



**Universidad
Zaragoza**

TRABAJO FIN DE GRADO

VALORACIÓN DE EMPRESAS

Análisis Sectorial. El sector eléctrico y gasista

Autor

Pablo Lasheras Zarzuela

Director

Luis Alberto Fabra Garcés

Facultad de Economía y Empresas

2020-2021

Valoración de empresas. Análisis Sectorial. El sector eléctrico y gasista

Pablo Lasheras Zarzuela

Luis Alberto Fabra Garcés

Grado en Finanzas y Contabilidad

Resumen. El trabajo tiene como objetivo determinar el valor económico y financiero de las empresas más destacadas del sector eléctrico y del gas español utilizando como herramientas métodos adaptados al marco teórico actual. Para ello, no bastará con aplicar los modelos en cuestión sino que también será conveniente plantear un análisis y estudio, en algunos aspectos detallado, de las propias empresas y del sector para poder establecer las hipótesis que sirvan como fundamento de la valoración. Una vez calculados los distintos valores, se procederá a la interpretación de los resultados obtenidos y se discutirá sobre su posible empleo en la práctica financiera.

Abstract. *The aim of this paper is estimate the financial and economic value of the most prominent companies in the Spanish electricity and gas sector using as tools methods adapted to the current theoretical framework. For this purpose, it will not be enough to apply the models in question, but also undertake an analysis and a detailed study of the companies and sector themselves in order to establish the hypotheses that will serve as the basis for the subsequent valuation. Once the different values have been calculated, the results obtained will be interpreted for their possible use in daily financial practice.*

Palabras clave. Valor Financiero, Valor Económico, Factorización de variables, Métodos Estáticos, Métodos Mixtos, Métodos por Comparables, Método por Descuento de Flujos.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	3
ÍNDICE DE GRÁFICAS, TABLAS Y ANEXOS.....	4
ABREVIATURAS	6
INTRODUCCIÓN.....	7
PARTE 1. EL SECTOR ELÉCTRICO Y GASISTA.....	8
I. EL SECTOR ELÉCTRICO Y GASISTA.....	9
1.1 <i>El sector eléctrico Español.....</i>	9
1.2 <i>Perspectivas del sector eléctrico</i>	11
1.3 <i>El sector gasista Español.....</i>	12
1.4 <i>Perspectivas del sector gasista</i>	14
II. IBERDROLA, ENDESA Y NATURGY	15
2.1 <i>Iberdrola.....</i>	15
2.2 <i>Líneas de negocio de Iberdrola</i>	15
2.3 <i>Endesa.....</i>	16
2.4 <i>Líneas de negocio de Endesa</i>	17
2.5 <i>Naturgy.....</i>	18
2.6 <i>Líneas de negocio de Naturgy</i>	18
III. ANÁLISIS PATRIMONIAL DEL SECTOR	19
3.1 <i>Análisis del Balance de Situación sectorial.....</i>	19
3.2 <i>Análisis de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias sectorial.....</i>	21
3.3 <i>Análisis de otras variables operativas.....</i>	22
PARTE 2. VALORACIÓN SECTORIAL.....	24
IV. MÉTODOS ESTÁTICOS DE VALORACIÓN.....	25
V. MÉTODOS MIXTOS DE VALORACIÓN	26
VI. MÉTODO POR MÚLTIPLOS O COMPARABLES.....	27
VII. MÉTODO POR DESCUENTO DE FLUJOS.....	29
7.1 <i>Estados financieros previsionales.....</i>	29
7.2 <i>Cálculo de los flujos de caja</i>	34
7.3 <i>Cálculo del Coste de Capital Medio Ponderado</i>	34
7.4 <i>Cálculo Valor Residual y valoración final.....</i>	35
CONCLUSIONES.....	37

BIBLIOGRAFÍA.....	38
RECURSOS LEGALES.....	38
RECURSOS TEÓRICOS	38
CUENTAS ANUALES.....	38
INFORMES SECTORIALES	38
RECURSOS ELECTRÓNICOS.....	39
ANEXO	41
ANEXO FORMULACIÓN	67

ÍNDICE DE GRÁFICAS, TABLAS Y ANEXOS

Gráfica 1. Composición sectorial del activo	19
Gráfica 2. Composición sectorial del pasivo	20
Gráfica 3. Valor de los diferentes márgenes y resultados sectoriales	21
Gráfica 4. Variación del Margen Bruto y EBITDA para Iberdrola, Naturgy y Endesa	22
Tabla 1. Ratios financieros sectoriales	20
Tabla 2. Variables operativas sectoriales	23
Tabla 3. Valoración sectorial por métodos estáticos	26
Tabla 4. Valoración sectorial por métodos mixtos	27
Tabla 5. Múltiplos individuales, sectoriales y valoración por comparables.....	28
Tabla 6. TCAC (2020-'25) cuentas de balance más significativas	30
Tabla 7. Precios electricidad mercados mayoristas y minoristas internacionales	33
Tabla 8. Configuración del WACC sectorial	35
Tabla 9. Cuadro de valoración método descuento de flujos de caja sectorial.....	36
Tabla 10. Cuadro resumen de la valoración sectorial	36
ANEXO I. Producción eléctrica mundial (GWh) por tecnología (2013-2018)	42
ANEXO II. Producción eléctrica en España (GWh) por tecnología (2007-2019).....	43
ANEXO III. Demanda (GWh) y precio medio mensual Nacional de la electricidad (2013-2019).....	44
ANEXO IV. Precio medio mensual Nacional del gas (2016-2019)	45
ANEXO V. Balance Sectorial.....	46

ANEXO VI. Composición (%) sectorial del Balance	48
ANEXO VII. Cuenta de Pérdidas y Ganancias sectorial.....	50
ANEXO VIII. Composición (%) Cuenta de Pérdidas y Ganancias.....	51
ANEXO IX. Balance de situación previsional.....	52
ANEXO X. Cuenta de Pérdidas y Ganancias previsional.....	55
ANEXO XI. Factorización de variables	58
ANEXO XII. Cálculo flujos de caja libres	64

ABREVIATURAS

LSE	<i>Ley Sector Eléctrico</i>	VNC	<i>Valor Neto Contable</i>
LHC	<i>Ley Hidrocarburos</i>	VNCC	<i>Valor Neto Contable Corregido</i>
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>	VL	<i>Valor de Liquidación</i>
MIBGAS	<i>Mercado Ibérico del Gas</i>	VS	<i>Valor Sustancial</i>
TUR	<i>Tarifa Último Recurso</i>	CPNE	<i>Capitales Permanentes Necesarios para la Explotación</i>
MW	<i>Megavatio – Megavatio hora</i>	PER	<i>Price Earnings Ratio</i>
GW	<i>Gigavatio – Gigavatio hora</i>	EV	<i>Enterprise Value</i>
GECF	<i>Gas Exporting Countries Fórum</i>	EqV	<i>Equity Value</i>
EMEA	<i>Europe, Middle East and Africa</i>	VE	<i>Valor Económico</i>
LATAM	<i>Latinoamérica</i>	VF	<i>Valor Financiero</i>
INCN	<i>Importe Neto de la Cifra de Negocios</i>	WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
EBITDA	<i>Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization</i>	β	<i>Beta</i>
EBIT	<i>Earnings Before Interest and Taxes</i>	TCAC	<i>Tasa de Crecimiento Anual Compuesto</i>
EBT	<i>Earnings Before Taxes</i>	T	<i>Tasa Impositiva</i>
ROA	<i>Rentabilidad Económica</i>	Kd	<i>Coste de los Recursos Ajenos</i>
ROE	<i>Rentabilidad Financiera</i>	Ke	<i>Coste de los Recursos Propios</i>
PT	<i>Potencia Instalada</i>	g	<i>Tasa de Crecimiento</i>
GE	<i>Generación Eléctrica</i>		

INTRODUCCIÓN

El sector energético en general, como parte del tejido industrial básico, abarca todas aquellas empresas especializadas en actividades relacionadas con el negocio de la energía; desde la extracción y exploración de combustibles fósiles y nucleares, el tratamiento de las materias primas y su transformación en bienes consumibles, la generación de electricidad, su comercialización o su distribución, o la construcción de las infraestructuras que dan soporte a la actividad, entre otros. Para el desarrollo del trabajo, se ha considerado el subsector eléctrico, y en adición, el gasista, por las sinergias que intercambian entre ambos, por su importancia en la economía actual y por sus expectativas estimadas futuras. Concretamente, en el apartado eléctrico, se tratarán las actividades de generación, distribución, transporte y comercialización, y en el apartado del gas natural, la exploración y extracción, transporte, distribución y comercialización.

En el ámbito nacional, los tres grupos energéticos con mayor participación en los mercados de la electricidad y el gas, y que serán objeto de la valoración, son Iberdrola, Endesa y Naturgy. Iberdrola, por ejemplo, fue pionera en la generación eléctrica de origen renovable y precursora de la transición hacia un modelo energético orientado a la descarbonización de la economía. Endesa, por su parte, se alza como exponente en la distribución de electricidad en España, y cuenta con la mayor red eléctrica de conexión al consumidor final. Naturgy, a pesar de estar algo más rezagada en el plano eléctrico, se consolida como uno de los líderes a nivel mundial de gas y gas natural licuado. Por consiguiente, aunque la elección de las empresas se ajuste a un criterio de importancia y representatividad, las tres comparten estructuras de negocio bastante similares, lo cual facilitará enormemente la homogeneización de la información que sustentará la valoración.

Sobre la base del esquema procedimental, la valoración de empresas nunca debe concebirse sin antes haber llevado a cabo un análisis individual y sectorial profundo. Dicho análisis no sólo hará alusión al tratamiento contable, financiero, económico o incluso estadístico de los datos disponibles, sino que también comprenderá un conocimiento pormenorizado de la organización y de los mecanismos que configuren los respectivos subsectores. Así pues, la primera parte del trabajo abordará el sector eléctrico y gasista en su conjunto. Se efectuará, primero, un estudio cualitativo en el que se expongan los diferentes eslabones y su aportación a la cadena de valor; después, un estudio individual en el que se presenten las empresas objeto de la valoración aportando información sobre el estado de sus negocios actuales; y por último, un estudio patrimonial en el que se examine la configuración de los balances, de las cuentas de pérdidas y ganancias, y de otras variables operativas. La segunda parte, por otro lado, se centrará en la aplicación de los modelos de valoración, esto es, los métodos estáticos, los métodos mixtos, los métodos por múltiples y el método de descuento de flujos. Se prestará especial atención al método de descuento de flujos, por su influencia en la práctica financiera y su complejidad teórica, incluyendo en el modelo un apartado de factorización que servirá como puente entre los análisis sectoriales y la propia valoración empresarial.

PARTE 1
EL SECTOR ELÉCTRICO Y GASISTA

I. EL SECTOR ELÉCTRICO Y GASISTA

1.1 El sector eléctrico Español¹

Según el Art. 1 de la LSE², «son actividades destinadas al suministro de energía eléctrica: generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización, e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico». Así, la propia Ley diferencia entre (Art. 2 LSE): (a) *productores de energía eléctrica*, encargados de generar electricidad a través de la construcción, operación y mantenimiento de las infraestructuras de producción; (b) *operadores de mercado y de sistema*, cuyas funciones son, respectivamente, la de gestionar la oferta y demanda eléctrica en los mercados designados (OMIE) y la de gestionar el suministro eléctrico coordinando los sistemas de producción y transporte (REE); (c) *el transportista*, que se ocupa del traslado de la electricidad por medio de la construcción, mantenimiento y maniobra de las redes de transporte; (d) *los distribuidores*, cuyo papel se centra en distribuir la electricidad por medio de la construcción, mantenimiento y maniobra de las redes de distribución; y (e) *los comercializadores*, que adquieren electricidad para venderla a los consumidores finales. Todas las actividades anteriores, exceptuando los operadores de mercado y de sistema y las de transporte y distribución, son desarrolladas en libre competencia.

En relación a los productores, como colaboradores del mercado pueden ofrecer las unidades de electricidad que hayan producido, ya sea a través del operador designado, o acogiéndose a las modalidades bilateral o a plazo. El ordenamiento de las unidades de producción ofertadas se estima en función del precio de entrada al que hayan sido introducidas en el sistema —de más bajo a más alto— hasta equipararse con la demanda de energía programada. A su vez, los productores pueden vender la energía que hayan generado a través del operador de mercado y utilizar las líneas de transporte y distribución. Las fuentes de generación eléctrica más comunes son:

- (a) *Energía eólica*. La energía eólica aprovecha la fuerza cinética del viento para producir electricidad. El viento hace girar las palas del aerogenerador, el buje que las sostiene y el eje lento incorporado dentro del sistema mecánico de rotación. El eje lento, a su vez, está conectado a un conjunto de engranajes —también llamado multiplicador— que permiten incrementar la velocidad de giro inicial al eje rápido. Por último, el eje rápido será el componente principal del rotor que, conjuntamente con el estátor, conformarán lo que se denomina comúnmente como generador eléctrico o alternador, encargado de transformar la energía cinética en eléctrica³.
- (b) *Energía hidroeléctrica y minihidroeléctrica*. Las centrales hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua proveniente del diferencial de altitudes en energía eléctrica. El agua almacenada en cotas altas —generalmente embalses o presas— es liberada y conducida a través de una tubería reforzada, adquiriendo la fuerza potencial necesaria para mover las palas de una

¹ Dada la gran similitud que existe entre la estructura sectorial de las distintas jurisdicciones internacionales, el caso español podrá tomarse como modelo para el resto de territorios en los que operen las empresas objetivo de la valoración, salvando en todo momento las características identitarias de cada una.

² Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE)

³ Acciona. *Energías renovables. Energía eólica. Aerogeneradores*. Disponible en: [Energía eólica. Aerogeneradores. Web](#)

turbina que aguarda en una estación a menor altitud. Algunas de estas centrales pertenecen al propio curso y caudal del río por lo que no tienen tanta capacidad de adaptación a la demanda eléctrica. También existen otras, las de bombeo, que utilizan presas y sistemas de almacenamiento para satisfacer una demanda concreta. Así, cuando el agua del embalse superior se vacía, una bomba extrae el agua del embalse inferior y la transporta de nuevo al superior para continuar con el proceso de generación.

- (c) *Energía solar fotovoltaica y térmica.* La energía solar fotovoltaica transforma la luz en electricidad a través de paneles fotovoltaicos. Estos paneles o células «convierten la luz del sol directamente en electricidad por el llamado efecto fotovoltaico, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando una corriente eléctrica»⁴. En contraposición, en la energía solar térmica, «los colectores solares térmicos usan paneles o espejos para absorber y concentrar el calor solar, transferirlo a un fluido y conducirlo por tuberías para su aprovechamiento en edificios e instalaciones o también para la producción de electricidad»⁵.
- (d) *Energía termoeléctrica-fósil.* Consiste en la combustión de recursos fósiles con el objetivo de calentar un fluido lo suficiente como para evaporarlo y mover así las aspas de una turbina ligada a un generador eléctrico. Aunque actualmente sigue siendo la fuente de energía más extendida, con las nuevas políticas medioambientales, su reputación ha ido decreciendo en favor de otras fuentes más limpias. El carbón y el fuelóleo (derivado del petróleo) son los combustibles fósiles más destacados dentro de este tipo de energía.
- (e) *Energía termoeléctrica-ciclo combinado.* Si bien el gas natural también es considerado como un combustible fósil, su incorporación a las fases de generación difiere radicalmente de los anteriores. El proceso comienza cuando se introduce aire por la zona de admisión de una turbina de gas y se lleva a la zona del compresor. Allí, se eleva su presión y se dirige a la cámara de combustión, donde es mezclado con el gas natural y quemado con el propósito de desencadenar una explosión que expanda el gas y mueva los álabes de una turbina conectada al rotor de un alternador. El gas caliente sobrante es movido a través de unas tuberías y almacenado en una cámara de recuperación para que, en contacto indirecto con agua, se obtenga vapor y electricidad.
- (f) *Energía nuclear*⁶. La energía nuclear se apoya en la inestabilidad de los átomos de Uranio para generar electricidad. Se bombardean con neutrones unas varas de Uranio enriquecido (U-235) confinadas dentro de la vasija que recubre el núcleo del reactor, para dividir sus átomos en un proceso llamado “*fisión nuclear*”. Como consecuencia, los átomos se separan en subproductos de fusión más estables, desprendiendo neutrones, otras partículas subatómicas (radiactividad) y mucha energía. Continuamente, esos mismos neutrones impactan de nuevo con otros átomos de Uranio, comenzando una reacción en cadena y liberando cada vez más energía en forma de calor.

⁴ Acciona. *Energías renovables. Energía solar.* Disponible en: [Energía solar. Web](#)

⁵ *Ídem.*

⁶ La información ha sido extraída de la página web del CSN, *vid.* Consejo de Seguridad Nuclear. *Monografías. La energía nuclear. Qué es una central nuclear. El reactor.* Disponible en: [El reactor. Web](#)

En relación a los operadores de mercado y de sistemas, el primero (OMIE) se encarga de administrar el sistema de oferta y demanda eléctrica en el mercado diario, y el segundo (REE), sirve como garante del suministro eléctrico, coordinando el sistema de producción y transporte. OMIE, para poder gestionar el mercado, recibe las ofertas de venta y compra emitidas por los distintos productores y comercializadores, procede a su casación partiendo del precio más bajo hasta cumplir con la demanda programada y liquida los pagos en función de las operaciones efectuadas. Mientras, el operador de sistemas REE controla que se cumpla con el abastecimiento a corto y largo plazo, estima la demanda eléctrica para cada periodo, garantiza la adecuada generación y transporte de la energía y proporciona la información necesaria tanto a los agentes colaboradores como a las instituciones reguladoras del sector.

En relación al transportista (REE) y a los distribuidores, deben cumplir, en todo momento, con las propuestas de inversión promulgadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El transportista tiene la obligación de establecer una red de transporte que de acceso a todos los usuarios sin limitación alguna, ampliándola si fuera necesario, y cumpliendo con las indicaciones del operador del sistema. Por otro lado, los distribuidores tienen la función de transmitir la energía desde la red de transporte, o desde otras redes de distribución que estén conectadas a la red de transporte, al consumidor final. Para poder construir y operar con las redes de distribución, las empresas deben solicitar y obtener una autorización previa que les permita instalar y explotar las infraestructuras de distribución. La retribución a la actividad de distribución viene determinada según los parámetros establecidos en la legislación⁷.

En relación al proceso de suministro y a los comercializadores, se define suministro como «la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles» (Art. 43 LSE). Los consumidores de electricidad deben, salvo que estén conectados directamente a una unidad de generación particular, o bien realizar la adquisición de electricidad *motu proprio* (consumidores directos), o bien contratar a un comercializador como suministrador. Los comercializadores, en la práctica de sus funciones, pueden acceder a las redes de distribución y transporte por las que se transmite la electricidad adquirida en el mercado y vendida posteriormente al consumidor final.

1.2 Perspectivas del sector eléctrico

Partiendo de un panorama global (*vid. Anexo I*), según el informe emitido por McKinsey sobre las perspectivas energéticas para el 2050, se estima que la demanda de energía a nivel mundial, tras numerosos años de crecimiento, sufrirá un estancamiento⁸ a consecuencia de la inclusión de las renovables en el mix energético, la transición hacia una industria enfocada más en la prestación de servicios que en la producción de bienes y la mejora en la eficiencia de las nuevas tecnologías aplicadas a los distintos sectores económicos. En contraposición, el consumo de electricidad, como motor de los nuevos avances en la automoción, en la construcción o en la industria pesada, se habrá duplicado para el

⁷ Vid. CNMC (2018). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2019. Aplicación de la metodología del Real Decreto 1048/2013.* [Archivo PDF]. Recuperado de: [Informe CNMC Retribución Distribución Eléctrica](#)

⁸ Vid. McKinsey (Enero 2019). *Global Energy Perspective 2019: Reference Case.* Pág. 6. [Archivo PDF]. Recuperado de: [Global Energy Perspective. Pdf](#)

2050⁹, en detrimento de fuentes de energía fósiles como el carbón o el petróleo. Concretamente, en el sector del transporte, el perfeccionamiento que experimentarán los motores eléctricos y las baterías durante los próximos 10 años permitirá situar su coste por debajo del coste de los vehículos a combustión tradicionales¹⁰.

En el apartado nacional (*vid. Anexo II*), la cantidad de electricidad generada se ha contraído en un 9,49% desde el 2007, pasando de los 288 136 GWh a los 260 797 GWh en 2019. Si se contrasta la electricidad producida por cada tecnología durante esos mismos años, los resultados ofrecidos confirman la catalización hacia un mix energético con una elevada presencia de fuentes renovables. Así, la generación de electricidad derivada de energías renovables como la eólica, la solar térmica o la solar fotovoltaica, se ha visto incrementada en un 96%, 67 638% y 1909% respectivamente. A consecuencia, al cierre del 2019, el mix energético estaba configurado básicamente por energía nuclear (21,41%), ciclo combinado (21,18%) y energía eólica (20,08%), un cambio considerable si se equipara con su composición en 2007 (24,51% carbón, 24,51% ciclo combinado y 18,27% nuclear). Por el lado de la demanda nacional mensual, en barras de central (b.c), y del precio medio mensual del MWh en el mercado mayorista diario de electricidad (*vid. Anexo III*), en principio no se advierte ningún aumento ni disminución significativos más allá de la propia estacionalidad que pueda caracterizar a este tipo de variables. Asimismo, el comportamiento del precio, pese a lo que pueda parecer, no depende tanto de los criterios de demanda y oferta —que también— sino del tipo de fuente generadora que ofrezca la electricidad en el *pool* o mercado eléctrico mayorista —la fluctuación de los precios en los mercados mayoristas repercute en los precios que cobran los comercializadores en la tarifa eléctrica. Entonces, y partiendo de un modelo de mercado marginalista en el que el precio al que se adhieren todas las ofertas de venta y de compra viene determinado por el último precio de casación, el precio al que se ofrezca la electricidad dependerá de los costes de oportunidad en los que tengan que incurrir¹¹ cada productor. Así pues, en una subasta, aunque la demanda excediera la oferta, si la cantidad eléctrica propuesta proviniera de productores con costes de oportunidad reducidos o nulos y se consiguiera satisfacer la demanda programada completa, el precio resultante se situaría por debajo del precio habitual de intercambio.

1.3 El sector gasista Español¹²

El gas natural, como uno de los hidrocarburos de referencia, viene regulado por el Título IV de la LHC¹³ y sus consecutivas actualizaciones y modificaciones. A efectos de la LHC, los sujetos principales que participan en el suministro de gas natural son (Art. 58 LHC): (a) *los transportistas*, encargados de trasladar el gas natural en estado gaseoso desde las plantas de regasificación y licuefacción hasta los sistemas de distribución por medio de gaseoductos de alta presión (60 bares); (b) *El Gestor Técnico*

⁹ *Ibid.* Pág. 13.

¹⁰ *Ibid.* Pág. 14.

¹¹ *Vid.* Energía y sociedad. *Manual de energía. Electricidad. El mercado mayorista. Formación de precios en el mercado mayorista de electricidad.* Disponible en: [Mercado mayorista. Web](#). Los costes de oportunidad hacen referencia, bien a «los costes en los que se evitaría incurrir de optar por no producir», bien a «los ingresos a los que se renuncia por el hecho de producir»

¹² De la misma manera que con el sector eléctrico, el caso español puede servir perfectamente como modelo estructural del sector gasista para el resto de jurisdicciones internacionales.

¹³ Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (LSH)

del Sistema (Enagás), cuya responsabilidad, como bien puede advertirse, es la de gestionar las redes primarias y secundarias de transporte; (c) *los distribuidores*, encargados de construir y explotar las infraestructuras que permiten transportar el gas hasta los puntos de suministro; (d) *los comercializadores*, cuyo papel es el de facilitar el suministro de gas, comprándolo y vendiéndolo al consumidor final; y (e) *otros*, como la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y los operadores de los mercados organizados de gas (MIBGAS). Al igual que en el sector eléctrico, la retribución a la actividad de transporte y distribución viene determinada por la propia legislación, a diferencia de las actividades de aprovisionamiento y comercialización, cuya actividad se desarrolla en libre competencia. Un aspecto importante a tener en cuenta es que el 99,5% de la demanda nacional se satisface mediante gas natural y gas natural licuado importando de otros países, evidenciando la ausencia de empresas dedicadas a su exploración y extracción¹⁴ —ninguna de las empresas objetivo de la valoración tienen como actividad principal la exploración y extracción de gas.

En relación al transportista de gas, se debe diferenciar entre redes de transporte primario, o gaseoductos con una presión superior a los 60 bares, y redes de transporte secundario, o gaseoductos con presiones inferiores a los 60 bares y superiores a los 16. En el desarrollo de sus funciones, el transportista es responsable de construir y ampliar el sistema de gasificación si las necesidades lo precisan, y cumplir en todo momento con las normas técnicas que aseguren el suministro. Por supuesto, como cualquier actividad regulada, necesitan obtener las autorizaciones en materia de construcción y explotación de gaseoductos para poder actuar como transportistas. Como encargados del transporte, deben permitir el acceso a las redes a todos aquellos usuarios que lo necesiten, concretamente a los usuarios finales directamente conectados al sistema, o a los comercializadores.

En relación a los distribuidores, «se consideran instalaciones de distribución de gas natural los gaseoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a los 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas un único consumidor, partiendo de un gaseoducto de la red básica de transporte secundario» (Art. 72 LHC). Para desempeñar su función, también tienen que solicitar autorización y cumplir con las condiciones técnicas preestablecidas, así como velar por la protección del medio ambiente o adecuar el terreno para la instalación de la infraestructura, entre otras obligaciones.

En relación al Gestor Técnico del Sistema y a los operadores de mercado, el primero (Enagás) es el responsable de gestionar las instalaciones de transporte, establecer la garantía de suministro, estimar la demanda y oferta futura, vigilar la fiabilidad y seguridad del sistema y supervisar la cantidad de gas transportado y distribuido; mientras que los segundos se encargan de gestionar los respectivos mercados organizados de gas (como MIBGAS), esto es, los mercados donde tienen lugar las transacciones de compra-venta, en el punto virtual de balance (PVB), de gas natural a corto y largo plazo.

En relación a los comercializadores, su función principal es la de comprar el gas y venderlo a los usuarios finales. Para ello, deben pagar el peaje que corresponda a los transportistas y distribuidores por la utilización de los gaseoductos. Pueden establecer las tarifas que les permitan obtener un rendimiento económico suficiente descontando los posibles costes derivados de su actividad. Con motivo

¹⁴ Vid. CNMC (2020). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Informe de supervisión de mercado de gas natural en España 2019*. Pág. 5. [Archivo PDF]. Recuperado de: [Informe Supervisión mercado de gas.pdf](#)

de afianzar el suministro, están obligados por ley a ofrecer tarifas específicas al pequeño consumidor a un precio máximo prefijado —tarifa de último recurso o TUR—.

1.4 Perspectivas del sector gasista

Partiendo de un panorama global, según el informe elaborado por GECF¹⁵, fórum de los principales países exportadores de Gas, sobre las perspectivas dentro del sector, se prevé que la demanda de gas a nivel mundial crezca a una media de un 1,4% anual para el 2050. Los países con una mayor aportación a dicho crecimiento serán: (a) la zona asiática, tras el inicio de la industrialización en las distintas economías del continente, el aumento de la población o el impulso de la demanda eléctrica; (b) América del Norte; y (c) Oriente Medio. Asimismo, los sectores más beneficiados serán, por supuesto, la producción eléctrica —copará el 50% del crecimiento— gracias a las nuevas políticas gubernamentales orientadas a la disminución de los gases contaminantes; el sector industrial —liderados por la industria química, petroquímica, farmacéutica y pesada— por su intensa demanda de energía en las fases de producción; y el sector transportes debido a los nuevos avances en las tecnologías de propulsión de los vehículos a motor¹⁶. De igual manera, se prevé que la oferta de gas crezca en paralelo a la demanda —alrededor de un 1,3% anual— propiciado por la demanda en sí misma, pero también por las nuevas tecnologías de exploración y extracción —yacimientos en zonas oceánicas y marítimas— o la transición iniciada hacia combustibles menos contaminantes. La composición de la oferta, para el 2050, estará algo más diversificada que la actual, repercutiendo en la estructura futura del mercado y en la asignación de los precios. Específicamente, América del Norte continuará siendo el mayor productor mundial de gas natural (29%), seguido de Eurasia (23%), Oriente Medio (18%), el Pacífico Asiático (13%), África (11%), Latinoamérica (5%) y Europa (1%)¹⁷.

En el apartado nacional, los precios del gas en el mercado español (*vid. Anexo IV*), en donde la demanda se satisface casi íntegramente por las importaciones de gas, guardan una estrecha conexión con los precios internacionales. Así, desde el 2016, los precios se han mantenido en un rango comprendido entre los 11€/MW (Diciembre de 2019) y los 36€/MW (Enero de 2016). La demanda, a excepción del 2014 y 2015, ha crecido desde los 328 947 GWh en 2013 hasta los 398 546 GWh en 2019 en consonancia con la demanda internacional. Del total de la demanda de gas, el 27,7% fue destinado a las centrales eléctricas de ciclo combinado y el otro 72,3% se distribuyó entre el sector industrial (54,8%) y el sector doméstico (17,5%)¹⁸. Para finalizar, resulta interesante ver cómo se ha ido intensificando la competencia dentro del sector, en la actividad de comercialización de gas, a lo largo de los últimos años, mudando de un sector oligopolizado básicamente por cuatro grupos financieros principales en el año 2000 a un sector compuesto casi por 13 grupos¹⁹ en 2019.

¹⁵ GECF (2019). *Global Gas Outlook 2050*. [Archivo PDF]. Recuperado de: [Global Gas Outlook 2050.pdf](#)

¹⁶ *Ibid.* Pp. 53-60

¹⁷ *Ibid.* Pp. 63-70

¹⁸ CNMC (2020). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Informe de supervisión de mercado de gas natural en España 2019*. Op. Cit. Pág. 27-31

¹⁹ *Ibid.* Pág. 59

II. IBERDROLA, ENDESA Y NATURGY

2.1 Iberdrola²⁰

El grupo Iberdrola lo forma un conjunto de sociedades, lideradas por Iberdrola, S.A., dedicado a la producción de electricidad mediante fuentes de generación convencionales y alternativas o renovables, a la compraventa de electricidad en mercados mayoristas, a su transporte y distribución al cliente final, a la comercialización de electricidad, gas y servicios energéticos varios y a otras actividades pertenecientes al sector de la energía. Con más de 170 años de trayectoria, se consolida como uno de los líderes energéticos globales, el primer productor eólico y una de las mayores compañías eléctricas por capitalización del mundo²¹. Además, extiende el ejercicio de su actividad a países como Reino Unido, donde produce energía cien por cien eólica y proporciona transporte y distribución a Escocia, Gales e Inglaterra; a EE.UU, donde distribuye electricidad y gas a Nueva York, Maine, Connecticut y Massachusetts y es el tercer productor eólico; a México, donde se erige como el primer productor de electricidad; y a Brasil, Portugal, Francia, Italia, Alemania, Grecia, Hungría, Rumanía, Chipre o Australia²² entre otros. Apuesta por la descarbonización de la economía para enfrentarse al cambio climático a la vez que aspira a satisfacer la mayor demanda de electricidad, y a desarrollar nuevos procesos eficientes que permitan incrementar la competitividad y abarcar las nuevas necesidades de los consumidores finales.

2.2 Líneas de negocio de Iberdrola

2.2.1 Negocio de renovables

El área de renovables de Iberdrola se focaliza en la generación y comercialización de energía eléctrica a partir de fuentes renovables: eólica *onshore* y *offshore* (terrestre y marítima), hidráulica, minihidráulica, termosolar, fotovoltaica, biomasa, etc. Así, al cierre del 2019, la potencia instalada procedente de energías renovables era de 29 113 MW —cerca del 60% de la potencia instalada total—, de los cuales, 10 969 MW derivan de la energía hidráulica y los 18 144 MW restantes de fuentes eólicas terrestres (16 417 MW), eólicas marinas (964 MW) y solares fotovoltaicas y termosolares (763 MW) —en 2013 la potencia instalada total del área de renovables era de 22 930 MW, un 26% inferior—. A consecuencia, los parámetros financieros relacionados con el segmento de renovables también se han visto incrementados (la cifra de negocios ha crecido un 34,14%, el margen bruto un 56,57%, el EBITDA un 53,63% o el Resultado Operativo un 1786,50% respecto al 2013). Se trata de una de las empresas dentro del sector que antes apostó por las renovables y que mayores expectativas de inversión tiene de cara al futuro.

²⁰ Toda la información relacionada con datos económicos, financieros y operativos ha sido extraído de: Iberdrola, S.A y sociedades dependientes (2019). *Cuentas anuales consolidadas e Informe de Gestión Consolidado correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2019*. Pág. 215. [Archivo PDF]. Recuperado de: [Informe Financiero Anual 2019.pdf](#)

²¹ Iberdrola (2020). *Conócenos. Energética del futuro*. Disponible en: [iberdrola.la.energética.del.futuro.Web](#)

²² *Ídem*.

2.2.2 Negocio de redes

El área de redes se encarga de la construcción, operación y mantenimiento de líneas eléctricas, subestaciones, centros de transformación y otras infraestructuras que facilitan el transporte de la energía generada en los centros de producción al consumidor final²³. Además, también incluye la actividad de distribución de gas en Estados Unidos. El negocio de transporte y distribución eléctrico y de gas es considerado como de interés estratégico —monopolio natural— por lo que su retribución viene determinada en función de los parámetros que establezcan las distintas legislaciones. Esos parámetros favorecerán que los explotadores de la concesión puedan obtener unos rendimientos suficientes como para sufragar los costes operativos del negocio. Es, después del negocio liberalizado, la actividad que más ingresos aporta a la cuenta de pérdidas y ganancias (en el año 2019, generó 13 919 millones de euros, alrededor del 38,20% del total de 36 437 millones) y que mayor crecimiento ha demostrado desde el 2013 (121,45% en comparación con el negocio de renovables, 34,4%, o el liberalizado, -10,68%). Destaca también su contribución al margen bruto (50%), al EBITDA (52,02%) y al resultado operativo (56,08%), demostrando el peso que ha ido adquiriendo dentro de la actividad global de Iberdrola.

2.2.3 Negocio liberalizado

El área de generación y clientes o liberalizado dirige su actividad a la obtención de electricidad mediante la construcción, operación y mantenimiento de centrales de generación convencionales, a la compraventa de electricidad y gas en mercados mayoristas y a su comercialización a consumidores finales²⁴. Iberdrola, al cierre del 2019, contaba con una potencia instalada de generación eléctrica no convencional de 19 809 MW (el 40% de la potencia instalada total), repartidos entre ciclo combinado (15 124 MW), nuclear (3166 MW), carbón y fuel (874 MW) y otros (645 MW). Además, la cartera de clientes, en puntos de suministro, no ha hecho más que crecer desde el 2013 (3,5 millones de puntos de suministro eléctrico en 2013 frente a los 13,4 en 2019; y 2,3 millones de puntos de suministro de gas en 2013 frente a los 3,2 en 2019). Sin embargo, se trata de un negocio más volátil e inestable debido a su vinculación con el precio de la electricidad y el gas, con la demanda energética o con las necesidades de los consumidores finales. Sea como fuere, supuso el 55,59% de la facturación total del grupo en el 2019.

2.3 Endesa²⁵

Endesa, como sociedad dependiente del grupo energético Enel, tiene por objeto social la prestación de servicios en el negocio energético, específicamente, la generación renovable y convencional, y la distribución y comercialización de electricidad y gas. Desarrolla su actividad principalmente en el territorio nacional, y en menor medida, comercializa electricidad y gas en otros mercados mayoristas y

²³ Iberdrola (2020). *Conócenos. Líneas de negocio*. Disponible en: [Iberdrola. Líneas de negocio. Web](#)

²⁴ *Ídem*.

²⁵ Toda la información relacionada con datos económicos, financieros y operativos ha sido extraído de: Endesa, S.A y sociedades dependientes (2019). *Cuentas anuales consolidadas e Informe de Gestión Consolidado correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2019*. Pág. 294. [Archivo PDF]. Recuperado de: [Endesa. Informe de gestión consolidado. pdf](#)

minoristas europeos —Portugal entre otros²⁶—. Asimismo, se sitúa como el mayor distribuidor de energía eléctrica de España y uno de los exponentes en el área de generación. Al igual que el resto de empresas energéticas, la concienciación por el medio ambiente juega un papel especial en la transformación de su modelo de negocio, fomentando la inversión en energías más limpias y menos contaminantes y en la electrificación y digitalización de las redes de distribución.

2.4 Líneas de negocio de Endesa

2.4.1 Generación y Comercialización

El área de Generación y Comercialización abarca las actividades de generación eléctrica, tanto de origen renovable como convencional, y la actividad de comercialización de electricidad y gas. En el apartado de generación, cuenta en su haber con una potencia instalada total a 2019 de 23 365 MW (tan sólo 1666 MW más que en 2013), repartidos entre: (a) renovables (7407 MW; 31,7% del total), de los cuales 4748 MW proceden de fuentes hidroeléctricas y 2660 MW de fuentes eólicas y solares; y (b) convencionales (15 958 MW; 68,3% del total), de los cuales, 3318 MW provienen de centrales nucleares, 7159 MW de centrales de carbón y fuel —posiblemente, una de las mayores dentro del panorama nacional— y 5480 MW de centrales de ciclo combinado. En el apartado de comercialización, la cartera de clientes total en puntos de suministro, contabilizando tanto los del mercado libre como los del mercado regulado, asciende a 12,7 millones, de los cuales casi 11 millones se ajustan a la comercialización eléctrica y 1,7 millones a la comercialización de gas. En conjunto, el área de Generación y Comercialización repercutió a la cuenta de resultados de Endesa, en 2019, 16 848 millones de euros (87,48% del total de ingresos), un 8,67% menos que en 2013, debido a: (a) una disminución generalizada de ingresos; y (b) la mayor repercusión del negocio de distribución. En contraposición, la importancia del área de Generación y Comercialización se va reduciendo a medida que vamos incorporando sus costes operativos asociados (el Margen Bruto ascendió a 2642 millones, el EBITDA a 1709 millones y el Resultado Operativo a -1090 millones).

2.4.2 Distribución

El área de distribución hace referencia a la actividad de distribución eléctrica dentro del territorio nacional. A día de hoy, es la empresa que mayor remuneración percibe por la actividad de distribución²⁷ en el territorio español. En 2019, Endesa ingresó, en el área de distribución, 2566 millones de euros (13,32% del total), un 15,53% más que en 2013. A diferencia de lo que sucede con el área de Generación y Comercialización, los costes operativos apenas diluyen el resultado de la actividad (para el Margen Bruto, 2383 millones de euros; para el EBITDA, 2027 millones; y para el Resultado Operativo, 1624 millones).

²⁶ Endesa (2020). *Sobre Endesa. Quienes somos*. Disponible en: [Sobre Endesa. Quienes somos. Web](#)

²⁷ Vid. CNMC (2018). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2019. Aplicación de la metodología del Real Decreto 1048/2013. Loc. Cit.*

2.5 Naturgy²⁸

Naturgy es un grupo centrado en la prestación de servicios en el ámbito energético, desde la generación, distribución y comercialización de electricidad hasta el aprovisionamiento, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento distribución y comercialización de gas. Se consolida como un agente referente en el sector eléctrico español, pero sobre todo como un agente líder en materia de gas a nivel mundial. Con una trayectoria de 175 años que avalan su solidez y su futuro, busca el confort y un uso más inteligente de la energía²⁹. El grupo está presente en América y España, donde distribuye y comercializa electricidad y gas, en África y Asia, donde se aprovisiona del gas natural y gas natural licuado, y en el resto de Europa, donde participa en los mercados mayoristas y minoristas de gas y electricidad. Para contribuir con la transición energética, ha elaborado un plan de ruta que incluye numerosos proyectos de renovables —no sólo en el ámbito de la generación eléctrica sino también con el desarrollo de “gas renovable” — con el fin de transformar su actual modelo de negocio³⁰.

2.6 Líneas de negocio de Naturgy

2.6.1 Gas y Electricidad

El área de Gas y Electricidad incluye toda actividad relativa a la generación de electricidad, tanto en el ámbito nacional como internacional, además de la comercialización de electricidad y gas en mercados mayoristas. Al cierre del 2019, el 26,43% (4460 MW) de la potencia total (16 871 MW) correspondía a fuentes renovables (2 055 MW hidroeléctrica y 2 405 MW eólica y solar). El otro 73,57% (12 411 MW), correspondía a fuentes convencionales (604 MW nuclear, 1964 MW carbón y fuel, 9792 MW ciclo combinado y 51 MW cogeneración). Es necesario resaltar el importante desarrollo de MW renovables —concretamente, eólicos y solares— que ha venido emprendiendo Naturgy a lo largo de los últimos años (pasando de 845MW en 2013 a 2405 MW en 2019, un 184,61% más). Por el lado de los puntos de suministro, Naturgy cuenta con 8,2 millones de clientes (4,2 millones como comercializadora de electricidad y 4 millones como comercializadora de gas) distribuidos entre tarifas reguladas y tarifas del mercado libre. Así, para ese mismo año, la línea de negocio de Gas y Electricidad abarcó el 60,71% de la facturación total del grupo (13 984 millones de euros sobre el total de 23 034 millones), el 35,58% del Margen Bruto (2409 millones de euros sobre 6723 millones), el 31,59% del EBITDA (1419 millones de euros sobre 4493 millones) y el 25,36% del Resultado Operativo (725 millones sobre 2862 millones).

2.6.2 Infraestructuras EMEA y LATAM

La actividad de distribución y transporte de electricidad y gas viene recogida dentro del segmento de infraestructuras EMEA (España) y LATAM (Argentina, Brasil, Chile, Perú, México y Panamá). Dentro del grupo de empresas objetivo de valoración, es la única empresa dedicada a la distribución de gas.

²⁸ Toda la información relacionada con datos económicos, financieros y operativos ha sido extraído de: Naturgy Energy Group, S.A y sociedades dependientes (2019). *Cuentas anuales consolidadas e informe de gestión consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2019*. Pág. 18. [Archivo PDF]. Recuperado de: [Naturgy. Cuentas anuales consolidadas. pdf](#)

²⁹ Naturgy (2020). *Conócenos. El grupo. Nuestra historia*. Disponible en: [Naturgy. Conócenos. Nuestra historia. Web](#)

³⁰ *Ídem*.

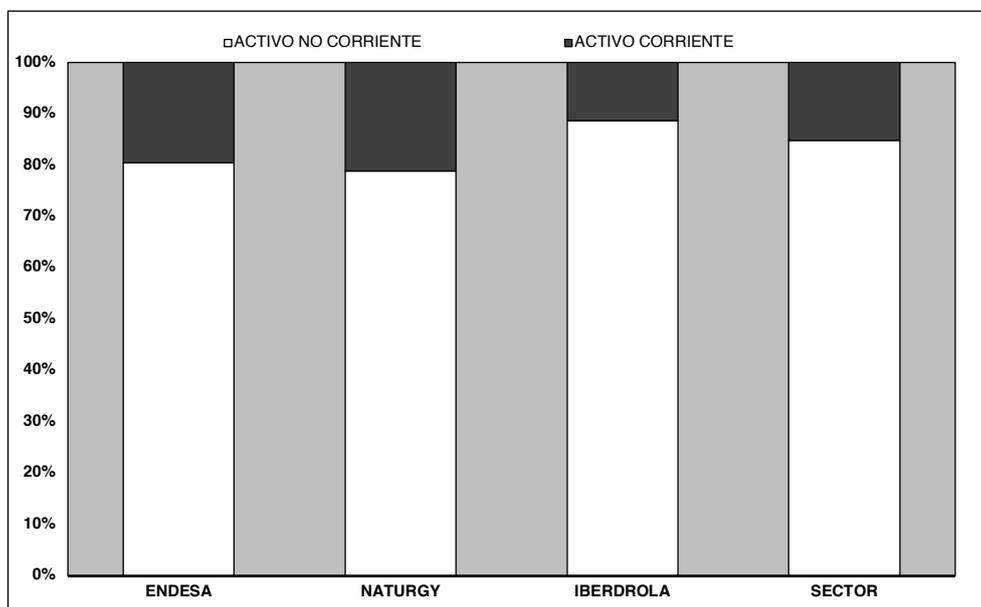
Por ello, se alza como uno de los principales distribuidores en el ámbito nacional y en Latinoamérica. Así, el segmento facturó 9050 millones de euros, un 39,21% del total. La contribución al resto de parámetros financieros (4314 millones de euros para el Margen Bruto; 3178 millones de euros para el EBITDA y 2300 millones para el resultado operativo) es muy significativa, en consonancia con las particularidades ya mencionadas para este tipo de actividad —negocio regulado, rentabilidad esperada conocida en función de parámetros de inversión y costes operativos muy pequeños.

III. ANÁLISIS PATRIMONIAL DEL SECTOR

3.1 Análisis del Balance de Situación sectorial³¹

En este apartado se comenzará con el análisis del balance sectorial (*vid. Anexo V*), comparando, para ello, el porcentaje de participación de las diferentes partidas que lo componen (*vid. Anexo VI*). A primera vista, la estructura de las tres empresas objetivo se percibe bastante similar, aun cuando Iberdrola resulta ser más grande que Endesa y Naturgy. Por el lado del activo (*vid. Gráfica 1*), para las tres energéticas, el activo no corriente ocupa al menos el 78,85% del total, destacando, mayormente, el inmovilizado material e intangible (72,65%) —también llamado activo de explotación—. La razón de esa distribución radica en la elevada inversión en bienes de capital —entendiendo como tal, por ejemplo, las redes de distribución y transporte de electricidad y gas, las centrales y parques de producción eléctrica o las concesiones y patentes— que demanda el sector para poder operar.

Gráfica 1. Composición sectorial del activo

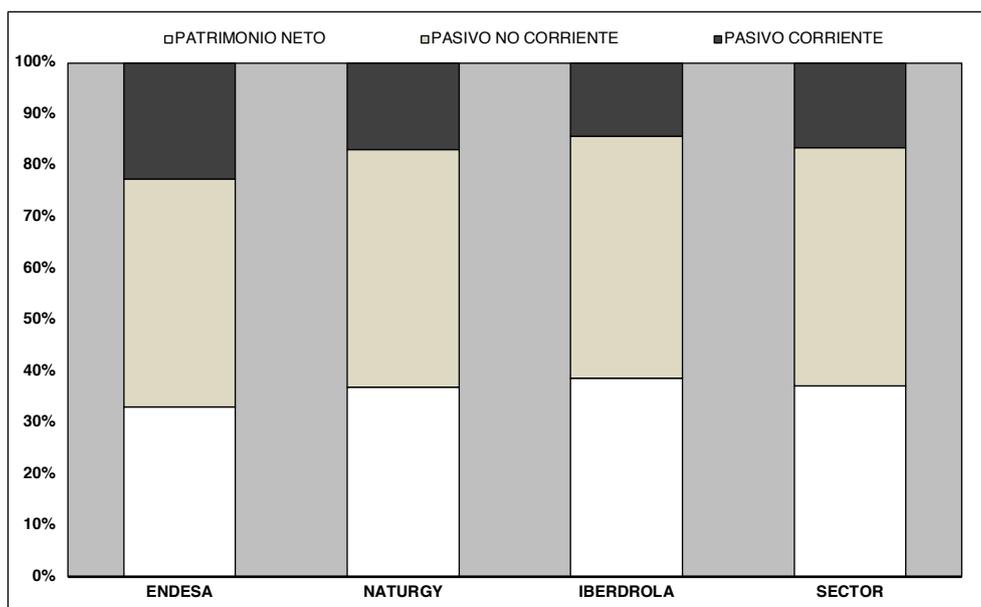


Fuente. Elaboración propia. **Datos.** Informes financieros anuales.

³¹ Los datos que se muestran en las tablas de los Anexos corresponden al promedio de los valores de las distintas partidas de balance que han registrado Endesa, Naturgy e Iberdrola respectivamente durante el periodo que va desde el 2013 hasta el 2019. Con ello, se consigue elaborar un balance promedio unificado que suavice las posibles desviaciones atípicas que puedan presentarse en ciertas partidas. Por ello, la columna de “SECTOR” es indicativa del “promedio del promedio” de los valores de cada partida.

El resto de cuentas, a excepción de los deudores y otras cuentas a cobrar, cuyo porcentaje de participación frente al total sectorial ronda el 8%, apenas tienen una relevancia significativa (ninguna partida supera el 5% de participación). Por el lado del pasivo (*vid. Gráfica 2*), se muestra una disposición que acompaña con las necesidades de financiación requeridas para afrontar las inversiones en activo fijo (un 32,88% procede de capital privado y autofinanciación vía beneficios retenidos, un 45,98% de financiación exigible a largo plazo y el 21,14% restante de financiación del circulante e intereses no minoritarios).

Gráfica 2. Composición sectorial del pasivo



Fuente. Elaboración propia. **Datos.** Informes financieros anuales.

Por último, existen ratios relacionados con las masas patrimoniales que facilitan la ejecución de un diagnóstico rápido sobre la situación financiera de una empresa. Algunos de ellos, como el de solvencia, el de liquidez o el de endeudamiento, gozan de una amplia reputación en el entorno del análisis financiero. Así pues, en la **Tabla 1** se muestran los valores promedio (2013-2019) que han tomado los ratios de cada una de las empresas y su media sectorial.

Tabla 1. Ratios financieros sectoriales

	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA	SECTOR
Ratio Liquidez.....	0,86	1,26	0,79	0,97
Ratio Tesorería.....	0,12	0,37	0,13	0,21
Ratio Solvencia	1,49	1,58	1,63	1,57
Ratio de Endeudamiento.....	2,03	1,71	1,59	1,78
Ratio Financiación básica	0,96	1,06	0,97	0,99
Fondo de maniobra (miles €).....	(1.803.429)	1.896.508	328.433	140.504

Fuente. Elaboración propia. **Datos.** Informes financieros anuales.

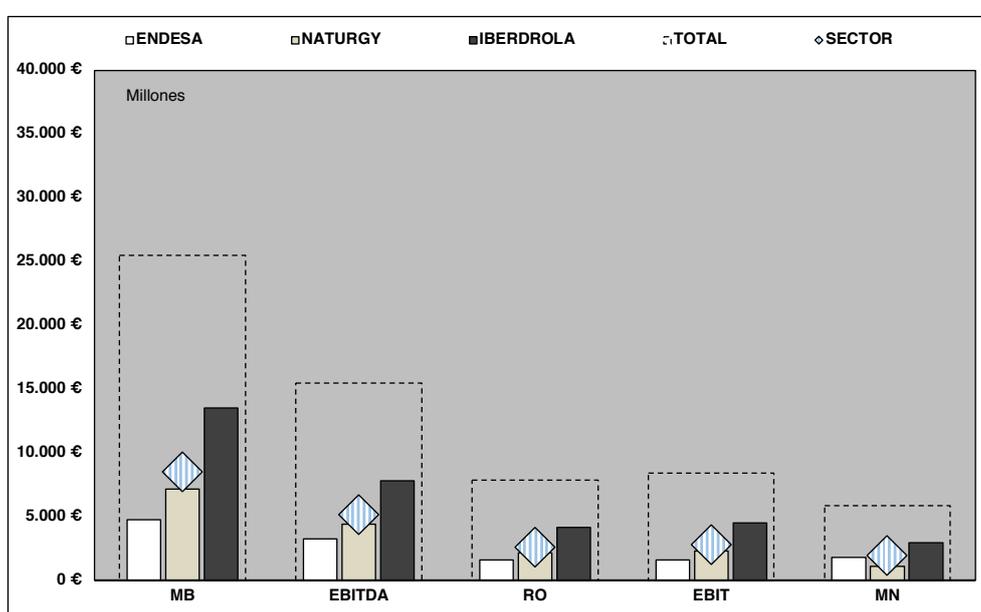
En primer lugar, el ratio de endeudamiento (1,78), el cual viene a indicar un exceso de financiación exigible sobre la financiación propia, no debería ser motivo de preocupación si nos fijamos en el elevado volumen de inversión en infraestructuras productivas necesario, y en la posibilidad de aprovecharse del efecto apalancamiento como multiplicador de la rentabilidad económica. Segundo, el ratio de solvencia

(1,57) confirma la salud financiera a largo plazo de la que goza el sector en general —la importancia del valor de los activos y su capacidad para cubrir las deudas. Por último, las propias características del sector —cobros generalmente al contado y pagos a crédito— evitan que el fondo de maniobra comprometa las entradas y salidas de efectivo en el corto plazo.

3.2 Análisis de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias sectorial³²

En línea con el apartado anterior, se analizará la cuenta de resultados sectorial (*vid. Gráfica 3 y Anexo VII*) y su composición (*vid. Anexo VIII*), calculando el porcentaje que supone cada partida respecto al importe de la cifra de negocios, así como la representatividad de los distintos márgenes y resultados y su evolución desde el año 2013 hasta el 2019.

Gráfica 3. Valor de los diferentes márgenes y resultados sectoriales



Fuente. Elaboración propia. **Datos.** Informes financieros anuales.

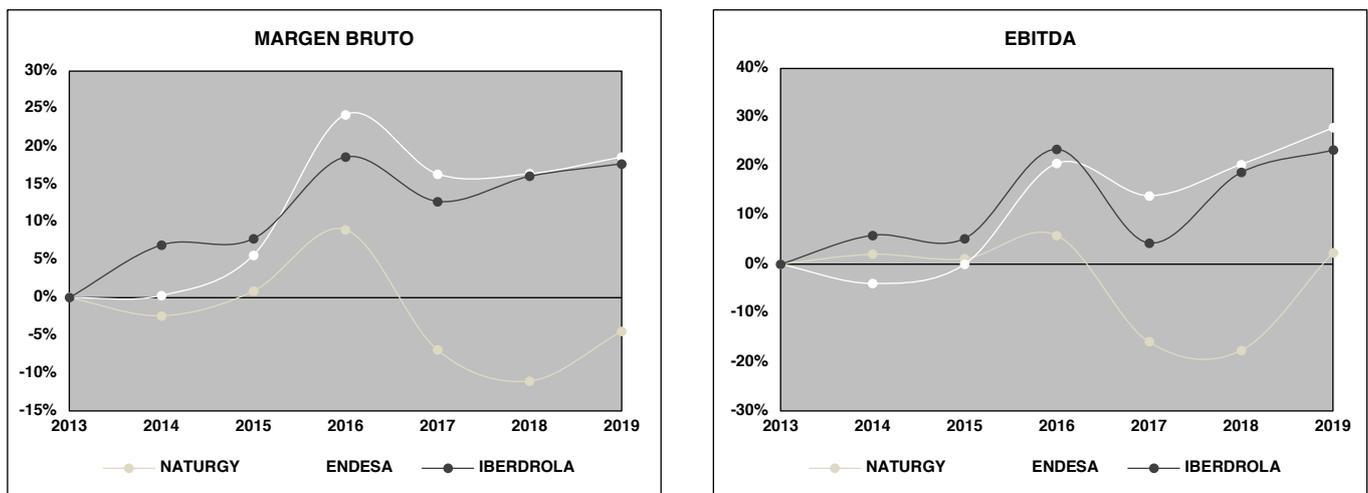
Examinando el margen bruto —diferencia entre las ventas y los aprovisionamientos—, Iberdrola presenta una cifra muy superior a la de sus competidores —hasta cierto punto comprensible teniendo en cuenta los indicadores de inversión que manejan cada una— tanto en términos de valor monetario (13 543 millones de euros frente a los 7154 millones de Naturgy o a los 4774 millones de Endesa) como en términos de porcentaje sobre la cifra de negocios (42,31% frente al 24,41% de Endesa y al 29,88% de Naturgy). La única explicación que puede llegar a justificar esa discrepancia tan abultada en el margen bruto es que existan desigualdades en la forma de contabilizar algunos ingresos y gastos —el importe al que ascienden los otros gastos de explotación, en el caso de Iberdrola, es significativamente superior. Así pues, incorporando al margen bruto el resto de ingresos y gastos derivados de la explotación, y excluyendo las amortizaciones, las depreciaciones y las plusvalías o minusvalías del

³² Los datos que se muestran en las tablas de los Anexos corresponden al promedio de los valores de las distintas partidas de PyG que han registrado Endesa, Naturgy e Iberdrola respectivamente durante el periodo que va desde el 2013 hasta el 2019. Con ello, se consigue elaborar una cuenta de pérdidas y ganancias unificada que suavice las posibles desviaciones atípicas que puedan presentarse en ciertas partidas (especialmente en la cuenta de pérdidas y ganancias). Por ello, la columna de “SECTOR” es indicativa del “promedio del promedio” de los valores de cada partida.

inmovilizado (EBITDA %), las cifras se acercan un poco más a la realidad del sector (Endesa, 16,72%; Naturgy, 18,44%; Iberdrola, 24,36%). En este caso, a pesar de que Iberdrola siga presentando valores más atractivos, los datos que nos ofrecen el resto de competidores son algo más comprensibles. Así las cosas, el dominio que exhibe Iberdrola en todos y cada uno de los márgenes debería traducirse en una mayor capacidad para generar beneficios futuros, incrementos en la inversión en capital y tasas de crecimiento por encima de la media.

Por otro lado, estudiando la evolución del Margen Bruto (%) y del EBITDA (%) de las empresas objetivo (*vid. Gráfica 4*) —se entiende que ambos parámetros son los resultados económicos ligados a la explotación más relevantes en la valoración empresarial—, puede verse cómo la caída generalizada ocasionada durante el año 2017 —veníamos de un año, el 2016, en el que los precios del MWh de gas y electricidad registraron mínimo históricos (39,61€/MWh para la electricidad y 17,01€/MWh para el gas)— sumado a la subida en los precios de la electricidad y el gas y su efecto en los costes de aprovisionamiento, mostró una devaluación menos acentuada en Iberdrola y Endesa que en Naturgy —posiblemente debido a que aquéllas no necesitaban adquirir tantas unidades energéticas en los mercados mayoristas como ésta, pues disponen de una capacidad de generación suficiente como para abastecer, en mayor medida, a los clientes de sus propias comercializadoras. Desde entonces, las tres empresas han seguido sendas de crecimiento consistentes, o en el peor de los casos, han podido recuperar los márgenes y el EBITDA de ejercicios anteriores.

Gráfica 4. Variación del Margen Bruto y EBITDA para Iberdrola, Naturgy y Endesa



Fuente. Elaboración propia. Datos. Informes financieros anuales.

3.3 Análisis de otras variables operativas

Para terminar con el análisis patrimonial del sector, en este apartado se abordará el análisis de otras variables que, no teniendo tanta repercusión como las anteriores, son realmente interesantes de cara a una buena valoración empresarial. Las variables a considerar serán: las rentabilidades económicas, por desglose de negocio, y financieras, el coste de la deuda, la rentabilidad de las inversiones y los tipos impositivos.

Así las cosas, en el entorno financiero es frecuente medir la viabilidad empresarial a través de dos magnitudes básicas: la rentabilidad económica y la rentabilidad financiera (*vid.* **Tabla 2**). Las dos vinculan algún resultado de la cuenta de pérdidas y ganancias con distintos tipo de “inversión” —la económica con el activo y la financiera con el patrimonio. La rentabilidad económica mide cuantas unidades de beneficio operativo (RO) se han generado por unidad de activo real de explotación, tanto material como intangible —se excluyen los terrenos, las instalaciones en curso, los activos financieros, las inversiones mobiliarias y los derivados. La rentabilidad financiera, en contraposición, mide cuantas unidades de beneficio (RE) se han generado por unidad de fondos propios.

Tabla 2. Variables operativas sectoriales

(%)	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA	SECTOR
Rentabilidad Económica (ROA)	5,74	5,34	4,83	5,30
<i>Generación y Comercialización</i>	4,66	8,17	4,34	5,72
<i>Transporte y Distribución</i>	9,60	10,11	7,02	8,91
Rentabilidad Financiera (ROE)	10,97	5,69	7,31	7,99
Coste Deuda	3,11	4,63	4,18	3,97
Impuesto sobre beneficios	21,99	19,46	21,81	21,08
Rentabilidad Activos financieros	2,71	8,20	10,36	7,09

Fuente. Elaboración propia. **Datos.** Informes financieros anuales.

Empezando por la rentabilidad económica, la actividad regulada de distribución eléctrica y de gas, de cuya retribución se encargan los distintos órganos de gobierno nacionales e internacionales, se presenta como la palanca que impulsa la rentabilidad económica general —ante este escenario, resulta entendible que las empresas eléctricas y gasistas apuesten por la distribución y transporte energético. Por el contrario, el negocio de generación y comercialización, al estar sujeto a un mayor número de variables no controlables —precio de las *commodities*, demanda de energía, estructura de la producción, fenómenos meteorológicos, etc.— su rentabilidad se estima inferior. Para el caso de Iberdrola, por ejemplo, los mayores volúmenes de inversión con los que opera facilitan la existencia de activos de explotación menos productivos y rentables. Sea como fuere, la rentabilidad económica media del sector se sitúa en un 5,30%. Por el lado de la rentabilidad financiera, el efecto multiplicador del apalancamiento —el ratio de endeudamiento del sector es de 1,78—, siempre y cuando el coste de la deuda no sobrepase la rentabilidad económica, permite que el rendimiento de los fondos propios se acerque al 8% —así por ejemplo, el elevado coste de la deuda que tiene Naturgy lastra su rentabilidad. Por último, la tasa impositiva sobre los beneficios será un indicador muy importante de cara al cálculo del Coste de Capital Medio Ponderado (WACC) en los métodos de valoración por descuento de flujos, pues los intereses que devenga la deuda financiera son costes deducibles en el marco del impuesto de sociedades —minoran la base imponible del ejercicio.

PARTE 2

VALORACIÓN SECTORIAL

IV. MÉTODOS ESTÁTICOS DE VALORACIÓN³³

Los métodos estáticos o métodos basados en el balance son todos aquellos modelos que tratan de determinar el valor de una empresa utilizando, para ello, las distintas masas patrimoniales que componen el balance³⁴. Entienden que el valor de una empresa procede no tanto de sus expectativas futuras sino de los bienes, derechos y obligaciones que posean. Así, será preciso, antes de nada, establecer las condiciones sobre las que se fundamentará el proceso de valoración. Las hipótesis planteadas han sido las siguientes:

- Hipótesis 1ª. Dada la política contable llevada a cabo por las empresas del sector en la elaboración de la información financiera disponible, se considera que tanto los activos como los pasivos vienen reflejados a su valor de mercado —pues las fórmulas y test de deterioro empleados ya contemplan métodos de estimación propiamente utilizados para el cálculo del valor razonable, esto es, descuento de flujos o transacciones similares en el mercado.
- Hipótesis 2ª. Sobre los costes de liquidación y las posibles plusvalías o minusvalías en un procedimiento de liquidación; se considera, primero, que la ausencia de un mercado activo de referencia dificulta la correcta estimación del valor de venta de los distintos activos —principalmente los de explotación—; y segundo, los costes que resultarían de una posible disolución serían: (i) los aranceles notariales y registrales (0,24 por mil del valor de la cuantía³⁵); y (ii) las indemnizaciones por despido colectivo, que alcanzarían los 1 768 millones, 655 millones y 618 millones³⁶ para Iberdrola, Naturgy y Endesa, considerando una plantilla con una antigüedad media de 12,67 años y un salario percibido medio anual de 80 000, 76 000 y 100 000 euros respectivamente.
- Hipótesis 3ª. Se entiende que el activo real de explotación quedaría configurado por: (i) *Activo real de explotación no corriente*, es decir, las centrales de generación, las instalaciones de transporte y distribución, los contadores y aparatos de medida, los despachos de maniobra, los otros elementos de explotación y los activos por derecho de uso así como el fondo de comercio, las licencias, concesiones, patentes y marcas, las aplicaciones informáticas y los derechos de emisión; y (ii) *Activo real de explotación corriente*, es decir, los deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, las existencias y material energético y el efectivo. El resto de partidas no serán consideradas como unidades generadoras dentro del negocio principal.

³³ La introducción de cada método incorpora una breve descripción en la que se define el modelo y se describe la metodología de cálculo de los distintos valores. Para no excederse en las citas, la información teórica ha sido extraída de:

- (i) Fernández, Pablo. *Valoración de Empresas y Sensatez* [en línea]. Abril, 2013. Disponible en: [Valoración de empresas y sensatez. Web](#).
- (ii) CaixaBank. *Cómo valorar una empresa cotizada*. Inversor Ediciones SL. España. Disponible en: [CaixaBank. Cómo valorar una empresa cotizada. Web](#).
- (iii) Valoración de empresas. Graduado en Finanzas y Contabilidad. Facultad de Economía y Empresas. Universidad de Zaragoza. Luis Alberto Fabra Garcés, Jesús Broto Rubio.

³⁴ En el Anexo de formulación se pueden encontrar todos los métodos que serán de aplicación en el trabajo y las fórmulas que permiten su obtención (*vid. Anexo Formulación*).

³⁵ *Vid.* Real Decreto 1426/1989, de 17 de noviembre, por el que se aprueba el Arancel de los Notarios; y *vid.* Real Decreto 1427/1989, de 17 de noviembre, por el que se aprueba el Arancel de los Registradores de la Propiedad.

³⁶ *Vid.* Poder Judicial España. *Cálculo de Indemnizaciones*. Disponible en: [Cálculo Indemnizaciones. Web](#)

Teniendo en cuenta todo lo anterior, los valores financieros (VNC, VNCC y VL) y económicos (VS y CPNE) se muestran en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Valoración sectorial por métodos estáticos

MÉTODOS ESTÁTICOS (€/acción)	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA
Valor Neto Contable (VNC)	7,40	14,20	7,42
Valor Neto Contable Corregido (VNCC).....	7,40	14,20	7,42
Valor de Liquidación (VL)	6,80	13,50	7,12
Valor Sustancial (VS)	24,05	36,39	15,10
Capitales Permanentes Necesarios Explotación (CPNE)	17,47	32,59	13,79
PRECIO DE COTIZACIÓN	23,79	22,40	9,05

Fuente. Elaboración propia. **Datos.** Informes financieros anuales.

Así, en aplicación de la Hipótesis 1^a, el valor neto contable y neto contable corregido coincide para cada una de las empresas del modelo. Esto se debe a que las partidas de activo que integran los balances ya están expresadas a su valor razonable o de mercado. Más allá de eso, y sin entrar en detalles, puede calcularse rápidamente el múltiplo al que cotizaban (31-12-2019) las energéticas con respecto a su valor neto contable (3,21x Endesa, 1,58x Naturgy y 1,22x Iberdrola), indicador que será utilizado en modelos de valoración posteriores (*vid.* **Método de múltiplos o comparables**). Asimismo, destacar que el valor sustancial viene a indicar la cantidad de inversión que habría de realizarse para constituir una empresa de idénticas características, obviando los activos que no son propios de la explotación. Para este caso concreto, los valores sustanciales superan ampliamente a los valores netos contables corregidos, sacando a relucir las estructuras financieras del sector —valores de inversión y financiación exigible elevados.

V. MÉTODOS MIXTOS DE VALORACIÓN

Los métodos mixtos o basados en el fondo de comercio se alejan de la idea estática y entienden que la capacidad de generación de rentas futuras juega un papel fundamental en la determinación del valor financiero y económico. Por ello, partiendo de una valoración analítica, se agrega el valor actual de la diferencia entre el beneficio normalizado y la renta económica—también conocido como fondo de comercio. De igual manera que con los métodos estáticos, las hipótesis de valoración planteadas en los modelos han sido las siguientes:

- Hipótesis 1^a. El valor sustancial, o en su caso, el valor de los capitales permanentes necesarios para la explotación, lo formarán, tal y como se concretaba en los métodos estáticos, todos aquellos activos involucrados en la obtención de rentas económicas procedentes de la actividad de explotación. Entonces, tras alcanzar el valor económico final, será necesario añadir el resto de activos no afectos a la explotación, y restar el total de la deuda —o el total de la deuda con coste en el método de los C.P.N.E— para conseguir, de esta manera, el valor financiero.
- Hipótesis 2^a. Se entenderá como beneficio anual normalizado al promedio del resultado operativo —el valor sustancial no tiene en cuenta la estructura de financiación— que se haya generado desde el 2013 hasta el 2019.

- Hipótesis 3ª. La tasa de rentabilidad (r) de los activos afectos a la explotación se atribuirá a la rentabilidad económica (ROA) media del sector —en concordancia con la Hipótesis 2ª.
- Hipótesis 4ª. Para la determinación de la tasa de actualización (k) se empleará la beta cotizada de la empresa (β) —calculada para el mismo periodo del 2013 al 2019— como multiplicador de riesgo de la rentabilidad de los activos afectos (r). Cabe resaltar que todas las empresas objeto de la valoración presentan betas cotizadas por debajo de la unidad, indicativo de que su riesgo asociado es menor que el riesgo de mercado con el que se las compara. En definitiva, por las características del propio sector, la tasa a la que se descontará el fondo de comercio será menor que la tasa de rentabilidad (r) de los activos de explotación.
- Hipótesis 5ª. El número de años que habrá de computarse como periodo de actualización en los métodos de la U.E.C y de los C.P.N.E será el PER al cierre del 2019.

Así pues, apoyándose en las cinco hipótesis y en las fórmulas de cálculo para los distintos métodos (vid. **Anexo Formulación**), los valores financieros resultantes han sido los siguientes (vid. **Tabla 4**):

Tabla 4. Valoración sectorial por métodos mixtos

MÉTODOS MIXTOS (€/acción)	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA
Método Directo o Anglosajón.....	13,87	20,82	3,80
Método Indirecto	9,48	16,59	6,00
Método de la U.E.C	9,84	16,65	5,76
Método de los CPNE	13,25	20,88	6,52
PRECIO DE COTIZACIÓN	23,79	22,40	9,05

Fuente. Elaboración propia. **Datos.** Informes financieros anuales.

Contrastando los valores cosechados a través de los métodos estáticos y los calculados por medio de los métodos mixtos, se observa claramente la plusvalía que aportan las perspectivas futuras en la determinación de los valores financieros (7,40€/acción vs 9,84€/acción por la U.E.C en Endesa o 14,20€/acción vs 16,65€/acción por la U.E.C en Naturgy). Para el caso de Iberdrola, el empleo de los métodos mixtos no implica necesariamente un aumento sino una disminución del valor. El hecho de que su beneficio económico normalizado se sitúe por debajo de la renta que deberían generar sus activos aplicando la rentabilidad media económica sectorial redundaría en el “superbeneficio” y en el fondo de comercio. Aún con todo, los valores siguen estando muy alejados de los precios que asignaba el consenso del mercado.

VI. MÉTODO POR MÚLTIPLOS O COMPARABLES

El método de múltiplos o comparables consiste en la determinación de un precio objetivo por comparación de empresas análogas —es importante que las comparables sean lo suficientemente semejantes como para evitar posibles errores de valoración. Son métodos utilizados específicamente en el ámbito de las empresas cotizadas pues disponen de un mercado que fije sus respectivos precios. Los ratios deben ser consistentes, procedentes de datos homogéneos, estables y sencillos de entender. Se calculan, primero, los ratios individuales de cada empresa y la media sectorial, y se multiplican, después, por las variables objetivo. Las hipótesis planteadas para la valoración han sido las siguientes:

- Hipótesis 1ª. Las variables objetivo serán las magnitudes que, debidamente escogidas, vayan a ser comparadas entre las distintas empresas del sector y relacionadas con algún tipo de valor o precio —múltiplos como el PER, el P/VNCC o el EV/EBITDA. Las variables objetivo tendrán carácter financiero, como la cifra de ventas, el EBITDA o el resultado del ejercicio, o carácter operativo, como la potencia instalada o los GWh de electricidad generados; y serán seleccionadas tomando en consideración su importancia dentro de la gestión empresarial.
- Hipótesis 2ª. Los múltiplos empleados serán: PER, P/VNCC, P/INCN, P/EBITDA, P/PT, P/GE, EV/INCN y EV/EBITDA, donde PT hará referencia a la potencia instalada en MW y GE a la generación eléctrica en GWh.
- Hipótesis 3ª. Se entenderá como Equity Value (Eqv), Capitalización Bursátil (P) o simplemente, valor financiero, al resultado de multiplicar el número de acciones de una empresa por su precio de cotización en el mercado (p) para una fecha determinada (31/12/2019).
- Hipótesis 4ª. Se entenderá como Enterprise Value (EV) o simplemente, valor económico, al resultado de sumar el Equity Value (Eqv) y el valor a mercado de la deuda, y sustraer la tesorería y activos líquidos equivalentes. En los estados financieros, como la deuda viene reflejada, o bien a su coste amortizado si se trata de préstamos, o bien a su valor razonable si se trata de valores negociables, se presume estarán expresados a su valor de mercado.

Así pues, en la **Tabla 5** se muestran los múltiplos individuales, los sectoriales y su valoración:

Tabla 5. *Múltiplos individuales, sectoriales y valoración por comparables*

MÚLTIPLO	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA	SECTOR
PER	14,1x	19,9x	19,6x	17,9x
P/VNCC	3,2x	1,6x	1,2x	2,0x
P/INCN.....	1,3x	0,9x	1,8x	1,3x
P/EBITDA	7,7x	5,0x	7,4x	6,7x
P/PT.....	1.128,9x	1.402,6x	1.288,9x	1.273,5x
P/GE	356,0x	463,4x	432,8x	417,4x
EV/INCN	2,5x	1,9x	4,1x	2,8x
EV/EBITDA.....	15,0x	10,5x	16,8x	14,1x

MÉTODO MÚLTIPLOS (€/acción)	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA
PER	30,15	20,09	8,26
P/VNCC.....	14,83	28,46	14,86
P/INCN	24,68	32,50	6,72
P/EBITDA	20,68	30,03	8,20
P/PT	26,84	20,34	8,94
P/GE.....	27,89	20,18	8,73
EV/INCN.....	29,97	44,35	2,83
EV/EBITDA.....	20,97	38,40	5,80
PRECIO DE COTIZACIÓN	23,79	22,40	9,05

Fuente. Elaboración propia. **Datos.** Informes financieros anuales.

Como consecuencia de su propio planteamiento, en el método por múltiplos siempre habrá empresas cuyos ratios presenten cifras superiores e inferiores a la media sectorial, es decir, como resultado del proceso de valoración, algunas empresas mostrarán valores situados por encima de su precio de cotización —infravaloración— y otras, valores por debajo —sobreevaluación—. El ejemplo más claro

puede verse con el PER, uno de los indicadores más empleados en las bolsas de valores, y cuyo significado puede llegar a señalar desde el número de años que harían falta para rentabilizar una inversión hasta las expectativas de crecimiento futuras. Así, multiplicando el PER sectorial por los beneficios promedios netos de cada una de las empresa, Endesa debería estar cotizando a 30,15€/acción (prima del 26,73%) e Iberdrola a 8,26€/acción (descuento del 8,72%). De la misma manera, el EV/EBITDA, que relaciona magnitudes puramente económicas, refleja que Naturgy está infravalorada —en términos comparativos—, cotizando con un descuento del 71,42%, e Iberdrola, sobrevalorada —de nuevo, en términos comparativos—, cotizando con una prima del 35,91%.

VII. MÉTODO POR DESCUENTO DE FLUJOS

La valoración por descuento de flujos de caja, además de ser el método conceptualmente más interesante, se reafirma como uno de los más utilizados en la amplia práctica financiera. En la teoría, se entiende que el valor de una empresa deriva de su capacidad para generar flujos de caja futuros descontados a una tasa de actualización que manifieste su riesgo asociado. También podría definirse como la cantidad que se estaría dispuesto a pagar por una inversión, dados unos flujos de caja y una rentabilidad exigida determinados. Las principales características del modelo son: (a) deja de lado variables como el beneficio, susceptibles de ser manipuladas por la contabilidad, y se enfoca en parámetros más tangibles —los cobros y los pagos, es decir, los flujos de caja—; (b) percibe el riesgo que conlleva la generación de los flujos de caja —tasa de descuento o WACC—; y (c) parte de los conceptos contables de empresa en funcionamiento —se asume que la empresa funcionará durante un tiempo razonablemente largo— y el principio de devengo —diferencia entre ingresos, gastos, cobros y pagos. El objetivo fundamental será la determinación del valor operativo a través del descuento de los flujos de caja libres, para después, sustrayendo la deuda neta a valor de mercado, alcanzar el valor financiero. El proceso comenzará, primero, con la proyección del balance y la cuenta de pérdidas y ganancias, para lo que se establecerán las hipótesis y criterios de valoración correspondientes —en algunos casos, promedios, en otros, tasas de crecimiento, y en otros, modelos de regresión lineal. Seguidamente, y con los datos del balance y la cuenta de pérdidas y ganancias estimados, se procederá al cálculo de los flujos de caja libres para los cinco años iniciales, y del valor residual para los infinitos siguientes. A continuación, se determinará el Coste del Capital Medio Ponderado (WACC) que trabajará como tasa de actualización. Para finalizar, aplicando las fórmulas convenientes (*vid.* **Anexo Formulación**) y restando la deuda neta a valor de mercado, se obtendrá el valor financiero final.

7.1 Estados financieros previsionales

La proyección de los estados financieros es, posiblemente, la labor más importante y delicada dentro del modelo de valoración, pues de su exactitud y fiabilidad dependerá la validez de las conclusiones que se vayan extrayendo. La estimación de los valores futuros será llevada a cabo mediante criterios de decisión que variarán en función de la importancia relativa y de la variabilidad de las partidas a proyectar. Los criterios de decisión utilizados han sido: Criterio de Promedios, Criterio de Tasas de Variación, Criterio de Participación y Criterio del Modelo de Regresión Lineal.

7.1.1 Balance de Situación Previsional

El balance previsional (*vid. Anexo IV*) servirá como cimiento para la consecución de los flujos de caja en tanto en cuanto permite estimar los valores futuros del inmovilizado material e intangible (CAPEX) y del fondo de maniobra (NOF). Así, las hipótesis planteadas para el modelo de valoración han sido:

- Hipótesis 1ª. Para el inmovilizado material e intangible neto, cuya importancia relativa se estima muy alta, se aplicará el criterio del Modelo de Regresión Lineal. El desglose factorial (*vid. Anexo XI*) del inmovilizado material e intangible quedará distribuido en: (i) Inmovilizado material e intangible bruto (CAPEX); (ii) Amortización acumulada; (iii) Amortización anual; y (iv) Provisión por deterioro. La estimación de los importes futuros del inmovilizado material e intangible brutos se hará conforme al modelo de regresión lineal y su ecuación tendencial, con R2 mayor que 0,8 en todos los caso del estudio. Los factores restantes se estimarán a partir de la media móvil del porcentaje de la amortización acumulada, de la amortización anual y de la provisión por deterioro, aplicándose sobre el inmovilizado material e intangible brutos proyectado.
- Hipótesis 2ª. Para los otros activos no corrientes, las existencias, los deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, los pasivos financieros no corrientes, los pasivos financieros corrientes y los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar, cuya importancia relativa se estima alta, se aplicará el Modelo de Tasas de Variación. Así, se calculará la tasa de variación anual para cada una de ellas (2013-2019) y su cifra promedio. La estimación de los importes futuros se llevará a cabo multiplicando sucesivamente el saldo de n-1 por la tasa de variación promedio. En este caso, la TCAC para el periodo estimado coincidirá con la tasa de variación media anual.
- Hipótesis 3ª. Para las partidas no mencionadas, cuya importancia relativa o bien se estima baja, o bien presentan una gran variabilidad en sus cifras, se aplicará el Modelo de Promedios. Entonces, para el año n, se promediarán los saldos de los 7 años inmediatamente anteriores —en medias móviles. En aquellos casos en los que las cifras sean excesivamente altas o bajas en comparación con el resto de años, se considerará su exclusión del cómputo promedio anual con la intención de suavizar su progresividad temporal.

En la **Tabla 6** se muestran la Tasas de Crecimiento Anuales Compuestas (TCAC) para las cuentas en las que se haya aplicado el criterio del Modelo de Regresión Lineal y el Modelo de Tasas de Variación.

Tabla 6. TCAC (2020-'25) cuentas de balance más significativas

CUENTA (%)	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA
Inmovilizado material bruto	2,20	1,63	3,61
Inmovilizado intangible bruto.....	9,31	-2,93	4,21
Existencias	-0,40	2,11	3,44
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar.....	-0,44	-0,59	9,01
Pasivos financieros no corrientes	-0,48	1,43	5,14
Pasivos financieros corrientes	-5,45	-5,83	15,44
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar.....	2,41	-1,33	3,79

Fuente. Elaboración propia. **Datos.** Informes financieros anuales.

7.1.2 Cuenta de Pérdidas y Ganancias Previsional

La cuenta de pérdidas y ganancias previsional (*vid. Anexo X*), en adición al balance, permite agregar al modelo de valoración las variables relacionadas con la explotación pura de las actividades del negocio. Así las cosas, las hipótesis planteadas han sido las siguientes:

- Hipótesis 1ª. Para el importe neto de la cifra de negocios, cuya importancia relativa se estima muy alta, se aplicará el criterio del Modelo de Regresión Lineal a sus distintos factores, condicionado a la ausencia de circunstancias que conlleven la asunción de otro criterio diferente (*vid. Anexo XI*). Con ello, se pretende elaborar un marco analítico que, en la medida de lo posible, exponga la composición por factores de la cifra de negocios a la vez que proyecte los importes de acuerdo a las respectivas ecuaciones de tendencia —o si procede, de acuerdo a sus respectivos promedios.
- Hipótesis 2ª. Para el margen bruto, cuya importancia relativa se estima muy alta, se entiende que las circunstancias a las que están sometidas las empresas objeto de valoración —entornos de crecimiento en los márgenes— justifican seleccionar el último margen bruto (2019) como margen proyectado para los años posteriores —escenario conservador.
- Hipótesis 3ª. Para los gastos en salarios, los otros gastos de explotación, los ingresos financieros, los gastos financieros y el impuesto sobre beneficios, cuya importancia relativa se estima alta, se aplicará el criterio de Participación. En el caso de los salarios y los otros gastos de explotación, se cogerá su porcentaje promedio de participación respecto la cifra de negocios y se utilizará en los años subsiguientes. En el caso de los ingresos financieros, gastos financieros e impuesto de sociedades, se cogerá el coste de la deuda, la rentabilidad de los activos financieros y el impuesto de sociedades (%) promedio y se multiplicarán, los dos primeros, por la deuda financiera con coste y por los activos financieros proyectados respectivamente, y el tercero, por el resultado antes de impuestos (EBT) proyectado.
- Hipótesis 4ª. Para la amortización anual del inmovilizado, *vid. Balance de Situación Previsional*. Hipótesis 1ª.
- Hipótesis 5ª. Para las partidas restantes, cuya importancia relativa o bien se estima baja, o bien presentan una gran variabilidad, se aplicará el Modelo de Promedios.

Como se venía diciendo, el importe neto de la cifra de negocios, por su implicación en la valoración —base del modelo—, se merece una explicación algo más detallada. En primer lugar, el propósito de la factorización (*vid. Anexo Formulación*) no es más que la elaboración de un marco analítico donde vengan desglosadas todas aquellos variables que puedan llegar a influir significativamente en la generación de negocio. Para ello, en el marco analítico, se ha tratado de diferenciar entre factores relacionados con los negocios nacionales y factores relacionados con negocios internacionales. Así, los factores nacionales, según área de negocios, quedarían desglosados en (*vid. Anexo XI*):

- (a) Negocio de comercialización eléctrica y de gas. Se factoriza en puntos de suministro eléctricos y de gas en el mercado libre (nº de clientes), puntos de suministro eléctricos y de gas en el mercado regulado (nº de clientes), consumo eléctrico y de gas por suministro (en MWh), precio de la electricidad y del gas en el mercado libre (en €/MWh) y precio de la electricidad y del gas en el mercado regulado (en €/MWh).

-
- (b) Negocio de generación eléctrica. Se factoriza en electricidad producida (en GWh) y precio de la electricidad en el mercado mayorista español (en €/MWh).
 - (c) Negocio de distribución eléctrica y de gas. Se aportan los ingresos de la actividad de distribución eléctrica y de gas señalados en la información segmentada de las cuentas anuales.

Algunos datos relevantes:

- § Sobre el negocio de comercialización de electricidad y gas. Según Red Eléctrica, el consumo medio de un hogar español es de 3,3 MWh³⁷ y se reputa constante a lo largo del tiempo. En función de los hábitos de consumo que tengan los clientes de las distintas carteras, se computará, bien los 3,3 MWh para carteras con preponderancia doméstica (Iberdrola), bien los 3,9 MWh corregidos para carteras con influencia industrial y comercial (Naturgy y Endesa). El precio de la electricidad en los mercados libres y regulados, esto es, la tarifa eléctrica, oscila alrededor de los 240€/MWh³⁸, incluyendo impuestos y peajes. Por otro lado, según la CNMC, en su informe sobre el mercado, se contempla que el consumo de gas más frecuente asciende en las zonas cálidas a 6 MWh y en las zonas frías a 16 MWh (equiponderando, 9 MWh). Además, las tarifas de gas tanto para el mercado libre como para el regulado —TUR— rondan los 80€/MWh³⁹.
- § Sobre el negocio de generación. Según el operador de mercado OMIE, en sus publicaciones anuales, el precio medio anual del MWh en los mercado mayoristas, para el periodo comprendido 2013-2019, se situó en la franja de los 40 €/MWh y los 57 €/MWh (*vid. Anexo III*).

La parte del negocio internacional presenta alguna que otra complicación adicional debido a que cada una de las empresas objeto de valoración extiende su actividad a zonas geográficas diversas y a la dificultad para encontrar datos específicos sobre cada variable. Sea como fuere, el desglose de los factores internacionales, por empresa y área de negocio, has sido el siguiente (*vid. Anexo XI*):

- (a) Negocio de comercialización eléctrica y de gas. Para Endesa, se factoriza en puntos de suministro eléctricos y de gas internacionales (nº de clientes), consumo eléctrico y de gas por suministro internacional (en MWh) y precio de la electricidad y del gas internacional (en €/MWh); para Naturgy, se aportan los ingresos del segmento de negocio “GNL y Comercialización”, por ausencia de datos; para Iberdrola, se factoriza en puntos de suministro eléctrico y de gas en UK (nº de clientes), puntos de suministro eléctrico en EEUU (nº de clientes), puntos de suministro eléctrico en Brasil (nº de clientes), consumo eléctrico y de gas por suministro internacional (en MWh), precio de la electricidad y del gas en UK (en €/MWh), precio de electricidad en EEUU (en €/MWh) y precio de la electricidad en Brasil (en €/MWh).
- (b) Negocio de generación eléctrica. Tanto para Naturgy como para Iberdrola, se factoriza en electricidad producida internacional (en GWh) y el precio de la electricidad en los mercados mayoristas internacionales (en €/MWh).

³⁷ Vid. REE. *Cómo consumimos electricidad*. Disponible en: [Cómo consumimos electricidad. Web](#)

³⁸ Vid. CNMC (2020). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad*. Pág. 40. [Archivo PDF]. Disponible en: [Informe de supervisión mercado minorista eléctrico. pdf](#)

³⁹ Vid. CNMC (2020). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Informe de supervisión de mercado de gas natural en España 2019. Op. Cit.* Pág 42.

- (c) Negocio de distribución eléctrica y de gas. Para Naturgy, se aportan los ingresos procedentes de la actividad de distribución de electricidad y gas en los mercados internacionales (Argentina, Brasil, Chile, Perú, México y Panamá); para Iberdrola, los ingresos procedentes de la actividad de distribución de electricidad y gas en los mercados internacionales (UK, EEUU y Brasil)

Algunos datos relevantes:

- § Sobre el negocio de comercialización de electricidad y gas. Por el lado del consumo, según la información presentada en la página web del Banco Mundial⁴⁰, el consumo medio de electricidad por hogar y habitante a nivel mundial es de 3 MWh. Asimismo, se estima que el consumo de gas en los hogares europeos se asemeja al consumo medio Español (9 MWh); y el de los hogares ingleses (UK), ronda los 10 MWh, según OFGEM⁴¹. Por el lado del precio de la electricidad en los mercados minoristas, tal y como informa la página Statista⁴², el coste de la electricidad para el consumidor final fluctuó entre los 180€/MWh y los 218€/MWh en UK, los 104€/MWh y los 106€/MWh en EEUU, los 105€/MWh y los 116€/MWh en Brasil y los 205€/MWh y los 220€/MWh de media en la zona EURO (*vid. Tabla 7*).
- § Sobre el negocio de generación eléctrica. Según informes emitidos por los distintos países y sus operadores de mercado⁴³, el precio de la electricidad en los principales mercados mayoristas internacionales se sitúa alrededor de los 50€/MWh-65€/MWh en UK, los 27€/MWh-37€/MWh en EEUU, los 54€/MWh-88€/MWh en México o los 30€/MWh-84€/MWh en Brasil (*vid. Tabla 7*).

Tabla 7. Precios electricidad mercados mayoristas y minoristas internacionales

MAYORISTA (€/MWh)	UK	EEUU	MEX	BRA	MEDIA
2015	56,32	31,79	54,36	75,80	54,57
2016	51,79	27,46	61,63	30,39	42,82
2017	52,95	30,40	68,65	84,54	59,13
2018	65,74	37,89	81,79	62,59	62,00
2019	50,03	32,26	88,00	43,49	53,44

MINORISTA (€/MWh)	UK	EEUU	BRA	EU	MEDIA
2015	215,00	106,00	105,77	210,00	142,26
2016	188,00	104,00	110,05	205,00	134,02
2017	180,00	106,00	115,77	210,00	133,92
2018	190,00	106,00	109,76	215,00	135,25
2019	218,00	106,00	116,03	220,00	146,68

Fuente. Elaboración propia. **Datos.** Informes financieros anuales.

⁴⁰ Vid. Banco Mundial (2020). *Indicadores. Consumo de energía eléctrica (KWh per capital)*. Disponible en: [Consumo de energía eléctrica. Web](#)

⁴¹ Vid. OFGEM (2020). *Gas. Retail Market Monitoring. Typical Domestic Consumption Values*. Disponible en: [Typical Domestic Consumption Values. Web](#)

⁴² Vid. Statista (2020). *Industries. Energy & Environment. Energy*. Disponible en: [Household electricity consumption. Web](#)

⁴³ Vid. OFGEM (2020). *Data Porta. All Charts. Electricity-Wholesale Markets. Electricity prices: Day-ahead baseload contracts – monthly average (GB)*. Disponible en: [Wholesale electricity UK. Web](#). Vid. EIA (2020). *Electricity. Wholesale Electricity and Natural Gas Market Data*. Disponible en: [Wholesale electricity EEUU. Web](#). Vid. NERA. *Mexican Electricity Wholesale Market Report 2019*. Pág. 4. [Archivo PDF]. Recuperado de: [Wholesale electricity México. pdf](#). Vid. Agora Energiewende. *Report on the Brazilian Power System*. Pág. 31. [Archivo PDF]. Recuperado de: [Wholesale electricity Brazil. pdf](#).

Para concluir con el marco analítico, los ingresos estimados por factorización para cada uno de los años deberán ser ajustados considerando las ventas efectuadas entre los distintos segmentos de actividad —generación-comercialización eléctrica, p.ej.—, ventas que en algunas ocasiones pueden llegar a suponer una corrección importante en el cómputo final. Adicionalmente, todos aquellos ingresos sobre los cuales no se tenga clara su procedencia o hagan referencia a actividades relacionadas con la gestión y administración de la actividad, se clasificarán bajo el concepto “Otros”. Urge decir, además, que los factores utilizados en el modelo, y que guardarían una estrecha relación con la contabilidad analítica, no son, ni remotamente, los datos reales manejados por las empresas. Por tanto, para evaluar la factibilidad del modelo, se calcularán las desviaciones entre el valor contabilizado para cada segmento y su homólogo por factorización, entendiendo que para el negocio total y nacional, un error superior al 5 por ciento puede comprometer su representatividad. Por último, el propósito final del marco analítico no es tanto averiguar el importe exacto que tomará la cifra de negocios en años posteriores sino establecer una tasa de crecimiento (TCAC) apropiada para la proyección de la cifra de negocios y de los flujos de caja libres en la obtención del valor residual.

7.2 Cálculo de los flujos de caja

Los flujos de caja libres se fundamentan en la idea que ofrece la contabilidad sobre el Estado de Flujos de Efectivo. Hacen referencia a las entradas y salidas netas de efectivo en un determinado periodo derivadas de la actividad de explotación que quedarían remanentes antes de retribuir las diversas fuentes de financiación. Así pues, será necesario tener presente que los flujos de caja libres no incorporarán los gastos relativos a la estructura exigible—los gastos financieros. Asimismo, habrá que diferenciar, siguiendo el principio de devengo, entre ingresos que no supongan un cobro y gastos que no impliquen un pago. Para el cálculo de los flujos de caja (*vid. Anexo XII*), se partirá del beneficio antes de intereses e impuestos (EBIT), se aplicará el impuesto de sociedades a modo de impuesto hipotético, y se obtendrá el beneficio operativo neto ajustado después de impuestos (NOPLAT). Entonces, será preciso sumar —o restar— todos aquellos ingresos y gastos que, añadidos en la estructura operativa de la cuenta de resultados, no representen entradas o salidas de tesorería —tales como las amortizaciones o los deterioros. Además, habrá que incluir la inversión —o desinversión— en nuevo inmovilizado bruto (CAPEX) y las variaciones del «*working capital*» o fondo de maniobra, teniendo en cuenta que una variación positiva del fondo se traducirá en menores entradas de efectivo, y viceversa.

7.3 Cálculo del Coste de Capital Medio Ponderado

El Coste de Capital Medio Ponderado (WACC) mide el coste, tanto en términos de riesgo como monetarios, incurrido en la generación de los flujos de caja libres. Cada una de las fuentes de financiación —propia y exigible; fondos propios y pasivo— tendrá un coste que vendrá determinado en función de su parámetro de riesgo asociado. Así pues, los prestamistas y acreedores de la deuda, por las características que definen su inversión —orden de prelación, posibles garantías, etc.—, exigirán una rentabilidad menor que los propietarios-accionistas, los cuales pueden quedar expuestos a posibles pérdidas integrales de su capital. El coste de cada una de las fuentes de financiación será ponderado por el porcentaje de participación que tenga cada una sobre el total.

Para comenzar, el coste de la deuda (Kd) se extrae de los intereses pagaderos a los prestamistas y acreedores y resulta de dividir el importe de los gastos financieros y el de la deuda con coste (*vid. Anexo Formulación*) —no toda la deuda tiene coste—. Se trata de un coste explícito conocido en el momento de la formalización y cuyo pago supone una minoración de la base imponible en el marco del impuesto sobre sociedades, por lo que deberá ser ajustado en consecuencia. El coste de los recursos propios (Ke), por otro lado, no es explícito y coincide con la rentabilidad que exigen los accionistas al capital, su coste de oportunidad, algo hasta cierto punto subjetivo. Su determinación dependerá de factores como la rentabilidad libre de riesgo, la prima del riesgo o su sensibilidad respecto al mercado. Por norma general, se utiliza el modelo de CAPM para empresas cotizadas como método de cálculo más acertado. Sin embargo, dada la coyuntura en la que estamos inmersos, con tipos de interés de la deuda reducidos y primas de riesgo sorprendentemente bajas, se considera que los resultados extraídos a través del modelo CAPM no son adecuados, por lo que se estimará como rentabilidad exigida para los recursos propios la rentabilidad financiera (ROE) promedio del sector. En la **Tabla 8** se muestra la configuración del WACC.

Tabla 8. Configuración del WACC sectorial

	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA
WACC	4,27%	5,33%	5,16%
Recursos propios (E).....	11.834.486	17.041.750	55.919.014
Coste Recursos propios (Ke)	7,99%	7,99%	7,99%
Recursos Ajenos (D)	23.917.650	28.224.828	83.925.339
Coste Recursos Ajenos (Kd)	3,11%	4,63%	4,18%
Tasa impositiva (T).....	21,81%	19,46%	21,81%
Total recursos.....	35.752.136	45.266.578	139.844.353

Fuente. Elaboración propia. **Datos.** Informes financieros anuales.

7.4 Cálculo Valor Residual y valoración final

Para finalizar, el mayor componente de valor dentro del método por descuento de flujos de caja proviene del sumatorio actualizado de los flujos de caja infinitos estimados a partir de los primeros años de proyección, también denominado como Valor Residual (VR). Se entiende que la empresa continuará con el ejercicio de su actividad durante un periodo razonablemente largo, por consiguiente, el valor residual resultará de dividir el flujo de caja para el año $n+1$, contando desde el último año de estimación, entre el Coste de Capital Medio Ponderado (WACC) conforme a las fórmulas de actualización de rentas infinitas. En aquellos casos en los que proceda, se podrá añadir un parámetro que refleje el crecimiento —o decrecimiento— de las rentas infinitas (g), que para este caso en concreto, coincidirá con la tasa de evolución de los ingresos estimados. Una vez obtenido el Valor Residual, habrá de actualizarse al momento actual, y se sumará al valor actual de los FCF de los cinco primeros años de estimación para obtener o bien el valor operativo, valor económico o Enterprise Value, o bien el valor financiero si se extrae la deuda neta. En el siguiente cuadro se muestra el valor actual de los flujos de caja para el periodo del 2020-2025, el valor residual y valor residual actualizado, así como el valor operativo y financiero resultante en miles de euros y euros por acción (*vid. Tabla 9*). Adicionalmente, en la **Tabla 10** se expone un cuadro resumen de toda la valoración en su conjunto.

Tabla 9. Cuadro de valoración método descuento de flujos de caja sectorial

<i>(Uds. en miles de euros)</i>	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA
VA (FCF '20-'25).....	8.272.979	17.022.245	13.142.725
VALOR RESIDUAL.....	63.528.576	48.666.673	189.398.378
<i>Tasa de Crecimiento (g)</i>	1,61%	-1,09%	3,28%
WACC.....	4,27%	5,33%	5,16%
FCF '26.....	1.693.195	3.123.901	3.558.186
VA (VR).....	49.427.549	35.635.668	140.074.332
EV.....	57.700.527	52.657.913	153.217.057
(-) DFN.....	23.921.000	24.477.156	73.061.062
EqV.....	33.779.527	28.180.757	80.155.995
EqV/acción.....	31,91 €/acción	28,62 €/acción	13,15 €/acción
EV/acción.....	54,50 €/acción	53,51 €/acción	24,08 €/acción

Fuente. Elaboración propia. Datos. Informes financieros anuales.

Tabla 10. Cuadro resumen de la valoración sectorial

VALORES FINANCIEROS (€/acción)	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA
MÉTODOS ESTÁTICOS	7,20	13,97	7,32
<i>Valor Neto Contable (VNC)</i>	7,40	14,20	7,42
<i>Valor Neto Contable Corregido (VNCC)</i>	7,40	14,20	7,42
<i>Valor de Liquidación (VL)</i>	6,80	13,50	7,12
<i>Valor Sustancial (VS)</i>	24,05	36,39	15,10
<i>Capitales Permanentes Necesarios Explotación (CPNE)</i>	17,47	32,59	13,79
MÉTODOS MIXTOS	11,61	18,73	5,52
<i>Método Directo o Anglosajón</i>	13,87	20,82	3,80
<i>Método Indirecto</i>	9,48	16,59	6,00
<i>Método de la U.E.C</i>	9,84	16,65	5,76
<i>Método de los CPNE</i>	13,25	20,88	6,52
MÉTODO MÚLTIPLOS	24,18	25,26	9,29
<i>PER</i>	30,15	20,09	8,26
<i>P/VNCC</i>	14,83	28,46	14,86
<i>P/INCN</i>	24,68	32,50	6,72
<i>P/EBITDA</i>	20,68	30,03	8,20
<i>P/PT</i>	26,84	20,34	8,94
<i>P/GE</i>	27,89	20,18	8,73
MÉTODO DESCUENTO FLUJOS DE CAJA	31,91	28,62	13,15
PRECIO COTIZACIÓN (a 31-12-2019)	23,79	22,40	9,05
Nº Acciones (a 31-12-2019) en millones	1.059	984	6.632

Fuente. Elaboración propia. Datos. Informes financieros anuales.

CONCLUSIONES

Después de haber emprendido un recorrido por los métodos más estudiados dentro del marco conceptual, podemos afirmar rotundamente que la valoración de empresas acarrea un ejercicio analítico verdaderamente riguroso y detallado, donde la cantidad, pero sobre todo, la calidad de la información disponible es casi tan importante como la metodología a seguir. De esta manera, la validez que pueda extraerse de los resultados dependerá tanto de la información utilizada como del grado de profundidad en el análisis. Asimismo, la contribución de la valoración empresarial a la práctica diaria financiera es casi incontable; desde el análisis financiero para la elaboración de carteras de inversión, pasando por su implicación en posibles operaciones corporativas, hasta servir como indicador para la administración en la búsqueda de generadores de valor. Es necesario tener presente, a su vez, que el desempeño en la valoración empresarial no obedece a patrones preestablecidos, por lo que cada usuario encontrará distintas formas de llegar al valor final, manteniendo, eso sí y en todo momento, los conceptos clave del *corpus* teórico. También conviene resaltar la imposibilidad de efectuar una correcta valoración sin la previa materialización de un diagnóstico sectorial e individual por el cual se consigan detectar aquellos factores cruciales para la implementación posterior de los modelos.

Desde una base procedimental, se ha tratado de dar prioridad a los métodos más consistentes y con mayor aceptación en el mundo financiero. El resto, aunque menos relevantes, podrían llegar a servir circunstancialmente, complementariamente o incluso como punto de partida. De hecho, resulta interesante ver cómo a medida que nos desplazamos por cada uno de ellos, desde los estáticos hasta el descuento de flujos, e incrementamos la complejidad de los modelos subyacentes, los valores financieros resultantes se van aproximando al precio de cotización que el consenso de mercado asignaba a las respectivas empresas.

Atendiendo a los resultados del presente trabajo, podemos concluir con que el futuro del sector eléctrico y gasista se anticipa verdaderamente prometedor, lo cual impacta sobremanera en la valoración de las empresas que lo componen. El carácter regulatorio soportado por algunas actividades *core* —distribución de electricidad y gas—, unido a la elevada dependencia en la energía eléctrica, disipa la incertidumbre sobre su evolución. Aún con todo, las empresas del sector, por decisiones políticas más que económicas, deberán transicionar hacia un modelo de energías renovables, desprendiéndose de los activos afectos a otros negocios y acarreado con los costes de su desmantelamiento. No se ha podido encontrar evidencia acerca de las posibles repercusiones que tendrá sobre el precio de la electricidad la ya mencionada transición energética, no obstante, la propia estructura del mercado augura que si no se garantiza un mix energético equilibrado, el precio tenderá a incrementarse en consonancia con la mayor demanda prevista. Particularmente, la cada vez mayor competencia dentro del sector en el terreno nacional, tanto para el negocio de generación como para el de comercialización, si no viene contrarrestada por una diversificación geográfica, posiblemente desemboque en una merma de las perspectivas de crecimiento para los principales grupos energéticos. Sea como fuere, el resultado de la valoración por aplicación de descuento de flujos de caja, sin dejar de lado los métodos estáticos, mixtos y por múltiples, sobre la base de un escenario conservador en algunos aspectos y optimista en otros, y salvando los errores que puedan haberse cometido, pone de manifiesto una infravaloración generalizada en comparación con los precios de cotización en los mercados financieros.

BIBLIOGRAFÍA

RECURSOS LEGALES

- Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (LSH)
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE)
- Real Decreto 1426/1989, de 17 de noviembre, por el que se aprueba el Arancel de los Notarios
- Real Decreto 1427/1989, de 17 de noviembre, por el que se aprueba el Arancel de los Registradores de la Propiedad.

RECURSOS TEÓRICOS

- Fernández, Pablo. *Valoración de Empresas y Sensatez* [en línea]. Abril, 2013.
https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2202141
- CaixaBank. *Cómo valorar una empresa cotizada*. Inversor Ediciones SL. España.
https://www.caixabank.com/deployedfiles/caixabank/Estaticos/PDFs/aula/Manual_Valorar_empresa_Cotizada.pdf
- Valoración de empresas. Graduado en Finanzas y Contabilidad. Facultad de Economía y Empresas. Universidad de Zaragoza. Luis Alberto Fabra Garcés, Jesús Broto Rubio.

CUENTAS ANUALES

- Iberdrola, S.A y sociedades dependientes. *Cuentas anuales consolidadas e Informe de Gestión Consolidado*.
<https://www.cnmv.es/portal/Consultas/IFA/ListadoIFA.aspx?id=0&nif=A-48010615>
- Endesa, S.A y sociedades dependientes. *Cuentas anuales consolidadas e Informe de Gestión Consolidado*.
<https://www.cnmv.es/portal/Consultas/IFA/ListadoIFA.aspx?id=0&nif=A-28023430>
- Naturgy Energy Group, S.A y sociedades dependientes. *Cuentas anuales consolidadas e Informe de Gestión Consolidado*.
<https://www.cnmv.es/portal/Consultas/IFA/ListadoIFA.aspx?id=0&nif=A-08015497>

INFORMES SECTORIALES

- CNMC (2018). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2019. Aplicación de la metodología del Real Decreto 1048/2013*. [Archivo PDF].
https://www.cnmc.es/sites/default/files/2332293_39.pdf
- McKinsey (2019). *Global Energy Perspective 2019: Reference Case*. [Archivo PDF].
https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Oil_and_Gas/Our_Insights/Global_Energy_Perspective_2019/McKinsey-Blue-Energy-Insights-Global-Energy-Perspective-2019_Reference-Case-Summary.ashx

-
- CNMC (2020). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Informe de supervisión de mercado de gas natural en España. Periodo: año 2019.* [Archivo PDF].
<https://www.cnmc.es/sites/default/files/3085923.pdf>
 - MIGBAS (2019). *Informes anuales del mercado Organizado de Gas.* [Archivo PDF].
https://www.mibgas.es/sites/default/files/2020-05/mibgas_2019_informe_anual.pdf
 - GECF (2019). *Global Gas Outlook 2050.* [Archivo PDF].
https://www.gecf.org/resources/files/events/gecf-is-set-to-launch-its-global-gas-outlook-2050/gecf_eefd-2019-edition-of-the-gecf-global-gas-outlook-2050.pdf
 - CNMC (2020). *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad.* [Archivo PDF].
https://www.cnmc.es/sites/default/files/3396947_1.pdf

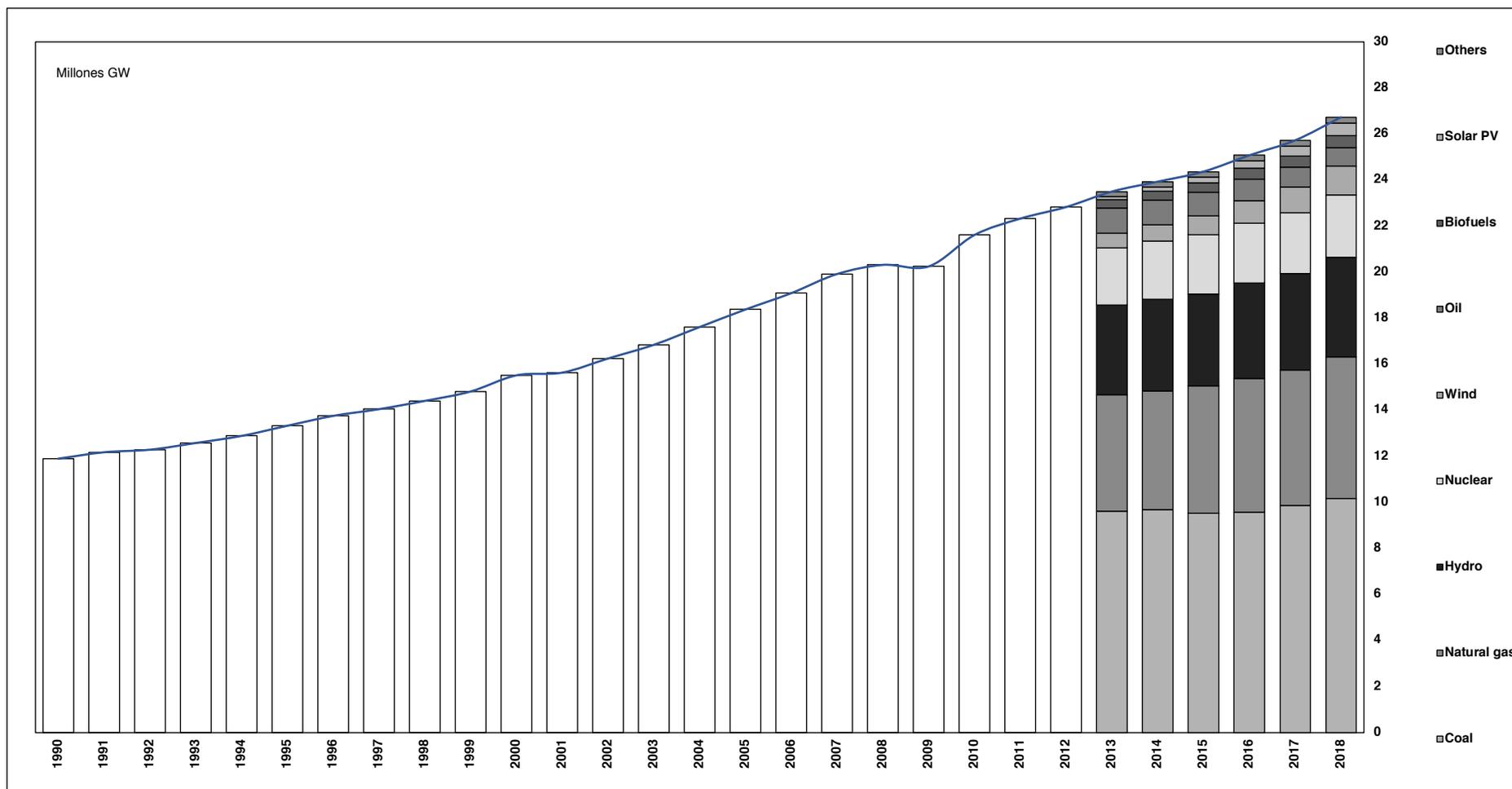
RECURSOS ELECTRÓNICOS

- Acciona. *Energías renovables. Energía eólica. Aerogeneradores.*
<https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores/>
- Acciona. *Energías renovables. Energía solar.*
<https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/>
- CSN. Consejo de Seguridad Nuclear. *Monografías. La energía nuclear. Qué es una central nuclear. El reactor.*
<https://www.csn.es/el-reactor>
- Energía y sociedad. *Manual de energía. Electricidad. El mercado mayorista. Formación de precios en el mercado mayorista de electricidad.*
<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>
- Iberdrola (2020). *Conócenos. Energética del futuro.*
<https://www.iberdrola.com/conocenos/energetica-del-futuro>
- Iberdrola (2020). *Conócenos. Líneas de negocio.*
<https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio>
- Endesa (2020). *Sobre Endesa. Quienes somos.*
<https://www.endesa.com/es/sobre-endesa/quienes-somos>
- Naturgy (2020). *Conócenos. El grupo. Nuestra historia.*
https://www.naturgy.com/conocenos/el_grupo/nuestra_historia
- Poder Judicial España. *Cálculo de Indemnizaciones.*
<https://www.poderjudicial.es/cgpj/es/Servicios/Utilidades/Calculo-de-indemnizaciones-por-extincion-de-contrato-de-trabajo/>
- REE. *Cómo consumimos electricidad.*
https://www.ree.es/sites/default/files/interactivos/como_consumimos_electricidad/como-varia-mi-consumo.html
- Banco Mundial (2020). *Indicadores. Consumo de energía eléctrica (KWh per capital).*
<https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC>

-
- OFGEM (2020). *Gas. Retail Market Monitoring. Typical Domestic Consumption Values*.
<https://www.ofgem.gov.uk/gas/retail-market/monitoring-data-and-statistics/typical-domestic-consumption-values>
 - Statista (2020). *Industries. Energy & Environment. Energy*.
<https://www.statista.com/markets/408/energy-environment/>
 - OFGEM (2020). *Data Porta. All Charts. Electricity-Wholesale Markets. Electricity prices: Day-ahead baseload contracts – monthly average (GB)*.
<https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/all-charts/policy-area/electricity-wholesale-markets>
 - EIA (2020). *Electricity. Wholesale Electricity and Natural Gas Market Data*.
<https://www.eia.gov/electricity/wholesale/>
 - NERA. *Mexican Electricity Wholesale Market Report 2019*. [Archivo PDF].
https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2020/PUB_Mexican-Electricity-Wholesale-Market-Report_013120.pdf
 - Agora Energiewende. *Report on the Brazilian Power System*. [Archivo PDF].
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Brazil_Country_Profile/155_CountryProf_Brazil_EN_WEB.pdf
 - AIE. *Data and Statistics. Data Tables*
<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD&energy=Electricity&year=1993>
 - REE. *Datos. Generación*
<https://www.ree.es/es/datos/generacion>
 - REE. *Datos. Publicaciones. Informes anuales Sistema Eléctrico*.
<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema>
 - OMIE. *Publicaciones. Informes anuales*.
<https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual>

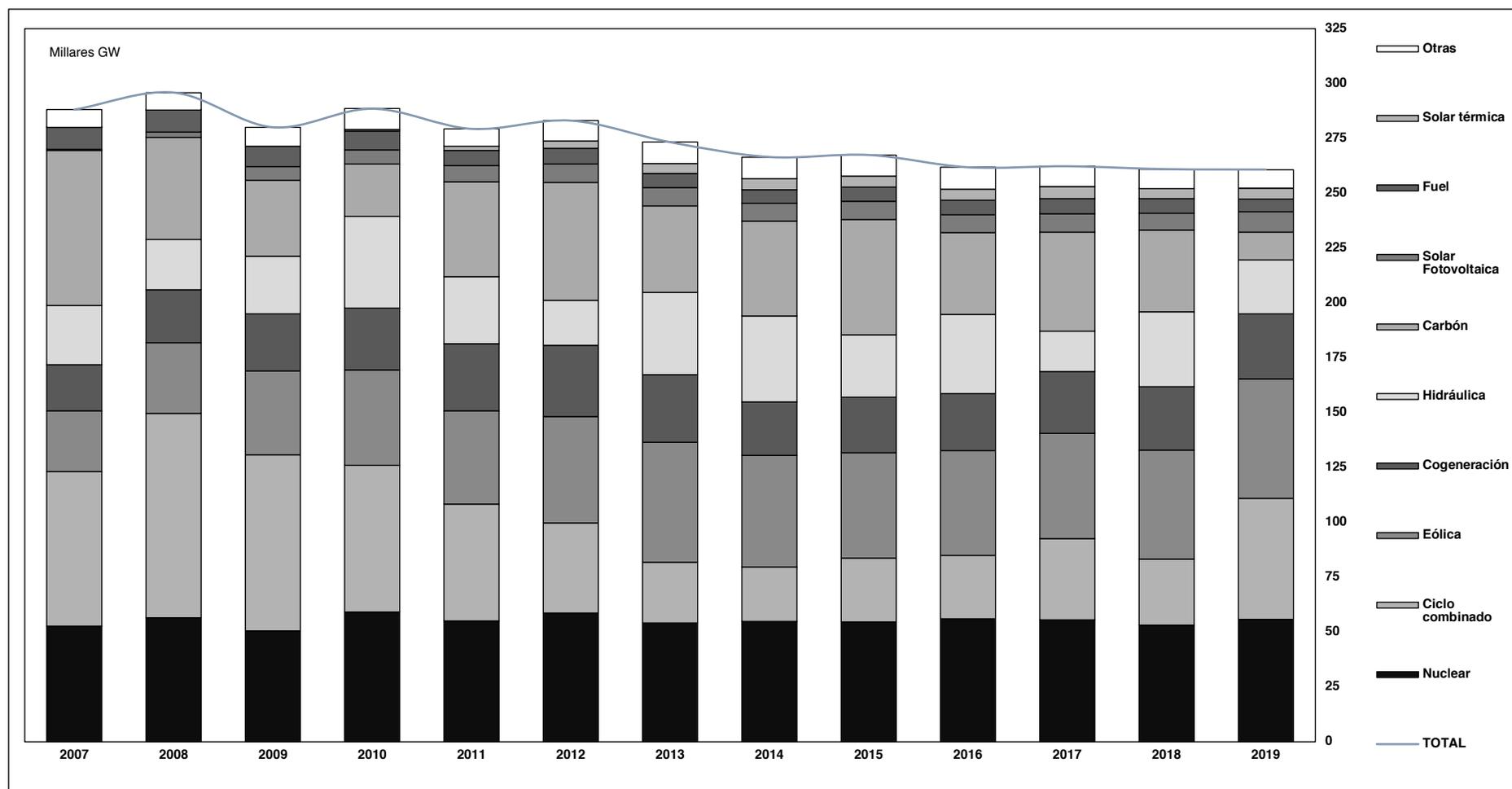
ANEXO

ANEXO I. Producción eléctrica mundial (GWh) por tecnología (2013-2018)



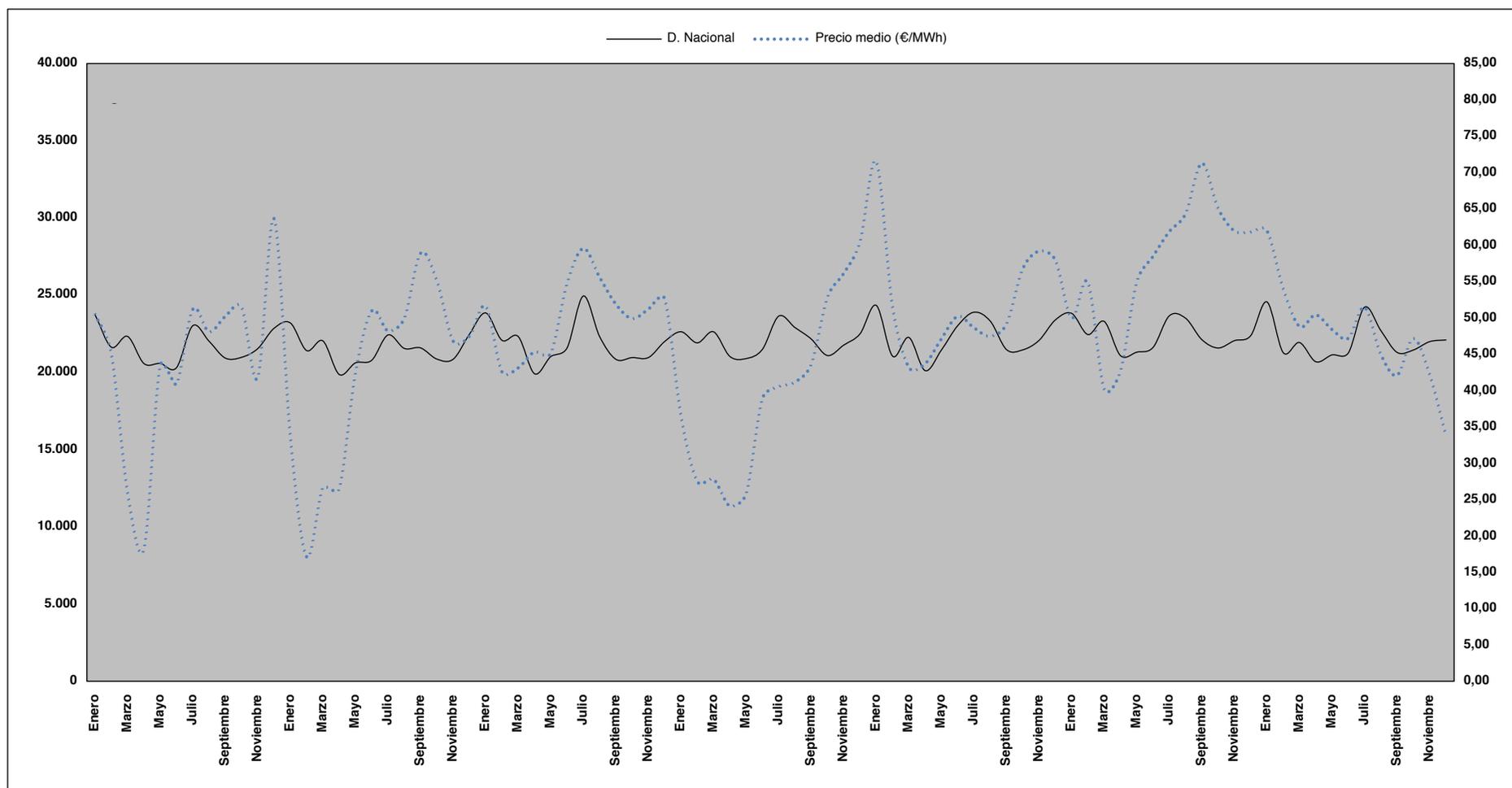
Fuente. Elaboración propia. Datos. AIE. *Data and Statistics. Data Tables*. Disponible en: [AIE. Data. Web](http://www.aie.org/Data-Web)

ANEXO II. Producción eléctrica en España (GWh) por tecnología (2007-2019)



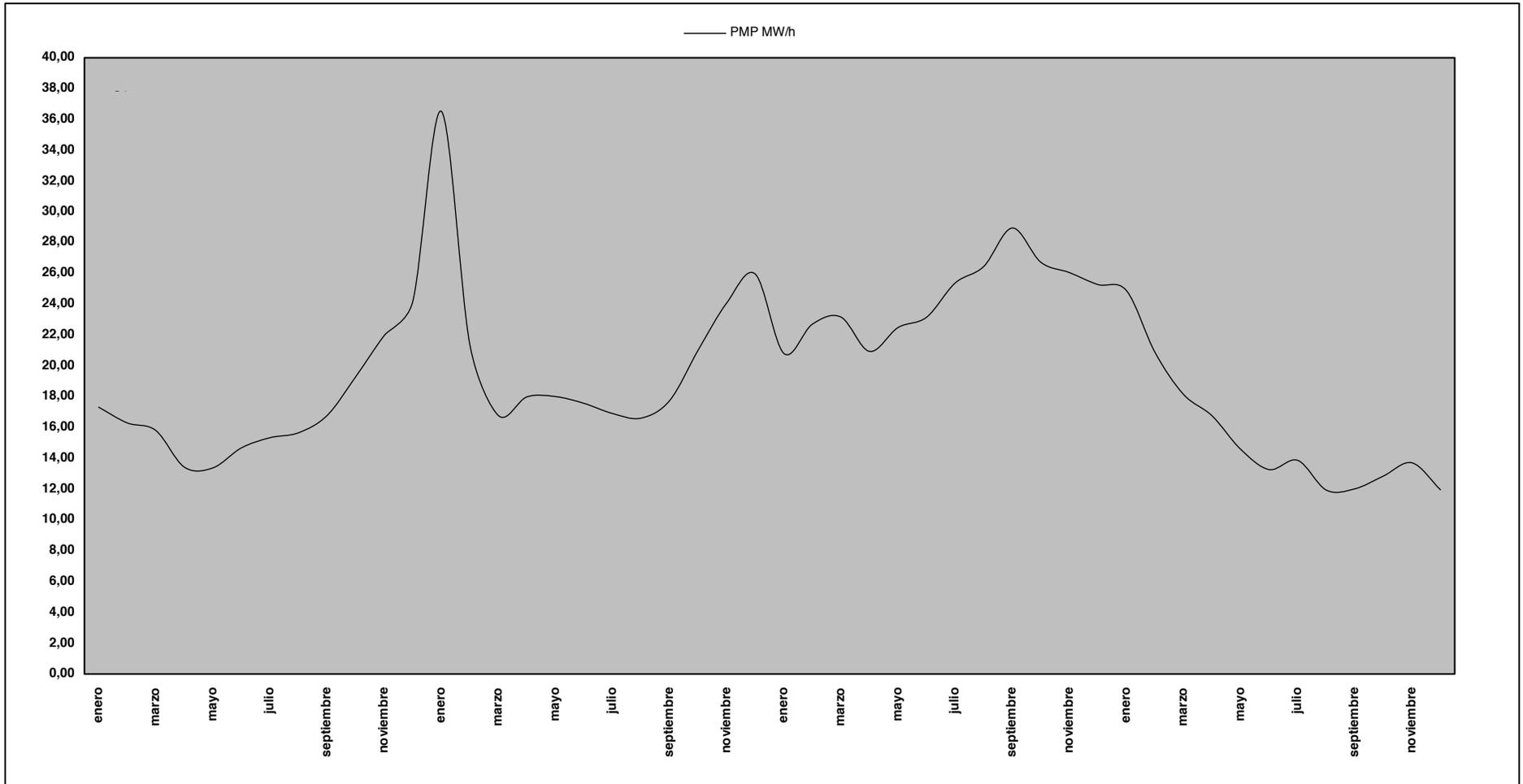
Fuente. Elaboración propia. Datos. REE. Datos. Generación. Disponible en: [REE. Generación. Web](http://www.ree.es/generacion)

ANEXO III. Demanda (GWh) y precio medio mensual Nacional de la electricidad (2013-2019)



Fuente. Elaboración propia. **Datos.** REE. *Datos. Publicaciones. Informes anuales Sistema Eléctrico.* Disponible en: [Informes anuales sistema eléctrico. Web](#) (Demanda eléctrica)// OMIE. *Publicaciones. Informes anuales.* Disponible en: [Informes anuales. Web](#) (Precio medio).

ANEXO IV. Precio medio mensual Nacional del gas (2016-2019)



Fuente. Elaboración propia. Datos. MIGBAS (2019). *Informes anuales del mercado Organizado de Gas*. Pág 65. [Archivo PDF]. Disponible en: [Informe anual MIGBAS. pdf](#)

ANEXO V. Balance Sectorial

<i>(Uds. en miles de euros)</i>	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA	TOTAL	SECTOR
A) ACTIVO NO CORRIENTE	27.769.571	35.838.837	93.914.740	157.523.148	52.507.716
1. Inmovilizado intangible	1.734.143	9.382.209	19.437.877	30.554.229	10.184.743
2. Inmovilizado material.....	22.899.571	22.339.028	61.916.468	107.155.067	35.718.356
3. Inversiones inmobiliarias	38.857	0	444.062	482.22919	160.973
4. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	641.857	1.539.743	2.031.723	4.213.324	1.404.441
5. Activos financieros no corrientes.....	1.000.286	1.273.774	2.315.150	4.589.209	1.529.736
6. Derivados no corrientes.....	26.571	6.654	289.789	323.015	107.672
7. Activos por impuesto diferido	1.352.429	1.166.635	6.069.724	8.588.788	2.862.929
8. Otros activos no corrientes.....	75.857	130.795	1.409.946	1.616.598	538.866
B) ACTIVO CORRIENTE	6.735.000	9.614.905	11.945.858	28.295.762	9.431.921
1. Activos no corrientes mantenidos para la venta.....	7.571	415.926	80.787	504.285	168.095
2. Existencias	1.247.286	830.022	2.336.311	4.413.619	1.471.206
3. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	3.311.571	5.151.141	6.095.506	14.558.218	4.852.739
4. Activos financieros corrientes.....	1.137.857	380.348	1.055.361	2.573.566	857.855
5. Derivados corrientes.....	113.143	4.990	247.744	365.877	121.959
6. Otros activos corrientes.....	0	0	153.720	153.720	51.240
7. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	917.571	2.832.477	1.976.429	5.726.478	1.908.826
TOTAL ACTIVO (A + B)	34.504.571	45.453.741	105.860.597	185.818.910	61.939.637

ANEXO V. Balance Sectorial

<i>(Uds. en miles de euros)</i>	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA	TOTAL	SECTOR
A.1) FONDOS PROPIOS	10.916.143	14.032.288	38.257.672	63.206.103	21.068.701
1. Capital	1.271.000	998.322	4.757.638	7.026.960	2.342.320
2. Prima de emisión	272.857	3.807.736	14.688.930	18.769.523	6.256.508
3. Reservas	9.510.429	8.986.785	10.523.509	29.020.722	9.673.574
4. Menos: Acciones y participaciones en patrimonio propias	-	(96.632)	(840.808)	(937.440)	(312.480)
5. Resultados de ejercicios anteriores	-	-	6.378.511	6.378.511	2.126.170
7. Resultado del periodo atribuido a la entidad controladora.....	1.537.714	813.581	2.749.891	5.101.187	1.700.396
8. Menos: Dividendo a cuenta	(1.675.857)	(477.504)	0	(2.153.361)	(717.787)
A.2) OTRO RESULTADO GLOBAL ACUMULADO	(501.000)	(688.081)	(2.079.990)	(3.269.070)	(1.089.690)
1. Partidas que no se reclasifican al resultado del periodo.....	(417.286)	(95.204)	6.887	(505.603)	(168.534)
2. Partidas que pueden reclasificarse posteriormente al resultado del periodo	(83.714)	(592.877)	(2.086.876)	(2.763.467)	(921.156)
A.3) PARTICIPACIONES NO DOMINANTES	972.714	3.425.198	4.769.025	9.166.937	3.055.646
A) PATRIMONIO NETO (A.1 + A.2 + A.3)	11.387.857	16.769.405	40.946.707	69.103.969	23.034.656
B) PASIVO NO CORRIENTE	15.326.143	21.062.063	49.867.323	86.255.529	28.751.843
1. Subvenciones	4.638.429	864.024	1.914.486	7.416.938	2.472.313
2. Provisiones no corrientes.....	3.514.143	1.312.225	5.107.439	9.933.807	3.311.269
3. Pasivos financieros no corrientes	5.348.286	15.471.913	27.654.859	48.475.058	16.158.353
4. Pasivos por impuesto diferido	1.183.429	2.365.901	9.900.225	13.449.555	4.483.185
5. Derivados no corrientes	20.143	21.999	168.191	210.333	70.111
6. Otros pasivos no corrientes	621.714	1.026.000	5.122.123	6.769.838	2.256.613
C) PASIVO CORRIENTE	7.790.571	7.622.259	15.046.567	30.459.397	10.153.132
1. Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	0	192.326	19.301	211.626	70.542
2. Provisiones corrientes.....	572.857	197.839	395.916	1.166.612	388.871
3. Pasivos financieros corrientes	750.000	2.600.036	6.181.587	9.531.623	3.177.208
4. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	6.362.286	4.084.655	8.103.384	18.550.325	6.183.442
5. Derivados corrientes	105.429	8.239	172.997	286.664	95.555
6. Otros pasivos corrientes	0	539.164	173.383	712.547	237.516
TOTAL PASIVO (B + C)	23.116.714	28.684.322	64.913.890	116.714.926	38.904.975
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO (A + B + C)	34.504.571	45.453.727	105.860.597	185.818.896	61.939.632

ANEXO VI. Composición (%) sectorial del Balance

<i>(% sobre total de Activo)</i>	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA	SECTOR
ACTIVO NO CORRIENTE	80,48%	78,85%	88,72%	82,68%
Inmovilizado intangible.....	5,03%	20,64%	18,36%	14,68%
Inmovilizado material (no incluye derechos de uso).....	66,37%	49,15%	58,49%	58,00%
Inversiones inmobiliarias.....	0,11%	0,00%	0,42%	0,18%
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación.....	1,86%	3,39%	1,92%	2,39%
Activos financieros no corrientes.....	2,90%	2,80%	2,19%	2,63%
Derivados no corrientes.....	0,08%	0,01%	0,27%	0,12%
Activos por impuesto diferido.....	3,92%	2,57%	5,73%	4,07%
Otros activos no corrientes.....	0,22%	0,29%	1,33%	0,61%
ACTIVO CORRIENTE	19,52%	21,15%	11,28%	17,32%
Activos no corrientes mantenidos para la venta.....	0,02%	0,92%	0,08%	0,34%
Existencias.....	3,61%	1,83%	2,21%	2,55%
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar.....	9,60%	11,33%	5,76%	8,90%
Activos financieros corrientes.....	3,30%	0,84%	1,00%	1,71%
Derivados corrientes.....	0,33%	0,01%	0,23%	0,19%
Otros activos corrientes.....	0,00%	0,00%	0,15%	0,05%
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes.....	2,66%	6,23%	1,87%	3,59%

ANEXO VI. Composición (%) sectorial del Balance

<i>(% sobre total de PN + Pasivo)</i>	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA	SECTOR
PATRIMONIO NETO	31,64%	30,87%	36,14%	32,88%
Capital	3,68%	2,20%	4,49%	3,46%
Prima de emisión	0,79%	8,38%	13,88%	7,68%
Reservas	27,56%	19,77%	9,94%	19,09%
Menos: Acciones y participaciones en patrimonio propias	0,00%	-0,21%	-0,79%	-0,34%
Resultados de ejercicios anteriores	0,00%	0,00%	6,03%	2,01%
Resultado del periodo atribuido a la entidad controladora	4,46%	1,79%	2,60%	2,95%
Menos: Dividendo a cuenta	-4,86%	-1,05%	0,00%	-1,97%
PASIVO NO CORRIENTE	44,42%	46,34%	47,11%	45,95%
Subvenciones	13,44%	1,90%	1,81%	5,72%
Provisiones no corrientes	10,18%	2,89%	4,82%	5,97%
Pasivos financieros no corrientes	15,50%	34,04%	26,12%	25,22%
Pasivos por impuesto diferido	3,43%	5,21%	9,35%	6,00%
Derivados no corrientes	0,06%	0,05%	0,16%	0,09%
Otros pasivos no corrientes	1,80%	2,26%	4,84%	2,97%
PASIVO CORRIENTE	22,58%	16,77%	14,21%	17,85%
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	0,00%	0,42%	0,02%	0,15%
Provisiones corrientes	1,66%	0,44%	0,37%	0,82%
Pasivos financieros corrientes	2,17%	5,72%	5,84%	4,58%
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	18,44%	8,99%	7,65%	11,69%
Derivados corrientes	0,31%	0,02%	0,16%	0,16%
Otros pasivos corrientes	0,00%	1,19%	0,16%	0,45%

ANEXO VII. Cuenta de Pérdidas y Ganancias sectorial

<i>(uds en miles de euros)</i>	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA	TOTAL	SECTOR
(+) IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	19.563.571	23.946.072	32.009.181	75.518.824	25.172.941
(-) Aprovisionamientos	(14.788.857)	(16.792.025)	(18.466.059)	(50.046.941)	(16.682.314)
MARGEN BRUTO	4.774.714	7.154.047	13.543.122	25.471.883	8.490.628
(+) Otros ingresos de explotación	654.714	216.690	528.972	1.400.376	466.792
(+) Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	169.571	45.624	53.221	268.417	89.472
(+) Trabajos realizados por la empresa para su activo	174.429	0	564.074	738.503	246.168
(-) Gastos de personal.....	(1.088.714)	(938.214)	(2.518.903)	(4.545.831)	(1.515.277)
(-) Otros gastos de explotación	(1.413.000)	(2.131.406)	(4.281.630)	(7.826.037)	(2.608.679)
(+/-) Otros resultados	0	69.846	(90.545)	(20.700)	(6.900)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	3.271.714	4.416.587	7.798.310	15.486.612	5.162.204
(-) Amortización del inmovilizado	(1.391.857)	(1.659.223)	(3.208.824)	(6.259.904)	(2.086.635)
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado	(296.571)	(608.565)	(452.538)	(1.357.674)	(452.558)
RESULTADO OPERATIVO	1.583.286	2.148.799	4.136.948	7.869.033	2.623.011
(+) Ingresos financieros.....	47.714	132.373	320.817	500.905	166.968
(+/-) Variación de valor razonable en instrumentos financieros	2.571	10.678	(25.412)	(12.162)	(4.054)
(+/-) Diferencias de cambio	3.000	(1.950)	(4.080)	(3.030)	(1.010)
(+/-) Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros.....	(20.286)	0	56.808	36.522	12.174
RESULTADO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (EBIT)	1.616.286	2.289.900	4.485.082	8.391.268	2.797.089
(-) Gastos financieros.....	(204.000)	(906.992)	(1.392.227)	(2.503.219)	(834.406)
RESULTADO ORDINARIO ANTES DE IMPUESTOS (EBT)	1.412.286	1.382.908	3.092.855	5.888.049	1.962.683
(+/-) Resultados de entidades valoradas por el método de la participación	(3.714)	(151.804)	102.993	(52.525)	(17.508)
(+/-) Impuesto sobre beneficios.....	(308.571)	(221.153)	(186.993)	(716.717)	(238.906)
RESULTADO DEL PERIODO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.100.000	1.009.952	3.008.855	5.118.807	1.706.269
(+/-) Resultado del periodo procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos.....	687.429	97.002	(67.171)	717.259	239.086
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.787.429	1.106.953	2.941.685	5.836.066	1.945.355

ANEXO VIII. Composición (%) Cuenta de Pérdidas y Ganancias

<i>Composición PYG (% sobre INCF)</i>	ENDESA	NATURGY	IBERDROLA	SECTOR
IMPORTE NETO CIFRA DE NEGOCIOS				
Aprovisionamientos.....	75,59%	70,12%	57,69%	67,80%
Otros ingresos de explotación.....	3,35%	0,90%	1,65%	1,97%
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	0,87%	0,19%	0,17%	0,41%
Trabajos realizados por la empresa para su activo	0,89%	0,00%	1,76%	0,88%
Gastos de personal.....	5,57%	3,92%	7,87%	5,78%
Otros gastos de explotación.....	7,22%	8,90%	13,38%	9,83%
Otros resultados.....	0,00%	0,29%	0,28%	0,19%
Amortización del inmovilizado.....	7,11%	6,93%	10,02%	8,02%
Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado.....	1,52%	2,54%	1,41%	1,82%
Ingresos financieros.....	0,24%	0,55%	1,00%	0,60%
Variación de valor razonable en instrumentos financieros.....	0,01%	0,04%	0,08%	0,05%
Diferencias de cambio.....	0,02%	0,01%	0,01%	0,01%
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	0,10%	0,00%	0,18%	0,09%
Gastos financieros	1,04%	3,79%	4,35%	3,06%
MÁRGENES Y RESULTADOS				
Margen Bruto.....	24,41%	29,88%	42,31%	32,20%
EBITDA.....	16,72%	18,44%	24,36%	19,84%
Resultado Operativo.....	8,09%	8,97%	12,92%	10,00%
EBIT.....	8,26%	9,56%	14,01%	10,61%
EBT.....	7,22%	5,78%	9,66%	7,55%
Margen Neto (% sobre Resultado del Ejercicio)	9,14%	4,62%	9,19%	7,65%

ANEXO IX. Balance de situación previsional

ENDESA (Uds. en miles de euros)	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
A) ACTIVO NO CORRIENTE	28.560.361	28.962.465	29.707.750	30.536.874	31.267.295	32.071.613
1. Inmovilizado intangible	1.981.477	2.156.410	2.512.988	2.904.668	3.104.625	3.293.670
2. Inmovilizado material	24.057.717	24.264.222	24.733.064	25.257.842	25.744.927	26.300.691
3. Inversiones inmobiliarias	32.500	32.500	34.000	35.857	38.122	42.283
4. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	514.167	514.167	429.905	336.034	354.325	375.657
5. Activos financieros no corrientes	646.000	646.000	652.286	665.184	678.210	695.383
6. Derivados no corrientes	62.000	82.667	80.222	74.963	79.284	78.156
7. Activos por impuesto diferido	1.266.500	1.266.500	1.265.286	1.262.327	1.267.802	1.285.773
B) ACTIVO CORRIENTE	5.547.315	5.618.477	5.547.381	5.526.002	5.587.116	5.580.169
1. Activos no corrientes mantenidos para la venta	7.571	8.082	8.093	3.392	3.877	4.431
2. Existencias	1.172.339	1.167.697	1.163.073	1.158.467	1.153.879	1.149.310
3. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	2.909.238	2.896.532	2.883.881	2.871.286	2.858.745	2.846.260
4. Activos financieros corrientes	814.500	814.500	758.000	815.857	880.551	897.201
5. Derivados corrientes	264.000	352.000	393.000	336.333	360.444	363.259
7. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	379.667	379.667	341.333	340.667	329.619	319.707
TOTAL ACTIVO (A + B)	34.107.676	34.580.942	35.255.131	36.062.876	36.854.411	37.651.781
B) PASIVO NO CORRIENTE	15.483.412	15.472.286	15.462.987	15.467.893	15.409.597	15.381.077
1. Subvenciones	4.649.333	4.649.333	4.654.667	4.651.190	4.642.503	4.630.004
2. Provisiones no corrientes	3.517.167	3.517.167	3.506.619	3.521.136	3.493.584	3.509.525
3. Pasivos financieros no corrientes	5.605.079	5.578.286	5.551.622	5.525.084	5.498.674	5.472.390
4. Pasivos por impuesto diferido	1.039.000	1.039.000	1.062.714	1.080.388	1.077.443	1.074.649
5. Derivados no corrientes	47.000	62.667	51.556	53.741	55.988	53.761
6. Otros pasivos no corrientes	625.833	625.833	635.810	636.354	641.404	640.748
C) PASIVO CORRIENTE	8.078.076	8.284.280	8.432.949	8.517.922	8.676.135	8.839.286
2. Provisiones corrientes	553.500	553.500	554.857	542.980	539.548	555.912
3. Pasivos financieros corrientes	649.709	614.294	580.809	549.149	519.215	490.913
4. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	6.628.867	6.788.486	6.951.950	7.119.349	7.290.780	7.466.338
5. Derivados corrientes	246.000	328.000	345.333	306.444	326.593	326.123
6. Otros pasivos corrientes	0	0	0	0	0	0
TOTAL PASIVO (B + C)	23.561.488	23.756.566	23.895.936	23.985.816	24.085.732	24.220.363
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO (A + B + C)	34.107.676	34.580.942	35.255.131	36.062.876	36.854.411	37.651.781

ANEXO IX. Balance de situación previsional

NATURGY (Uds. en miles de euros)	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
A) ACTIVO NO CORRIENTE	36.867.439	36.738.313	36.324.690	35.921.067	35.639.751	35.686.727
1. Inmovilizado intangible	8.637.556	8.396.090	8.088.289	7.684.682	7.388.250	7.225.083
2. Inmovilizado material	24.377.057	24.484.221	24.466.014	24.530.924	24.640.209	24.860.916
4. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	1.397.482	1.397.482	1.306.504	1.246.014	1.199.072	1.156.112
5. Activos financieros no corrientes	1.249.738	1.249.738	1.244.198	1.223.832	1.126.198	1.099.202
6. Derivados no corrientes	15.526	20.701	21.629	19.285	20.538	20.484
7. Activos por impuesto diferido	1.190.080	1.190.080	1.198.058	1.216.331	1.265.484	1.324.930
B) ACTIVO CORRIENTE	9.122.981	9.174.710	9.079.307	9.027.482	9.147.570	8.869.428
1. Activos no corrientes mantenidos para la venta	415.926	475.344	543.250	484.400	553.600	392.457
2. Existencias	812.784	829.935	847.448	865.331	883.591	902.236
3. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.871.322	4.842.601	4.814.049	4.785.666	4.757.450	4.729.400
4. Activos financieros corrientes	402.075	402.075	392.273	396.112	397.129	387.865
5. Derivados corrientes	11.644	15.525	10.605	12.591	12.907	12.035
7. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.609.231	2.609.231	2.471.682	2.483.382	2.542.894	2.445.435
TOTAL ACTIVO (A + B)	45.990.420	45.913.023	45.403.997	44.948.549	44.787.321	44.556.156
B) PASIVO NO CORRIENTE	21.523.155	21.766.985	21.930.377	22.118.789	22.304.013	22.542.824
1. Subvenciones	854.874	854.874	858.189	858.934	861.322	864.125
2. Provisiones no corrientes	1.286.451	1.286.451	1.247.398	1.212.970	1.208.031	1.219.350
3. Pasivos financieros no corrientes	15.824.976	16.051.696	16.281.664	16.514.926	16.751.530	16.991.524
4. Pasivos por impuesto diferido	2.426.848	2.426.848	2.373.764	2.349.579	2.326.873	2.328.935
5. Derivados no corrientes	51.331	68.442	73.088	64.287	68.605	68.660
6. Otros pasivos no corrientes	1.078.675	1.078.675	1.096.274	1.118.093	1.087.651	1.070.230
C) PASIVO CORRIENTE	6.617.289	6.447.009	6.248.521	6.101.678	5.950.036	5.798.292
2. Provisiones corrientes	208.476	208.476	219.932	223.820	233.243	240.365
3. Pasivos financieros corrientes	2.330.575	2.194.692	2.066.732	1.946.233	1.832.759	1.725.901
4. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.693.602	3.644.561	3.596.172	3.548.425	3.501.312	3.454.825
5. Derivados corrientes	19.224	25.632	24.102	22.986	24.240	23.776
6. Otros pasivos corrientes	365.412	373.647	341.582	360.213	358.481	353.425
TOTAL PASIVO (B + C)	28.140.444	28.213.994	28.178.897	28.220.467	28.254.049	28.341.116
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO (A + B + C)	45.990.420	45.913.023	45.403.997	44.948.549	44.787.321	44.556.156

ANEXO IX. Balance de situación previsional

IBERDROLA (Uds. en miles de euros)	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
A) ACTIVO NO CORRIENTE	111.263.830	115.499.697	120.187.890	124.830.191	129.523.523	134.588.773
1. Inmovilizado intangible	23.872.074	24.870.919	25.863.013	26.733.084	27.633.901	28.761.747
2. Inmovilizado material	73.414.726	76.261.693	79.240.016	82.296.178	85.308.410	88.116.322
3. Inversiones inmobiliarias	444.062	437.771	431.403	424.355	418.928	418.200
4. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	2.031.723	2.010.486	1.969.898	1.958.429	1.918.254	1.936.448
5. Activos financieros no corrientes	2.315.150	2.237.568	2.345.041	2.442.786	2.553.993	2.536.291
6. Derivados no corrientes	676.175	720.000	717.535	704.570	714.035	712.047
7. Activos por impuesto diferido	6.069.724	6.008.225	6.032.644	5.947.378	5.802.982	5.863.069
8. Otros activos no corrientes	2.440.195	2.953.034	3.588.338	4.323.411	5.173.019	6.244.651
B) ACTIVO CORRIENTE	14.810.922	15.679.554	16.526.505	17.639.371	18.741.603	19.774.261
1. Activos no corrientes mantenidos para la venta	80.787	77.480	88.548	94.959	108.524	73.209
2. Existencias	2.944.953	3.046.176	3.150.878	3.259.178	3.371.201	3.487.075
3. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8.175.322	8.912.165	9.715.420	10.591.072	11.545.647	12.586.258
4. Activos financieros corrientes	1.055.361	1.045.312	961.120	914.477	834.432	867.833
5. Derivados corrientes	578.069	529.893	504.441	537.468	523.934	521.947
7. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.976.429	2.068.528	2.106.099	2.242.217	2.357.864	2.237.939
TOTAL ACTIVO (A + B)	126.074.751	131.179.251	136.714.395	142.469.562	148.265.125	154.363.034
B) PASIVO NO CORRIENTE	57.308.399	59.612.338	61.730.954	63.503.898	65.248.089	67.548.116
1. Subvenciones	1.914.486	1.831.794	1.690.830	1.665.912	1.637.226	1.659.528
2. Provisiones no corrientes	5.107.439	5.256.337	5.314.048	5.358.173	5.422.930	5.413.803
3. Pasivos financieros no corrientes	34.871.680	36.662.774	38.545.863	40.525.672	42.607.169	44.795.577
4. Pasivos por impuesto diferido	9.900.225	10.123.741	10.231.568	9.993.724	9.601.304	9.750.288
5. Derivados no corrientes	392.446	416.940	426.869	412.085	418.631	419.195
6. Otros pasivos no corrientes	5.122.123	5.320.752	5.521.777	5.548.331	5.560.828	5.509.725
C) PASIVO CORRIENTE	17.000.478	18.608.399	20.253.175	22.044.344	24.189.070	26.504.776
2. Provisiones corrientes	395.916	410.412	437.457	464.901	510.795	494.217
3. Pasivos financieros corrientes	7.136.116	8.238.039	9.510.115	10.978.618	12.673.880	14.630.916
4. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	8.660.227	8.988.179	9.328.550	9.681.811	10.048.449	10.428.971
5. Derivados corrientes	403.659	443.195	441.466	429.440	438.034	436.313
6. Otros pasivos corrientes	404.560	528.574	535.587	489.574	517.912	514.358
TOTAL PASIVO (B + C)	74.308.877	78.220.737	81.984.130	85.548.242	89.437.159	94.052.892
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO (A + B + C)	126.074.751	131.179.251	136.714.395	142.469.562	148.265.125	154.363.034

ANEXO X. Cuenta de Pérdidas y Ganancias previsional

ENDESA (uds en miles de euros)	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
(+) IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	19.566.821	19.880.595	20.199.400	20.523.318	20.852.430	21.186.819
(-) Aprovisionamientos	(14.480.545)	(14.712.755)	(14.948.689)	(15.188.406)	(15.431.967)	(15.679.434)
MARGEN BRUTO	5.086.276	5.167.840	5.250.711	5.334.912	5.420.462	5.507.385
(+) Otros ingresos de explotación	654.714	626.245	591.423	554.340	563.103	596.975
(+) Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	175.333	175.444	175.593	175.457	175.498	175.516
(+) Trabajos realizados por la empresa para su activo	174.429	184.776	195.029	208.319	221.365	221.274
(-) Gastos de personal	(1.099.105)	(1.116.730)	(1.134.638)	(1.152.833)	(1.171.320)	(1.190.103)
(-) Otros gastos de explotación	(1.400.256)	(1.422.711)	(1.445.526)	(1.468.706)	(1.492.258)	(1.516.188)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	3.591.391	3.614.863	3.632.592	3.651.488	3.716.850	3.794.858
(-) Amortización del inmovilizado	(1.544.461)	(1.650.560)	(1.691.873)	(1.746.245)	(1.809.656)	(1.880.815)
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado	(296.571)	(296.571)	(296.571)	(296.571)	(296.571)	(296.571)
RESULTADO OPERATIVO	1.750.432	1.667.882	1.644.377	1.608.982	1.611.016	1.617.952
(+) Ingresos financieros	39.564	39.564	38.204	40.121	42.226	43.142
(+/-) Variación de valor razonable en instrumentos financieros	2.571	4.367	1.706	1.521	1.024	455
(+/-) Diferencias de cambio	3.000	(857)	(1.551)	(58)	505	5
(+/-) Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	(20.286)	(28.469)	(28.108)	(29.409)	(30.182)	(31.208)
RESULTADO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (EBIT)	1.775.282	1.682.487	1.654.627	1.621.156	1.624.588	1.630.347
(-) Gastos financieros	(266.477)	(189.310)	(145.623)	(166.999)	(167.777)	(187.163)
RESULTADO ORDINARIO ANTES DE IMPUESTOS (EBT)	1.508.805	1.493.177	1.509.004	1.454.157	1.456.811	1.443.185
(+/-) Resultados de entidades valoradas por el método de la participación	(3.714)	(12.388)	(7.872)	(6.853)	596	2.824
(+/-) Impuesto sobre beneficios	(330.952)	(325.609)	(330.082)	(318.246)	(320.467)	(317.961)
RESULTADO DEL PERIODO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.174.138	1.155.181	1.171.051	1.129.058	1.136.940	1.128.048
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.174.138	1.155.181	1.171.051	1.129.058	1.136.940	1.128.048

ANEXO X. Cuenta de Pérdidas y Ganancias previsional

NATURGY (uds en miles de euros)	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
(+) IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	22.783.795	22.535.517	22.289.944	22.047.047	21.806.797	21.569.165
(-) Aprovisionamientos.....	(15.944.068)	(15.770.324)	(15.598.472)	(15.428.493)	(15.260.367)	(15.094.072)
MARGEN BRUTO	6.839.727	6.765.193	6.691.472	6.618.554	6.546.431	6.475.093
(+) Otros ingresos de explotación.....	216.690	218.861	214.446	208.411	203.905	198.974
(+) Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	43.210	43.744	44.171	43.708	43.874	43.918
(-) Gastos de personal	(892.879)	(883.149)	(873.525)	(864.006)	(854.591)	(845.279)
(-) Otros gastos de explotación.....	(2.102.683)	(2.079.770)	(2.057.107)	(2.034.690)	(2.012.518)	(1.990.587)
(+/-) Otros resultados.....	69.846	78.340	52.640	59.390	50.459	57.668
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	4.173.911	4.143.219	4.072.097	4.031.367	3.977.561	3.939.787
(-) Amortización del inmovilizado.....	(1.768.732)	(1.746.712)	(1.763.403)	(1.752.243)	(1.753.591)	(1.764.402)
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado.....	17.520	6.265	533	8.106	4.968	4.536
RESULTADO OPERATIVO	2.422.699	2.402.772	2.309.227	2.287.230	2.228.938	2.179.920
(+) Ingresos financieros	135.374	135.374	134.116	132.762	124.844	121.872
(+/-) Variación de valor razonable en instrumentos financieros	10.678	12.488	14.593	16.755	19.435	22.517
(+/-) Diferencias de cambio	(1.950)	(2.233)	(589)	(436)	(482)	(551)
RESULTADO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (EBIT)	2.566.800	2.548.401	2.457.347	2.436.311	2.372.734	2.323.757
(-) Gastos financieros	(853.463)	(950.771)	(844.514)	(814.593)	(854.286)	(710.221)
RESULTADO ORDINARIO ANTES DE IMPUESTOS (EBT)	1.713.337	1.597.630	1.612.833	1.621.718	1.518.449	1.613.536
(+/-) Resultados de entidades valoradas por el método de la participación.....	(151.804)	(164.562)	(120.298)	(136.901)	(142.443)	(164.808)
(+/-) Impuesto sobre beneficios	(303.798)	(278.805)	(290.374)	(288.873)	(267.703)	(281.851)
RESULTADO DEL PERIODO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	1.257.735	1.154.263	1.202.161	1.195.945	1.108.303	1.166.877
(+/-) Resultado del periodo procedente de operaciones interrumpidas neto.....	160.911	152.842	76.039	97.448	121.810	112.035
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.418.646	1.307.106	1.278.200	1.293.393	1.230.112	1.278.912

ANEXO X. Cuenta de Pérdidas y Ganancias previsional

IBERDROLA (uds en miles de euros)	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
(+) IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	37.632.292	38.865.826	40.139.794	41.455.520	42.814.374	44.217.770
(-) Aprovisionamientos.....	(20.835.822)	(21.518.791)	(22.224.147)	(22.952.624)	(23.704.979)	(24.481.995)
MARGEN BRUTO	16.796.470	17.347.035	17.915.646	18.502.896	19.109.395	19.735.775
(+) Otros ingresos de explotación.....	528.972	548.054	571.040	561.392	554.766	561.902
(+) Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	75.423	75.619	75.947	75.663	75.743	75.784
(+) Trabajos realizados por la empresa para su activo	564.074	576.379	593.286	607.023	614.142	615.534
(-) Gastos de personal.....	(2.969.666)	(3.067.008)	(3.167.540)	(3.271.367)	(3.378.598)	(3.489.344)
(-) Otros gastos de explotación.....	(5.004.748)	(5.168.796)	(5.338.222)	(5.513.202)	(5.693.917)	(5.880.556)
(+/-) Otros resultados.....	(90.545)	(94.727)	(92.304)	(77.598)	(60.086)	(66.105)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	9.899.980	10.216.556	10.557.853	10.884.807	11.221.445	11.552.991
(-) Amortización del inmovilizado.....	(3.789.171)	(3.914.797)	(4.054.037)	(4.226.262)	(4.414.421)	(4.595.174)
(+/-) Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado.....	(452.538)	(259.851)	(282.853)	(283.343)	(329.383)	(210.376)
RESULTADO OPERATIVO	5.658.271	6.041.908	6.220.964	6.375.202	6.477.641	6.747.440
(+) Ingresos financieros	349.035	339.961	342.372	347.664	350.891	352.516
(+/-) Variación de valor razonable en instrumentos financieros	(25.412)	(27.375)	(28.204)	(27.187)	(40.010)	(44.995)
(+/-) Diferencias de cambio	(4.080)	(9.539)	(10.042)	(7.572)	(7.977)	(6.317)
(+/-) Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	56.808	66.412	40.488	28.405	25.504	30.435
RESULTADO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (EBIT)	6.034.623	6.411.368	6.565.576	6.716.512	6.806.048	7.079.080
(-) Gastos financieros	(1.203.654)	(1.197.365)	(1.287.136)	(1.357.838)	(1.534.424)	(1.562.554)
RESULTADO ORDINARIO ANTES DE IMPUESTOS (EBT)	4.830.969	5.214.003	5.278.440	5.358.673	5.271.624	5.516.526
(+/-) Resultados de entidades valoradas por el método de la participación.....	102.993	88.426	81.711	85.481	90.942	74.208
(+/-) Impuesto sobre beneficios	(1.075.955)	(1.156.307)	(1.168.895)	(1.187.214)	(1.169.421)	(1.219.178)
RESULTADO DEL PERIODO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	3.858.007	4.146.121	4.191.256	4.256.941	4.193.144	4.371.556
(+/-) Resultado del periodo procedente de operaciones interrumpidas neto.....	(117.549)	(121.770)	(88.960)	(98.408)	(106.672)	(103.953)
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	3.740.458	4.024.351	4.102.296	4.158.533	4.086.473	4.267.603

ANEXO XI. Factorización de variables

ENDESA	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	TCAC '20-'25
IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	19.559.618	19.394.873	18.049.658	19.025.484	19.308.681	19.660.895	19.954.210	20.265.362	20.603.606	1,61%
ESPAÑA	18.015.558	18.700.513	17.188.418	18.106.473	18.311.110	18.584.321	18.804.306	19.017.604	19.271.204	-0,39%
Puntos de Suministro Eléctrico ML	5.593.000	5.725.000	5.828.000	6.068.000	6.247.000	6.426.000	6.606.000	6.785.000	6.964.000	2,79%
Puntos de Suministro Eléctrico MR	5.255.000	5.029.000	4.807.000	4.440.000	4.139.000	3.839.000	3.538.000	3.237.000	2.936.000	-7,94%
Consumo Eléctrico por Suministro	3,90 MWh	3,90 MWh	3,90 MWh	3,90 MWh	3,90 MWh	3,90 MWh	3,90 MWh	3,90 MWh	3,90 MWh	0,00%
Precio Electricidad Mercado ML	259€/MWh	266€/MWh	271€/MWh	273€/MWh	277€/MWh	280€/MWh	284€/MWh	288€/MWh	291€/MWh	1,32%
Precio Electricidad Mercado MR	236€/MWh	240€/MWh	224€/MWh	230€/MWh	229€/MWh	232€/MWh	231€/MWh	229€/MWh	230€/MWh	-0,04%
Electricidad Producida	78.648 GWh	74.193 GWh	61.402 GWh	65.740 GWh	63.845 GWh	61.949 GWh	60.053 GWh	58.158 GWh	56.262 GWh	-3,07%
Precio Electricidad Mercado Mayorista	52€/MWh	57€/MWh	48€/MWh	53€/MWh	54€/MWh	56€/MWh	57€/MWh	58€/MWh	59€/MWh	2,26%
Puntos de Suministro Gas ML	1.314.000	1.371.000	1.419.000	1.487.000	1.545.000	1.604.000	1.663.000	1.722.000	1.780.000	3,67%
Puntos de Suministro Gas MR	246.000	233.000	230.000	208.000	194.000	179.000	165.000	150.000	136.000	-8,20%
Consumo Gas por Suministro	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	0,00%
Precio Gas Mercado Minorista Libre	85€/MWh	90€/MWh	91€/MWh	95€/MWh	98€/MWh	102€/MWh	105€/MWh	108€/MWh	111€/MWh	3,26%
Precio Gas Mercado Minorista Regulado	85€/MWh	88€/MWh	83€/MWh	87€/MWh	89€/MWh	90€/MWh	91€/MWh	93€/MWh	94€/MWh	1,45%
Distribución Eléctrica (miles €)	2.231.000	2.509.000	2.566.000	2.728.900	2.878.000	3.027.100	3.176.200	3.325.300	3.474.400	4,95%
INTERNACIONAL	156.060	225.360	297.240	375.710	453.561	533.986	616.987	702.564	790.716	16,05%
Puntos de Suministro Resto	205.000	273.000	350.000	440.000	520.000	600.000	680.000	760.000	840.000	13,79%
Consumo Eléctrico por Suministro	3,00 MWh	3,00 MWh	3,00 MWh	3,00 MWh	3,00 MWh	3,00 MWh	3,00 MWh	3,00 MWh	3,00 MWh	0,00%
Precio Electricidad Resto	210€/MWh	215€/MWh	220€/MWh	221€/MWh	224€/MWh	227€/MWh	230€/MWh	233€/MWh	236€/MWh	1,32%
Puntos de Suministro Gas Resto	46.000	73.000	92.000	117.000	140.000	164.000	187.000	211.000	234.000	14,87%
Consumo Gas Sumnistro Resto	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	9,00 MWh	0,00%
Precio Gas Mercado Resto	65€/MWh	75€/MWh	80€/MWh	80€/MWh	82€/MWh	85€/MWh	88€/MWh	91€/MWh	93€/MWh	3,18%
AJUSTES	641.000	(157.000)	(154.000)	(155.500)	(154.750)	(155.125)	(154.938)	(155.031)	(154.984)	-0,07%
OTROS	747.000	626.000	718.000	698.800	698.760	697.712	687.854	700.225	696.670	-0,06%
DESVIACIONES (€ en miles)										
DESVIACIÓN INCN	(3.618)	160.127	1.208.342							
% sobre contable (ERROR)	0,02%	0,82%	6,27%							
DESVIACIÓN INCN ESPAÑA	(356.558)	(1.014.513)	(71.418)							
% sobre contable (ERROR)	1,82%	5,19%	0,37%							
DESVIACIÓN INCN INTERNACIONAL	1.740.940	1.643.640	1.843.760							
% sobre contable (ERROR)	8,90%	8,41%	9,57%							

ANEXO XI. Factorización de variables

NATURGY	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	TCAC '20-'25
IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	24.298.710	24.529.026	23.309.461	22.298.524	22.184.685	21.856.940	21.611.197	21.328.581	21.112.034	-1,09%
ESPAÑA	11.371.097	11.521.178	10.573.390	9.995.341	9.894.410	9.816.665	9.704.080	9.578.145	9.463.097	-1,09%
Puntos de Suministro Eléctrico ML	2.380.000	2.284.000	2.004.000	2.115.000	2.078.000	2.041.000	2.004.000	1.966.000	1.929.000	-1,83%
Puntos de Suministro Eléctrico MR.....	2.313.000	2.206.000	2.209.000	2.054.000	1.954.000	1.855.000	1.756.000	1.656.000	1.557.000	-5,39%
Consumo Eléctrico por Suministro.....	3,90 MWh	0,00%								
Precio Electricidad Mercado ML	259€/MWh	266€/MWh	271€/MWh	273€/MWh	277€/MWh	280€/MWh	284€/MWh	288€/MWh	291€/MWh	1,32%
Precio Electricidad Mercado MR.....	236€/MWh	240€/MWh	224€/MWh	230€/MWh	229€/MWh	232€/MWh	231€/MWh	229€/MWh	230€/MWh	0,00%
Electricidad Producida	27.953 GWh	28.279 GWh	25.770 GWh	24.868 GWh	23.686 GWh	22.504 GWh	21.322 GWh	20.140 GWh	18.958 GWh	-5,28%
Precio Electricidad Mercado Mayorista.....	52€/MWh	57€/MWh	48€/MWh	53€/MWh	54€/MWh	56€/MWh	57€/MWh	58€/MWh	59€/MWh	2,26%
Puntos de Suministro Gas ML	2.956.000	2.897.000	2.727.000	2.746.000	2.695.000	2.645.000	2.595.000	2.545.000	2.495.000	-1,90%
Puntos de Suministro Gas MR.....	1.290.000	1.277.000	1.266.000	1.218.000	1.186.000	1.155.000	1.123.000	1.092.000	1.060.000	-2,73%
Consumo Gas por Suministro	9,00 MWh	0,00%								
Precio Gas Mercado Minorista Libre	85€/MWh	90€/MWh	91€/MWh	95€/MWh	98€/MWh	102€/MWh	105€/MWh	108€/MWh	111€/MWh	3,26%
Precio Gas Mercado Minorista Regulado	85€/MWh	88€/MWh	83€/MWh	87€/MWh	89€/MWh	90€/MWh	91€/MWh	93€/MWh	94€/MWh	1,45%
Distribución Eléctrica (€ en miles)	861.000	855.000	880.000	885.200	895.800	906.400	917.000	927.600	938.200	1,17%
Distribución Gas (€ en miles)	1.270.000	1.254.000	1.237.000	1.274.400	1.289.200	1.304.000	1.318.800	1.333.600	1.348.400	1,14%
INTERNACIONAL	15.508.613	17.094.848	16.216.071	15.934.884	15.780.764	15.630.838	15.485.106	15.343.566	15.206.220	-0,93%
Electricidad Producida	18.436 GWh	18.351 GWh	18.933 GWh	19.031 GWh	19.271 GWh	19.511 GWh	19.750 GWh	19.990 GWh	20.230 GWh	1,23%
Precio Electricidad Mercado Mayorista.....	69€/MWh	82€/MWh	88€/MWh	97€/MWh	106€/MWh	115€/MWh	123€/MWh	132€/MWh	141€/MWh	7,72%
GNL y Comercialización (€ miles)	6.886.000	8.837.000	7.212.000	7.958.300	8.203.200	8.448.100	8.693.000	8.937.900	9.182.800	2,90%
Consumo Gas por Suministro Resto.....	0,00 MWh	0,00%								
Precio Gas Mercado Resto	0€/MWh	0,00%								
Distribución Eléctrica y Gas (€ en miles).....	7.357.000	6.757.000	7.338.000	6.128.400	5.537.600	4.946.800	4.356.000	3.765.200	3.174.400	-12,33%
AJUSTES	(3.018.000)	(4.307.000)	(3.614.000)	(3.960.500)	(3.787.250)	(3.873.875)	(3.830.563)	(3.852.219)	(3.841.391)	-0,61%
OTROS	437.000	220.000	134.000	328.800	296.760	283.312	252.574	259.089	284.107	-2,88%
DESVIACIONES (€ en miles)										
DESVIACIÓN INCN	(992.765)	(189.615)	(274.652)							
% sobre contable (ERROR)	4,26%	0,78%	1,19%							
DESVIACIÓN INCN ESPAÑA	(605.660)	(295.988)	(449.474)							
% sobre contable (ERROR)	2,60%	1,22%	1,95%							
DESVIACIÓN INCN INTERNACIONAL	(2.968.105)	(3.980.627)	(3.305.178)							
% sobre contable (ERROR)	12,74%	16,35%	14,35%							

ANEXO XI. Factorización de variables

IBERDROLA	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	TCAC '20-'25
IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	34.943.790	36.221.811	36.486.135	38.140.112	39.433.309	40.781.363	42.108.050	43.443.747	44.814.456	3,28%
ESPAÑA	14.548.621	15.305.845	14.500.887	14.819.518	14.864.127	14.953.544	15.011.546	15.068.509	15.150.434	0,44%
Puntos de Suministro Eléctrico ML	6.600.00	6.638.000	6.600.000	6.751.000	6.828.000	6.905.000	6.982.000	7.059.000	7.137.000	1,12%
Puntos de Suministro Eléctrico MR.....	4.280.000	4.050.000	3.800.000	3.418.000	3.100.000	2.782.000	2.464.000	2.146.000	1.828.000	-11,77%
Consumo Eléctrico por Suministro.....	3,30 MWh	0,00%								
Precio Electricidad Mercado ML	259€/MWh	266€/MWh	271€/MWh	273€/MWh	277€/MWh	280€/MWh	284€/MWh	288€/MWh	291€/MWh	1,32%
Precio Electricidad Mercado MR.....	236€/MWh	240€/MWh	224€/MWh	230€/MWh	229€/MWh	232€/MWh	231€/MWh	229€/MWh	230€/MWh	0,00%
Electricidad Producida	50.358 GWh	56.636 GWh	57.492 GWh	56.430 GWh	56.528 GWh	56.627 GWh	56.726 GWh	56.825 GWh	56.924 GWh	0,17%
Precio Electricidad Mercado Mayorista.....	52€/MWh	57€/MWh	48€/MWh	53€/MWh	54€/MWh	56€/MWh	57€/MWh	58€/MWh	59€/MWh	2,26%
Puntos de Suministro Gas ML	974.000	1.008.000	1.025.000	1.071.000	1.105.000	1.140.000	1.175.000	1.210.000	1.245.000	3,07%
Puntos de Suministro Gas MR.....	240.000	238.000	237.000	227.000	221.000	215.000	209.000	203.000	197.000	-2,79%
Consumo Gas por Suministro	9,00 MWh	0,00%								
Precio Gas Mercado Minorista Libre	85€/MWh	90€/MWh	91€/MWh	95€/MWh	98€/MWh	102€/MWh	105€/MWh	108€/MWh	111€/MWh	3,26%
Precio Gas Mercado Minorista Regulado	85€/MWh	88€/MWh	83€/MWh	87€/MWh	89€/MWh	90€/MWh	91€/MWh	93€/MWh	94€/MWh	1,45%
Distribución Eléctrica (€ en miles)	2.017.233	2.021.992	2.030.138	2.047.577	2.057.833	2.068.088	2.078.344	2.088.599	2.098.855	0,50%
INTERNACIONAL	22.066.354	24.425.276	24.988.307	27.186.031	29.002.671	30.829.360	32.666.099	34.512.887	36.369.724	5,99%
Puntos de Suministro Eléctrico UK	3.000.000	3.000.000	3.000.000	2.860.000	2.780.000	2.700.000	2.620.000	2.540.000	2.460.000	-2,97%
Puntos de Suministro Eléctrico EEUU	2.200.000	2.300.000	2.300.000	2.370.000	2.420.000	2.470.000	2.520.000	2.570.000	2.620.000	2,03%
Puntos de Suministro Eléctrico BRA.....	13.600.000	13.800.000	14.100.000	14.380.000	14.660.000	14.940.000	15.220.000	15.500.000	15.780.000	1,88%
Consumo Eléctrico por Suministro.....	3,00 MWh	0,00%								
Precio Electricidad Mercado UK	180€/MWh	190€/MWh	218€/MWh	201€/MWh	201€/MWh	202€/MWh	203€/MWh	204€/MWh	205€/MWh	0,40%
Precio Electricidad Mercado EEUU	106€/MWh	106€/MWh	106€/MWh	106€/MWh	106€/MWh	107€/MWh	107€/MWh	107€/MWh	107€/MWh	0,19%
Precio Electricidad Mercado BRA	116€/MWh	110€/MWh	116€/MWh	118€/MWh	120€/MWh	122€/MWh	124€/MWh	126€/MWh	128€/MWh	1,67%
Electricidad Producida	75.840 GWh	80.101 GWh	85.512 GWh	86.103 GWh	88.918 GWh	91.734 GWh	94.549 GWh	97.364 GWh	100.180 GWh	3,07%
Precio Electricidad Mercado Mayorista.....	59€/MWh	62€/MWh	53€/MWh	59€/MWh	61€/MWh	63€/MWh	65€/MWh	66€/MWh	68€/MWh	2,70%
Puntos de Suministro Gas UK	2.000.000	2.000.000	2.000.000	1.910.000	1.860.000	1.810.000	1.760.000	1.710.000	1.660.000	-2,77%
Consumo Gas por Suministro UK.....	10,00 MWh	0,00%								
Precio Gas Mercado Minorista Libre UK.....	93€/MWh	98€/MWh	100€/MWh	102€/MWh	105€/MWh	107€/MWh	110€/MWh	113€/MWh	115€/MWh	2,39%
Distribución Eléctrica (€ en miles)	7.421.960	9.280.435	9.501.365	11.103.074	12.343.368	13.583.662	14.823.955	16.064.249	17.304.543	9,28%
Distribución Gas (€ en miles)	1.254.938	1.234.545	1.305.953	1.461.930	1.559.885	1.657.840	1.755.794	1.853.749	1.951.704	5,95%
AJUSTES	(1.671.185)	(3.509.310)	(3.003.059)	(3.865.436)	(4.433.489)	(5.001.542)	(5.569.595)	(6.137.648)	(6.705.701)	11,65%

ANEXO XI. Factorización de variables

DESVIACIONES (€ en miles)			
DESVIACIÓN INCN	(3.308.222)	(754.272)	353.639
% sobre contable (ERROR)	10,58%	2,15%	0,97%
DESVIACIÓN INCN ESPAÑA	338.072	1.105.250	1.749.879
% sobre contable (ERROR)	1,08%	3,15%	4,80%
DESVIACIÓN INCN INTERNACIONAL	(3.646.294)	(1.859.522)	(1.396.240)
% sobre contable (ERROR)	11,66%	5,30%	3,83%

ENDESA (€ en miles)	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	TCAC '20-'25
INMOVILIZADO MATERIAL NETO	21.727.000	21.840.000	23.086.000	24.057.717	24.264.222	24.733.064	25.257.842	25.744.927	26.300.691	1,80%
Inmovilizado material bruto	49.209.000	50.275.000	52.563.000	53.206.400	54.431.086	55.655.771	56.880.457	58.105.143	59.329.829	2,20%
% Var.	1,36%	2,17%	4,55%	-2,38%	1,74%	1,94%	1,56%	1,60%	1,50%	-
Amortización acumulada.....	27.314.000	28.197.000	29.239.000	28.917.147	29.927.344	30.675.072	31.374.014	32.109.136	32.765.077	2,53%
% AAAM.....	55,5%	56,1%	55,6%	54,35%	54,98%	55,12%	55,16%	55,26%	55,23%	-
Amortización anual y deterioro	1.200.000	1.259.000	1.302.000	1.314.291	1.367.742	1.381.918	1.411.763	1.441.652	1.475.642	2,34%
% Amortización anual y deterioro	2,44%	2,50%	2,48%	2,47%	2,51%	2,48%	2,48%	2,48%	2,49%	-
Provisión por Deterioro del inmovilizado	168.000	238.000	238.000	231.536	239.520	247.636	248.601	251.080	264.061	2,66%
% Deterioro inmovilizado	0,34%	0,47%	0,45%	0,44%	0,44%	0,44%	0,44%	0,43%	0,45%	-
INMOVILIZADO INTANGIBLE NETO	1.655.000	1.834.000	1.837.000	1.981.477	2.156.410	2.512.988	2.904.668	3.104.625	3.293.670	10,70%
Inmovilizado intangible bruto	2.826.000	3.219.000	3.421.000	4.052.600	4.506.771	4.960.943	5.415.114	5.869.286	6.323.457	9,31%
% Var.	13,13%	13,91%	6,28%	5,77%	19,55%	22,06%	13,45%	13,50%	13,43%	-
Amortización acumulada.....	1.119.000	1.339.000	1.543.000	1.950.305	2.226.489	2.326.628	2.394.061	2.640.631	2.893.694	8,21%
% AAAM.....	39,6%	41,6%	45,1%	48,12%	49,40%	46,90%	44,21%	44,99%	45,76%	-
Amortización anual y deterioro	150.000	221.000	251.000	230.170	282.818	309.954	334.481	368.005	405.173	11,97%
% Amortización anual y deterioro	5,31%	6,87%	7,34%	5,68%	6,28%	6,25%	6,18%	6,27%	6,41%	-
Provisión por Deterioro del inmovilizado	52.000	46.000	41.000	120.818	123.872	121.327	116.386	124.029	136.094	2,41%
% Deterioro inmovilizado	1,84%	1,43%	1,20%	2,98%	2,75%	2,45%	2,15%	2,11%	2,15%	-

ANEXO XI. Factorización de variables

NATURGY (€ en miles)	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	TCAC '20-'25
INMOVILIZADO MATERIAL NETO	22.654.000	20.707.000	20.336.000	24.377.057	24.484.221	24.466.014	24.530.924	24.640.209	24.860.916	0,39%
Inmovilizado material bruto	35.733.000	36.970.000	37.597.000	38.121.400	38.761.800	39.402.200	40.042.600	40.683.000	41.323.400	1,63%
% Var.	0,02%	3,46%	1,70%	4,37%	2,25%	2,37%	2,36%	2,75%	2,63%	
Amortización acumulada.....	13.079.000	16.263.000	17.261.000	13.744.343	14.277.579	14.936.186	15.511.676	16.042.791	16.462.484	3,68%
% AAAM.....	36,6%	44,0%	45,9%	36,05%	36,83%	37,91%	38,74%	39,43%	39,84%	
Amortización anual y deterioro	1.370.000	1.326.000	1.154.000	1.482.805	1.470.005	1.487.612	1.484.608	1.491.044	1.504.540	0,29%
% Amortización anual y deterioro	3,83%	3,59%	3,07%	3,89%	3,79%	3,78%	3,71%	3,67%	3,64%	
Provisión por Deterioro del inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%
% Deterioro inmovilizado	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
INMOVILIZADO INTANGIBLE NETO	9.921.000	7.845.000	7.713.000	8.637.556	8.396.090	8.088.289	7.684.682	7.388.250	7.225.083	-3,51%
Inmovilizado intangible bruto	12.712.000	10.898.000	10.994.000	11.256.958	10.981.588	10.673.558	10.212.356	9.862.252	9.702.358	-2,93%
% Var.	-9,68%	-14,27%	0,88%	2,39%	-2,45%	-2,80%	-4,32%	-3,43%	-1,62%	-
Amortización acumulada.....	2.791.000	3.053.000	3.281.000	2.619.401	2.585.498	2.585.270	2.527.675	2.474.002	2.477.275	-1,11%
% AAAM.....	22,0%	28,0%	29,8%	23,27%	23,54%	24,22%	24,75%	25,09%	25,53%	-
Amortización anual y deterioro	324.000	348.000	289.000	285.927	276.707	275.791	267.635	262.548	259.862	-1,89%
% Amortización anual y deterioro	2,55%	3,19%	2,63%	2,54%	2,52%	2,58%	2,62%	2,66%	2,68%	-
Provisión por Deterioro del inmovilizado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%
% Deterioro inmovilizado	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-

ANEXO XI. Factorización de variables

IBERDROLA (€ en miles)	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e	TCAC '20-'25
INMOVILIZADO MATERIAL NETO	64.082.379	67.109.320	71.289.209	73.414.726	76.261.693	79.240.016	82.296.178	85.308.410	88.116.322	3,72%
Inmovilizado material bruto	101.765.258	105.562.072	113.719.598	117.798.391	122.363.919	126.929.447	131.494.975	136.060.503	140.626.031	3,61%
% Var.	-1,50%	3,73%	7,73%	5,67%	5,13%	3,88%	4,11%	5,04%	5,26%	-
Amortización acumulada.....	37.404.429	38.163.560	42.157.324	43.467.846	45.216.490	46.860.267	48.484.783	50.074.659	51.764.490	3,56%
% AAAM.....	36,8%	36,2%	37,1%	36,90%	36,95%	36,92%	36,87%	36,80%	36,81%	-
Amortización anual y deterioro	2.636.990	2.842.430	2.815.748	3.160.098	3.241.073	3.331.577	3.431.635	3.562.017	3.686.908	3,13%
% Amortización anual y deterioro	2,59%	2,69%	2,48%	2,68%	2,65%	2,62%	2,61%	2,62%	2,62%	-
Provisión por Deterioro del inmovilizado	278.450	289.192	273.065	915.818	885.735	829.163	714.014	677.433	745.220	-4,04%
% Deterioro inmovilizado	0,27%	0,27%	0,24%	0,78%	0,72%	0,65%	0,54%	0,50%	0,53%	-
INMOVILIZADO INTANGIBLE NETO	21.148.027	21.000.248	20.367.861	23.872.074	24.870.919	25.863.013	26.733.084	27.633.901	28.761.747	3,80%
Inmovilizado intangible bruto	26.958.506	26.630.324	26.597.618	29.349.102	30.692.866	32.036.630	33.380.395	34.724.159	36.067.923	4,21%
% Var.	13,09%	-1,22%	-0,12%	5,93%	5,94%	3,58%	4,53%	3,11%	3,83%	-
Amortización acumulada.....	5.432.629	5.289.902	6.097.780	4.745.353	5.107.119	5.498.846	6.005.794	6.493.734	6.670.271	7,05%
% AAAM.....	20,2%	19,9%	22,9%	16,17%	16,64%	17,16%	17,99%	18,70%	18,49%	-
Amortización anual y deterioro	542.093	737.136	912.443	629.074	673.724	722.460	794.627	852.404	908.265	7,62%
% Amortización anual y deterioro	2,01%	2,77%	3,43%	2,14%	2,20%	2,26%	2,38%	2,45%	2,52%	-
Provisión por Deterioro del inmovilizado	377.850	340.174	131.977	731.674	714.828	674.771	641.516	596.524	635.905	-2,77%
% Deterioro inmovilizado	1,40%	1,28%	0,50%	2,49%	2,33%	2,11%	1,92%	1,72%	1,76%	-

ANEXO XII. Cálculo flujos de caja libres

ENDESA (Uds. en miles de euros)	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
RESULTADO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (EBIT)	2.087.000	1.955.000	396.000	1.775.282	1.682.487	1.654.627	1.621.156	1.624.588	1.630.347
(+/-) Impuestos hipotéticos sin deuda (EBIT x T)	(469.026)	(421.540)	(86.087)	(390.364)	(369.960)	(363.834)	(356.474)	(357.229)	(358.495)
NET OPERATING PROFIT LESS ADJUSTED TAXES (NOPLAT)	1.617.974	1.533.460	309.913	1.384.918	1.312.527	1.290.793	1.264.683	1.267.360	1.271.853
(+) Amortizaciones y depreciaciones	1.350.000	1.480.000	1.553.000	1.544.461	1.650.560	1.691.873	1.746.245	1.809.656	1.880.815
(+) Deterioro de valor	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+/-) Δ Necesidades Operativas de Fondos (NOF)	609.000	(164.000)	773.000	173.289	176.968	180.738	184.601	188.558	192.613
(+/-) Δ Inversión Neta en Activo Fijo (CAPEX)	(986.000)	(1.459.000)	(2.490.000)	(1.275.000)	(1.678.857)	(1.678.857)	(1.678.857)	(1.678.857)	(1.678.857)
FREE CASH FLOW (FCF)	2.590.974	1.390.460	145.913	1.827.668	1.461.199	1.484.547	1.516.671	1.586.717	1.666.424

ENDESA	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
VARIABLES FCF									
Tasa Impositiva (T).....	22,47%	21,56%	21,74%	21,99%	21,99%	21,99%	21,99%	21,99%	21,99%
% Var.	28,96%	-4,06%	0,82%	1,15%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Amortizaciones y depreciaciones	(1.350.000)	(1.480.000)	(1.553.000)	(1.544.461)	(1.650.560)	(1.691.873)	(1.746.245)	(1.809.656)	(1.880.815)
% Var.	0,37%	9,63%	4,93%	-0,55%	6,87%	2,50%	3,21%	3,63%	3,93%
Deterioro de valor	0								
% Var.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo de Maniobra	(1.765.000)	(1.601.000)	(2.374.000)	(2.547.289)	(2.724.258)	(2.904.996)	(3.089.597)	(3.278.155)	(3.470.768)
% Var.	52,68%	-9,29%	48,28%	7,30%	6,95%	6,63%	6,35%	6,10%	5,88%
Activo Circulante.....	4.367.000	4.200.000	4.099.000	4.081.577	4.064.229	4.046.954	4.029.753	4.012.625	3.995.570
% Var.	-6,17%	-3,82%	-2,40%	-0,43%	-0,43%	-0,43%	-0,43%	-0,43%	-0,43%
Pasivo Circulante	6.132.000	5.801.000	6.473.000	6.628.867	6.788.486	6.951.950	7.119.349	7.290.780	7.466.338
% Var.	5,54%	-5,40%	11,58%	2,41%	2,41%	2,41%	2,41%	2,41%	2,41%
Inmovilizado Bruto	52.035.000	53.494.000	55.984.000	57.259.000	58.937.857	60.616.714	62.295.571	63.974.429	65.653.286
% Var.	1,93%	2,80%	4,65%	2,28%	2,93%	2,85%	2,77%	2,69%	2,62%
Inmovilizado material bruto	49.209.000	50.275.000	52.563.000	53.206.400	54.431.086	55.655.771	56.880.457	58.105.143	59.329.829
% Var.	1,36%	2,17%	4,55%	1,22%	2,30%	2,25%	2,20%	2,15%	2,11%
Inmovilizado intangible bruto	2.826.000	3.219.000	3.421.000	4.052.600	4.506.771	4.960.943	5.415.114	5.869.286	6.323.457
% Var.	13,13%	13,91%	6,28%	18,46%	11,21%	10,08%	9,15%	8,39%	7,74%

ANEXO XII. Cálculo flujos de caja libres

NATURGY (Uds. en miles de euros)	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
RESULTADO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (EBIT)	2.884.998	2.220.450	(2.050.447)	3.033.945	2.566.883	2.548.565	2.457.590	2.436.631	2.373.130
(+/-) Impuestos hipotéticos sin deuda (EBIT x T).....	(384.832)	(514.134)	429.700	(590.257)	(499.389)	(495.826)	(478.126)	(474.049)	(461.695)
NET OPERETING PROFIT LESS ADJUSTED TAXES (NOPLAT)	2.500.166	1.706.316	(1.620.747)	2.443.688	2.067.494	2.052.739	1.979.463	1.962.582	1.911.435
(+) Amortizaciones y depreciaciones	1.648.037	1.674.288	1.607.986	1.768.732	1.746.712	1.763.403	1.752.243	1.753.591	1.764.402
(+) Deterioro de valor	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+/-) Δ Necesidades Operativas de Fondos (NOF)	(111.602)	(121.067)	(35.814)	(37.606)	(37.471)	(37.351)	(37.246)	(37.157)	(37.083)
(+/-) Δ Inversión Neta en Activo Fijo (CAPEX)	1.356.000	577.000	(723.000)	(787.358)	(365.031)	(332.370)	(179.198)	(290.296)	(480.505)
FREE CASH FLOW (FCF)	5.392.601	3.836.537	(771.575)	3.387.457	3.411.704	3.446.421	3.515.262	3.388.720	3.158.249

NATURGY	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
VARIABLES FCF									
Tasa Impositiva (T).....	13,34%	23,15%	20,96%	19,46%	19,46%	19,46%	19,46%	19,46%	19,46%
% Var.	-25,77%	73,58%	-9,49%	-7,16%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Amortizaciones y depreciaciones	(1.648.037)	(1.674.288)	(1.607.986)	(1.768.732)	(1.746.712)	(1.763.403)	(1.752.243)	(1.753.591)	(1.764.402)
% Var.	-3,45%	1,59%	-3,96%	10,00%	-1,24%	0,96%	-0,63%	0,08%	0,62%
Deterioro de valor	0								
% Var.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo de Maniobra	1.796.017	1.917.084	1.952.898	1.990.504	2.027.974	2.065.325	2.102.571	2.139.728	2.176.811
% Var.	6,63%	6,74%	1,87%	1,93%	1,88%	1,84%	1,80%	1,77%	1,73%
Activo Circulante.....	5.714.898	5.983.946	5.696.200	5.684.105	5.672.536	5.661.497	5.650.996	5.641.040	5.631.636
% Var.	-0,73%	4,71%	-4,81%	-0,21%	-0,20%	-0,19%	-0,19%	-0,18%	-0,17%
Pasivo Circulante	3.918.881	4.066.862	3.743.302	3.693.602	3.644.561	3.596.172	3.548.425	3.501.312	3.454.825
% Var.	-3,77%	3,78%	-7,96%	-1,33%	-1,33%	-1,33%	-1,33%	-1,33%	-1,33%
Inmovilizado Bruto	48.445.000	47.868.000	48.591.000	49.378.358	49.743.388	50.075.758	50.254.956	50.545.252	51.025.758
% Var.	-2,72%	-1,19%	1,51%	1,62%	0,74%	0,67%	0,36%	0,58%	0,95%
Inmovilizado material bruto	35.733.000	36.970.000	37.597.000	38.121.400	38.761.800	39.402.200	40.042.600	40.683.000	41.323.400
% Var.	0,02%	3,46%	1,70%	1,39%	1,68%	1,65%	1,63%	1,60%	1,57%
Inmovilizado intangible bruto	12.712.000	10.898.000	10.994.000	11.256.958	10.981.588	10.673.558	10.212.356	9.862.252	9.702.358
% Var.	-9,68%	-14,27%	0,88%	2,39%	-2,45%	-2,80%	-4,32%	-3,43%	-1,62%

ANEXO XII. Cálculo flujos de caja libres

IBERDROLA (Uds. en miles de euros)	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
RESULTADO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (EBIT)	3.082.885	5.779.144	6.318.120	6.034.623	6.411.368	6.565.576	6.716.512	6.806.048	7.079.080
(+/-) Impuestos hipotéticos sin deuda (EBIT x T).....	(2.126.111)	(1.275.308)	(1.204.621)	(1.315.978)	(1.398.135)	(1.431.763)	(1.464.678)	(1.484.203)	(1.543.744)
NET OPERATING PROFIT LESS ADJUSTED TAXES (NOPLAT)	956.774	4.503.836	5.113.499	4.718.645	5.013.233	5.133.813	5.251.834	5.321.845	5.535.336
(+) Amortizaciones y depreciaciones	3.186.048	3.587.099	3.874.413	3.789.171	3.914.797	4.054.037	4.226.262	4.414.421	4.595.174
(+) Deterioro de valor	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+/-) Δ Necesidades Operativas de Fondos (NOF)	(1.116.607)	(831.464)	(669.584)	(457.795)	(510.114)	(567.585)	(630.692)	(699.960)	(775.962)
(+/-) Δ Inversión Neta en Activo Fijo (CAPEX)	(1.573.368)	(3.468.632)	(8.124.820)	(6.830.276)	(5.909.292)	(5.909.292)	(5.909.292)	(5.909.292)	(5.909.292)
FREE CASH FLOW (FCF)	1.452.847	3.790.839	193.508	1.219.745	2.508.624	2.710.972	2.938.111	3.127.014	3.445.255

IBERDROLA	2017	2018	2019	2020e	2021e	2022e	2023e	2024e	2025e
VARIABLES FCF									
Tasa Impositiva (T).....	68,96%	22,07%	19,07%	21,81%	21,81%	21,81%	21,81%	21,81%	21,81%
% Var.	186,04%	-68,00%	-13,60%	14,38%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Amortizaciones y depreciaciones	(3.186.048)	(3.587.099)	(3.874.413)	(3.789.171)	(3.914.797)	(4.054.037)	(4.226.262)	(4.414.421)	(4.595.174)
% Var.	3,22%	12,59%	8,01%	-2,20%	3,32%	3,56%	4,25%	4,45%	4,09%
Deterioro de valor	0								
% Var.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo de Maniobra	501.205	1.332.669	2.002.253	2.460.048	2.970.162	3.537.747	4.168.439	4.868.399	5.644.361
% Var.	-181,44%	165,89%	50,24%	22,86%	20,74%	19,11%	17,83%	16,79%	15,94%
Activo Circulante.....	8.923.262	9.301.239	10.346.494	11.120.275	11.958.341	12.866.297	13.850.250	14.916.848	16.073.333
% Var.	14,13%	4,24%	11,24%	7,48%	7,54%	7,59%	7,65%	7,70%	7,75%
Pasivo Circulante	8.422.057	7.968.570	8.344.241	8.660.227	8.988.179	9.328.550	9.681.811	10.048.449	10.428.971
% Var.	-0,14%	-5,38%	4,71%	3,79%	3,79%	3,79%	3,79%	3,79%	3,79%
Inmovilizado Bruto	128.723.764	132.192.396	140.317.216	147.147.492	153.056.785	158.966.077	164.875.370	170.784.662	176.693.955
% Var.	1,24%	2,69%	6,15%	4,87%	4,02%	3,86%	3,72%	3,58%	3,46%
Inmovilizado material bruto	101.765.258	105.562.072	113.719.598	117.798.391	122.363.919	126.929.447	131.494.975	136.060.503	140.626.031
% Var.	-1,50%	3,73%	7,73%	3,59%	3,88%	3,73%	3,60%	3,47%	3,36%
Inmovilizado intangible bruto	26.958.506	26.630.324	26.597.618	29.349.102	30.692.866	32.036.630	33.380.395	34.724.159	36.067.923
% Var.	13,09%	-1,22%	-0,12%	10,34%	4,58%	4,38%	4,19%	4,03%	3,87%

ANEXO FORMULACIÓN

1. Ratio de Liquidez.

$$\text{Ratio de Liquidez}_t = \frac{\text{Activo Corriente}_t}{\text{Pasivo Corriente}_t}$$

2. Ratio de Tesorería.

$$\text{Ratio de Tesorería}_t = \frac{\text{Disponible}_t}{\text{Pasivo Corriente}_t}$$

3. Ratio de Solvencia.

$$\text{Ratio de Solvencia}_t = \frac{\text{Activo Total}_t}{\text{Pasivo Total}_t}$$

4. Ratio de Endeudamiento.

$$\text{Ratio de Endeudamiento}_t = \frac{\text{Patrimonio Neto}_t}{\text{Pasivo Total}_t}$$

5. Capital Circulante.

$$\text{Capital Circulante}_t = \frac{\text{Existencias}_t + \text{Deudores}_t}{\text{Acreedores}_t}$$

6. Rentabilidad Económica (ROA).

$$\text{ROA}_t(\%) = \frac{\text{RO}_t}{\text{Activo real de Explotación}_t} * 100$$

7. Rentabilidad Financiera (ROE)

$$\text{ROE}_t(\%) = \frac{\text{RE}_t}{\text{Patrimonio Neto}_t} * 100$$

8. Coste de la Deuda (kd)

$$\text{Coste de la Deuda}_t(\%) = \frac{\text{Gastos financieros}_t}{\text{Deuda (con coste)}_t} * 100$$

9. Valor Neto Contable (VNC)

$$\text{VNC} = \text{Activos a valor contable} - \text{Pasivos} = \text{Patrimonio Neto}$$

10. Valor Neto Contable Corregido (VNCC)

$$\text{VNCC} = \text{Activos a valor razonable} - \text{Pasivos exigibles}$$

11. Valor de Liquidación (VL)

$$\text{VL} = \text{VNCC} - \nabla \text{Activos} - \Delta \text{Pasivos} - \text{Gastos liquidación}$$

12. Valor Sustancial (VS)

$$\text{VS} = \text{Activos contables y extracontables de explotación a VR}$$

13. Capitales Permanentes Necesarios para la Explotación (CPNE)

$$CPNE = VS - \text{Deuda sin coste} = VS_{BR}$$

14. Método Directo

$$FC = \frac{[B - iVS]}{k}; \quad VE = VS + FC$$

15. Método Indirecto

$$FC = \frac{[B - iVS]}{2i}; \quad VE = VS + FC$$

16. Método de la U.E.C

$$FC = [B - iVS] \cdot a_{n-k}; \quad VE = VS + FC$$

17. Método del C.P.N.E

$$FC = [B - iCPNE] \cdot a_{n-k}; \quad VE = CPNE + FC$$

18. Fórmula general múltiplos

$$V/\text{Precio (Objetivo)} = \text{Múltiplo} \times Y(\text{Objetivo}) = \frac{P(\text{Comparable})}{Y(\text{Comparable})} \times Y(\text{Objetivo})$$

19. PER (Price Earnings Ratios)

$$PER(\text{Price Earnings Ratio}) = \frac{\text{Capitalización Bursátil (P)}}{\text{Beneficio neto total (RE)}} = \frac{\text{Precio acción (p)}}{\text{Beneficio por acción (BPA)}}$$

20. Múltiplo Price to Book (P/VNCC)

$$P/VNCC = \frac{\text{Capitalización Bursátil (P)}}{\text{Valor Neto Contable Corregido (VNCC)}} = \frac{\text{Precio por acción (p)}}{\text{Valor contable por acción (VT)}}$$

21. Múltiplo Precio ventas (P/INCN)

$$P/INCN = \frac{\text{Capitalización Bursátil (P)}}{\text{Ventas (INCN)}} = \frac{\text{Precio por acción (P)}}{\text{Ventas por acción}}$$

22. Múltiplo EBITDA (P/EBITDA)

$$P/EBITDA = \frac{\text{Capitalización Bursátil (P)}}{\text{EBITDA}} = \frac{\text{Precio por acción (p)}}{\text{EBITDA por acción}}$$

23. Múltiplo potencia instalada (P/PT)

$$P/PT = \frac{\text{Capitalización Bursátil (P)}}{\text{Potencia Instalada (PT)}}$$

24. Múltiplo generación eléctrica (P/GE)

$$P/GE = \frac{\text{Capitalización Bursátil (P)}}{\text{Generación Eléctrica (GE)}}$$

25. Múltiplo EV Ventas (EV/INCCC)

$$EV/INCN = \frac{\text{Enterprise Value (EV)}}{\text{Ventas (INCN)}} = \frac{\text{EV por acción}}{\text{Ventas por acción}}$$

26. Múltiplo EV EBITDA (EV/EBITDA)

$$EV/INCN = \frac{\text{Enterprise Value (EV)}}{\text{EBITDA}} = \frac{\text{EV por acción}}{\text{EBITDA por acción}}$$

27. Valor económico de la empresa por descuento de flujos (EV)

$$VE_0 = \sum_{t=1}^n \frac{FCF_t}{(1+WACC)^t} + \frac{VR_n}{(1+WACC)^n}$$

28. Valor financiero de la empresa por descuento de flujos (VF)

$$VTE_0(VF) = VE_0 - DFN_0$$

29. Análisis histórico

Estimación de ingresos	
Δ Ventas	$(V_1 - V_0) / V_0$
Margen Comercial	$(V - Apv) / V$
Estimación gastos	
% Amortización IM	Amort IM/I. Bruto
% Otros gastos	Otros Gastos Exp/V
% Gastos de personal	Gastos Personal/V
Estimación fiscalidad y Rdo. Financiero	
Tipo impositivo	Impuesto/RAT
Coste deuda	Intereses/Deuda
Rdo. IF	Ing Fin/IF
Δ Estructura financiera	
% Δ Deuda	$(Deuda_1 - Deuda_0) / Deuda_0$
% Δ IF	$(IF_1 - IF_0) / IF_0$
Δ ANC	
Inversión en inmovilizado	$(I. Bruto_0 - I. Bruto_1)$

30. Coste de Capital Medio Ponderado (WACC)

$$WACC = \frac{E \cdot k_e + D \cdot k_d \cdot (1-T)}{E+D}; k_e = \frac{PN}{PN+D} \cdot k_e + \frac{D}{PN+D} \cdot k_d \cdot (1-T)$$

31. Coste de los recursos propios (Ke)

$$k_e = R_f + [R_m - R_f] \cdot \beta$$

32. Beta de la empresa cotizada (β)

$$\beta = \frac{\text{Cov}(R_E; R_M)}{\sigma^2(R_M)}$$

33. Valor Residual para FCF constantes, crecientes (g+) y decrecientes (g-) e infinitas.

$$VR_n = \frac{FCF_n}{WACC}; VR_n = \frac{FCF_n \cdot (1+g)}{WACC-g}; VR_n = \frac{FCF_n \cdot (1-g)}{WACC+g}$$

34. Factorización Inmovilizado Material Neto

Inmovilizado Material Neto = Inmovilizado Material Bruto - Amortización Acumulada- Provisión por deterioro

35. Factorización Inmovilizado Intangible Neto

Inmovilizado Intangible Neto = Inmovilizado Intangible Bruto - Amortización Acumulada- Provisión por deterioro

36. Factorización Comercialización Eléctrica

Puntos de Suministro x Consumo Eléctrico x Precio Electricidad

37. Factorización Comercialización de Gas

Puntos de Suministro x Consumo Gas x Precio Gas

38. Generación Eléctrica

Electricidad Producida x Precio Electricidad Mercado Mayorista