infraestructuras asociadas a la red de transporte de energía eléctrica de REE y, desde noviembre de 2014, de la red ferroviaria como adjudicatario por un plazo de 20 años de los derechos de uso y explotación de la red de fibra óptica, no dedicada al servicio ferroviario y demás elementos asociados, propiedad de Adif-Alta Velocidad. Dicha actividad se desarrolla a través de Red Eléctrica Infraestructuras de Telecomunicación, S.A.U. (en adelante REINTEL), sociedad participada en un 100% por el Grupo.

REINTEL se posiciona como un proveedor neutral de infraestructuras de telecomunicación, siendo su actividad principal el alquiler de fibra óptica oscura y de infraestructuras anejas a dicha red. REINTEL dispone de una red de fibra óptica de más de 33.000 Kilómetros de cables desplegada sobre las redes de transporte eléctrico ferroviario, siendo sus principales clientes los operadores de telecomunicaciones con presencia en España.

Durante el primer semestre de 2017, la Sociedad continúa desarrollando su plan comercial como proveedor de infraestructuras de telecomunicaciones y ejecutando inversiones a petición de sus clientes, lo que genera nuevos ingresos para la compañía asociados a la prestación de servicios de alquiler de fibra óptica oscura e infraestructuras a los agentes del sector de las telecomunicaciones. Asimismo, la Sociedad ha ejecutado el plan de interconexión de las redes de fibra eléctrica y ferroviaria previsto para el ejercicio 2017 con objeto de ofrecer nuevas soluciones a sus clientes.

En relación a sus resultados económicos, estos han mejorado en un 15% debido a la reducción de la deuda, manteniéndose la cifra de negocio en línea con la del ejercicio anterior.



ACTIVIDAD INTERNACIONAL

El Negocio internacional del Grupo es llevado a cabo por Red Eléctrica Internacional, S.A.U. (REI) Por una parte, se desarrolla a través de las filiales REDESUR, TESUR, TESUR2, TESUR3 y REA, que gestionan infraestructuras de transporte eléctrico en el sur de Perú y por otra parte, a través de Red Eléctrica Chile (RECh) en Chile que tiene una participación del 50% en Transportadora Eléctrica del Norte (TEN), empresa que desarrolla el proyecto de interconexión de los sistemas eléctricos del Norte Grande y Central (SING-SIC) de Chile.

Durante este año 2017, REDESUR y TESUR han continuado ofreciendo un servicio de transmisión de energía con la máxima disponibilidad han mejorado sus resultados económicos. REDESUR ha presentado unos excelentes estándares de calidad en la operación, lográndose una tasa acumulada enero-junio 2017 de disponibilidad de la red del 99,90%, y un valor medio del 99,83% en los últimos 5 años. Por su parte, TESUR, tras la puesta en servicio de las instalaciones en junio de 2014, se encuentra también inmersa en la fase de operación de la concesión por un período de 30 años, habiendo registrado igualmente una tasa de disponibilidad muy satisfactoria (99,92% en el periodo enero – junio 2017).

TESUR2 es la empresa concesionaria del proyecto para el diseño, financiación, construcción, operación y mantenimiento de la Línea de transmisión de 220 kV Azángaro-Juliaca-Puno, en el sur de Perú. El proyecto comprende la construcción de una línea de 115 km, 14 posiciones de 220kV y 138kV y la explotación de estas instalaciones durante un periodo de 30 años. El proyecto se encuentra actualmente en fase de construcción y se desarrolla según lo previsto.

Adicionalmente, el 16 de diciembre de 2015, REI resultó adjudicataria del proyecto para el diseño, financiación, construcción, operación y mantenimiento de la Línea de transmisión de 220 kV Montalvo-Los Héroes, también en el sur de Perú. El proyecto comprende la construcción de una línea de 128 km, 3 posiciones de 220kV y 1 posición de 66kV y la explotación de estas instalaciones durante un periodo de 30 años. La empresa concesionaria para el desarrollo del proyecto y la operación de la concesión es TESUR3. El proyecto se encuentra en la fase inicial de construcción.

REA realiza servicios de mantenimiento de instalaciones para REDESUR y TESUR y presta servicios de apoyo para los proyectos de TESUR2 y TESUR3. Asimismo, realiza trabajos de mantenimiento de instalaciones y supervisión de obra para otros clientes, lo que la consolida como una de las empresas de referencia en la prestación de estos servicios, en el sur de Perú.

Por otra parte, RECh, y la compañía chilena E-CL, filial de ENGIE, con fecha 27 de enero de 2016, formalizaron la adquisición por parte de Red Eléctrica Chile del 50% del capital social de TEN, propiedad de E-CL. Tras esta adquisición ambas compañías participan conjuntamente en la construcción y explotación comercial de la línea de transporte eléctrico Mejillones-Cardones, en Chile, que está desarrollando TEN. El proyecto, que se encuentra en fase final de construcción, y que se espera se ponga en servicio en el segundo semestre del presente año, forma parte del sistema de transmisión troncal de Chile y consiste en una línea eléctrica de 500 kilovoltios de tensión y 600 kilómetros de longitud que conectará el Sistema Interconectado Central (SIC) con el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

En junio de este año, el consorcio Red Eléctrica Chile - Cobra Instalaciones y Servicios, al 70% y 30% respectivamente, ha resultado adjudicatario de uno de los proyectos incluidos en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal de Chile de más de 258 km de líneas eléctricas en el SING. El proyecto considera el primer circuito de una línea de 220 KV entre Nueva Pozo Almonte – Pozo Almonte, el primer circuito de una línea de 220 KV entre Nueva Pozo Almonte – Cóncores y el primer circuito de una línea de 220 KV entre Nueva Pozo Almonte – Parinacota, además de la subestación seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 KV.



Esta adjudicación supone un nuevo avance en la estrategia de internacionalización del Grupo Red Eléctrica, tras haber iniciado en 2016 su actividad en Chile y haber reforzado su posición en Perú con la adjudicación de dos nuevas concesiones en 2015.

2 EVOLUCIÓN Y RESULTADOS DE LOS NEGOCIOS

El importe neto de la cifra de negocio del primer semestre del ejercicio 2017 asciende a 987,3 millones de euros con una variación del 2,0% respecto al mismo periodo del ejercicio anterior. Este incremento se debe principalmente a la retribución asociada a las instalaciones de transporte puestas en servicio a lo largo del año 2016. Asimismo, la cifra de negocio incorpora otros ingresos como los asociados a la prestación de servicios de telecomunicaciones, que alcanzan los 43,4 millones de euros o los ingresos regulados relativos a la operación del sistema por 28,0 millones de euros.

En cuanto a la evolución de costes operativos hay que señalar:

- Los costes de aprovisionamientos y otros gastos de explotación registran un alza del 14% respecto al mismo semestre del año anterior, su incremento se debe principalmente a la inclusión en esta partida de la inversión realizada en los proyectos en construcción en Perú, en aplicación de la IFRIC 12, y los gastos asociados a siniestros. Eliminando ambos efectos esta partida se hubiera mantenido prácticamente constante respecto al gasto del año 2016, poniendo de manifiesto los esfuerzos que el Grupo viene realizando en materia de eficiencia.
- Los gastos de personal aumentan un 2% hasta junio. Incremento que se debe en una parte importante al aumento de la plantilla media del Grupo en un 1,3%.

La plantilla final se sitúa en 1.815 personas a 30 de junio de 2017, mientras que la plantilla media ha sido de 1.785 empleados.

El Resultado neto de explotación (EBIT) alcanza los 523,5 millones de euros, un 1,9% más que en el mismo periodo del año pasado debido al incremento del 2,8% de las dotaciones para amortización de activos no corrientes como consecuencia de las puestas en servicio en 2016.

El Resultado financiero ha ascendido a -70,0 millones de euros frente a -75,5 millones de euros registrados en el mismo periodo del ejercicio anterior, esta mejora recoge tanto los efectos de un menor tipo medio como la reducción del saldo medio de la deuda financiera.

El Resultado del ejercicio ha alcanzado los 340,1 millones de euros, aumentado un 5,1% en relación al mismo periodo del ejercicio anterior. El tipo impositivo efectivo se ha situado en el 25,1% frente al 25,7% del mismo periodo del año pasado.

El Dividendo a cuenta pagado en el primer semestre de 2017 asciende a 128,4 millones de euros, equivalentes a los 0,2382 euros por acción correspondientes al pago a cuenta del dividendo del ejercicio 2016.

La Deuda financiera neta del Grupo Red Eléctrica a 30 de junio de 2017 ha sido de 4.743,7 millones de euros frente a los 4.949,5 de finales de 2016. Asimismo, durante este semestre el coste medio de la deuda financiera del Grupo ha sido del 2,83%. El saldo medio de la misma se ha situado en los 5.265,64 millones de euros. En el mismo periodo del año pasado el coste medio de la deuda se situó en el 3,00% y su saldo medio fue de 5.459,4 millones de euros.

Por otro lado, a 30 de junio de 2017 el Patrimonio Neto del Grupo Red Eléctrica alcanzó los 2.914,7 millones de euros.



3 PRINCIPALES RIESGOS E INCERTIDUMBRES DEL PRÓXIMO SEMESTRE

El Grupo Red Eléctrica está expuesto a diferentes riesgos inherentes a las actividades y mercados geográficos en los que opera que podrían llegar a tener un impacto sobre sus resultados.

Desde el año 2002 existe un Sistema de Gestión de Riesgos, habiendo desarrollado su primer Mapa de Riesgos en 2003. El Sistema de Gestión de Riesgos implantado funciona de forma integral y continua, consolidándose dicha gestión por unidad de negocio, filial y áreas de soporte a nivel corporativo. Este Sistema de Gestión Integral de Riesgos tiene por objeto asegurar que los riesgos que pudieran afectar a las estrategias y objetivos del Grupo Red Eléctrica, incluidos los fiscales, son identificados, analizados, evaluados, gestionados y controlados de forma sistemática, con criterios uniformes y dentro de los niveles de riesgo fijados, con la finalidad de facilitar el cumplimiento de las estrategias y objetivos del Grupo Red Eléctrica. El Grupo Red Eléctrica dispone de una Política de gestión integral de riesgos y un Procedimiento general de gestión y control integral de riesgos, basados en el Marco Integrado de Gestión de Riesgos Corporativos COSO II (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission). Ambas, Política y Procedimiento, han sido actualizadas a finales de 2016.

En el proceso de identificación, análisis, evaluación y control de los riesgos, indicado anteriormente, se establecen las actuaciones necesarias para reducir el nivel del riesgo y llevarlo al valor de riesgo aceptable. Para la monitorización de los riesgos, el actual Sistema de gestión de riesgos contempla el seguimiento de más de 500 planes de actuación dirigidos a reducir el nivel de riesgo y más de 300 indicadores para controlar su evolución. Semestralmente para los riesgos de nivel alto y otros de especial relevancia, anualmente para el resto de riesgos, y cuando las circunstancias lo aconsejen en riesgos concretos, la Dirección de Auditoría Interna y Control de Riesgo revisa con las unidades gestoras la evolución y efecto de los planes de actuación establecidos previamente para reducir el riesgo.

Por otro lado, los procesos del Grupo han sido diseñados de forma que incorporan elementos para mitigar o reducir los riesgos relacionados. Estos procesos han sido integrados en sistemas de gestión estructurados conforme a normas internacionales (ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001, entre otras), que están sometidas a auditorías internas y externas sistemáticas de adecuación de diseño y de cumplimiento, y que incorporan los aspectos de control correspondientes a los objetivos que deben cumplir.

Además, el Grupo cuenta con planes de contingencia que regulan las diversas situaciones de crisis que pudieran presentarse en caso de incidente eléctrico (para garantizar la seguridad del suministro), o no eléctrico que pueda afectar al medio ambiente, a las personas, a la operatividad de la empresa, a la disponibilidad de sus sistemas, a los resultados empresariales o a cualquier otro hecho con impacto en la reputación de la compañía.

El Grupo también dispone de una guía de actuación para la gestión de ciberincidentes, que establece los criterios y directrices para la gestión de cualquier incidente relacionado con la ciberseguridad con independencia del ámbito en que se produzca. De manera complementaria, se dispone de un Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), con el objetivo de obtener eficiencia y seguridad en los procesos de elaboración de la información económico-financiera de la empresa, adoptando las mejores prácticas internacionales.



Los riesgos fundamentales asociados a las actividades del Grupo Red Eléctrica son los siguientes:

RIESGOS REGULATORIOS

La consideración de actividades reguladas afecta tanto a la fijación de ingresos como al entorno y condiciones en las que se deben desarrollar las principales actividades. En este contexto es importante destacar la existencia de riesgos regulatorios por la posibilidad de que pudiera haber cambios en el marco legal que regula las actividades, que pueden afectar tanto a los ingresos como a los costes bien directamente o bien por la introducción de nuevas exigencias para el desarrollo de las mismas.

RIESGOS OPERACIONALES

Las actividades del Grupo están expuestas a diferentes riesgos operativos, tales como averías en la red de transporte de energía eléctrica y en la red de fibra óptica, incendios en las instalaciones, condiciones meteorológicas adversas, accidentes en la red de transporte así como otros supuestos que pudieran tener como resultado deterioro de las instalaciones del Grupo, y daños a las personas y/o materiales. Ante estos eventos, el Grupo ha establecido sistemas de control que en el pasado han funcionado adecuadamente. Adicionalmente el Grupo dispone de un programa corporativo de seguros con el objetivo de proteger el patrimonio y limitar el potencial impacto de estos eventos en sus resultados.

RIESGOS FINANCIEROS

El Grupo está sometido a la volatilidad de los tipos de interés y los tipos de cambio, volatilidad que podría afectar a la situación financiera de la compañía.

Con respecto a la variación de los tipos de cambio, aunque la parte del negocio gestionada en moneda distinta al euro es poco significativa, la variación desfavorable de los tipos de cambio siempre puede afectar a los resultados previstos de la Sociedad.

La gestión de este riesgo contempla el riesgo de transacción, derivado de tener que cobrar o pagar flujos de caja en una moneda distinta del euro, y el riesgo de conversión, que hace referencia al riesgo que soporta la empresa al consolidar las filiales y/o los activos situados en países cuya moneda funcional es diferente del euro. Con el objetivo de eliminar el riesgo de cambio derivado de las emisiones realizadas en el mercado de colocaciones privadas de Estados Unidos (USPP), la Sociedad ha contratado coberturas de flujos de caja, mediante instrumentos swap dólar americano/euro de principales e intereses (cross currency swap), que cubren el importe y la duración total de la misma, hasta octubre de 2035. Con el objetivo de mitigar el riesgo de conversión de los activos situados en países cuya moneda funcional es distinta del euro, el Grupo financia parte de dichas inversiones en la moneda funcional de estos países. Asimismo, el Grupo ha contratado coberturas de inversión neta en dólar americano mediante instrumentos cross currency swap hasta enero de 2021.

El Grupo mantiene una estructura de la deuda que refleja, a 30 de junio, un perfil de riesgo bajo, con una moderada exposición a variaciones en los tipos de interés, , a 30 de junio de 2017 un 88% de la deuda del Grupo es a tipo fijo, mientras que el 12% restante es a tipo variable, consecuencia de la política de endeudamiento llevada a cabo, que tiene entre sus objetivos adecuar el coste de la deuda a la tasa de retribución financiera aplicada a los activos del Grupo sometidos a regulación. El riesgo de tipo de interés al que el Grupo está expuesto afecta fundamentalmente al



Patrimonio neto del ejercicio, como consecuencia de cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados, no viéndose alterado el resultado del ejercicio.

RIESGO DE CONTRAPARTE

El riesgo de contraparte se refiere al riesgo de incumplimiento de una de las partes en una transacción particular. En el Grupo, este riesgo recoge el incremento de los costes de equipos y materias primas, que afectan fundamentalmente a las actividades de construcción y mantenimiento. Este riesgo se gestiona principalmente fomentando la competencia y aumentando la normalización y la estandarización.

4 HECHOS POSTERIORES AL 30 DE JUNIO DE 2017

No se han producido hechos de carácter significativo desde la fecha de cierre hasta la fecha de formulación de los presentes Estados Financieros Intermedios Consolidados.

Los apartados de este Informe de Gestión Consolidado contienen determinada información prospectiva que refleja proyecciones y estimaciones con sus presunciones subyacentes, declaraciones relativas a planes, objetivos y expectativas en relación con operaciones futuras, inversiones, sinergias, productos y servicios, y declaraciones sobre resultados o dividendos futuros, o estimaciones de los administradores, las cuales se basan en asunciones que son consideradas razonables por éstos.

En este sentido, si bien el Grupo considera que las expectativas recogidas en tales afirmaciones son razonables, se advierte a los inversores y titulares de las acciones de la Sociedad matriz, que la información y las afirmaciones con proyecciones de futuro están sometidas a riesgos e incertidumbres, muchas de las cuales son difíciles de prever y están, de manera general, fuera del control del Grupo, riesgos que podrían provocar que los resultados y desarrollos reales difieran significativamente de aquellos expresados, implícitos o proyectados en la información y afirmaciones con proyecciones de futuro.

Las afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro no constituyen garantía de resultados futuros y no han sido revisadas por los auditores externos del Grupo, ni por otros terceros independientes. Se recomienda no tomar decisiones sobre la base de afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro que se refieren exclusivamente a la información disponible en la fecha de este informe. La totalidad de las declaraciones o afirmaciones de futuro, reflejadas en este informe, quedan sujetas, expresamente, a las advertencias realizadas. Las afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro incluidas en este documento están basadas en la información disponible a la fecha de este informe de gestión. Salvo en la medida en que así lo requiriese la ley aplicable, el Grupo no asume la obligación de actualizar públicamente sus afirmaciones o revisar la información con proyecciones de futuro, aunque se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos.