



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**ACUERDO POR EL QUE SE REMITE
A LA DIRECCIÓN GENERAL DE
POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS
DATOS PARA LA ELABORACIÓN
DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y
COSTES PARA EL CÁLCULO DE
LOS CARGOS QUE CUBRIRÁN
PARCIALMENTE LOS COSTES DEL
SISTEMA ELÉCTRICO PARA 2024**

INF/DE/455/23

30 de noviembre de 2023

www.cnmc.es

ACUERDO POR EL QUE SE REMITE A LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS DATOS PARA LA ELABORACIÓN DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y COSTES PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS QUE CUBRIRÁN PARCIALMENTE LOS COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA 2024

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. Consideraciones previas.....	6
2. Previsiones de las variables de facturación, ingresos y costes para el cierre del ejercicio 2023 y 2024.....	7
2.1. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2023 y 2024.....	7
2.1.1. Previsión de cierre 2023.....	7
2.1.2. Previsión 2024.....	12
2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2023 y 2024.....	16
2.2.1. Previsión de cierre 2023.....	17
2.2.2. Previsión 2024.....	22
2.3. Previsión de los costes regulados para el cierre de 2023 y 2024.....	25
2.3.1. Previsión de liquidación definitiva 2022.....	26
2.3.2. Previsión de cierre 2023.....	29
2.3.3. Previsión 2024.....	33
3. Suministro de último recurso.....	35
3.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC.....	35
3.2. Información relativa a los consumidores a los que se les aplica bono social.....	38
3.3. Información relativa a los consumidores en régimen transitorio.....	40
4. Otra información.....	41
4.1. Información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas.....	41
4.2. Balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos horarios.....	41

ANEXO I. INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2023 Y 2024 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA.....	43
ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO₂ PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2023 Y 2024.....	46
ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2023 Y 2024.....	56
ANEXO IV. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2022	102

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2022, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para el cierre de 2023	8
Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2023 desagregada por subsistema y peaje de acceso	9
Cuadro 3. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2023. Sistema Nacional..	10
Cuadro 4. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red prevista para el cierre de 2023.....	11
Cuadro 5. Previsión del número de clientes, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2023.....	11
Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2024	12
Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2023 y 2024 desagregada por subsistema y peaje de acceso.....	13
Cuadro 8. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2024. Sistema Nacional..	14
Cuadro 9. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red prevista para 2024	15

Cuadro 10. Previsión del número de suministros, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red y energía vertida para 2024.....	15
Cuadro 11. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2023	18
Cuadro 12. Ingresos totales de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2023.....	19
Cuadro 13. Ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y de las subastas por derechos de emisión previstos por la CNMC para el cierre de 2023.....	20
Cuadro 14. Ingresos totales registrados en 2022 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2023.....	21
Cuadro 15. Ingresos de acceso previstos para 2024 a los peajes de la Propuesta de Resolución de 2024 y a los cargos de la Orden TED/1312/2022.....	22
Cuadro 16. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2023 y 2024.....	24
Cuadro 17. Ingresos externos a peajes para el cierre de 2023 y 2024.....	25
Cuadro 18. Resultado de la liquidación definitiva de 2022.....	28
Cuadro 19. Desagregación de los desvíos registrados en la Liquidación definitiva de 2022 entre transporte, distribución y cargos	29
Cuadro 20. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2023 y los costes previstos en la Resolución de 15 de diciembre de 2022 y en la Orden TED/1312/2022.	30
Cuadro 21. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2023.....	33
Cuadro 22. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2023 y 2024.....	35
Cuadro 23. Nº de suministros, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos suministrados por CUR con potencia contratada igual o inferior a 15 kW.....	37
Cuadro 24. Número de suministros, potencia contratada y energía consumida de los consumidores a los que se aplica el Bono Social	39

Cuadro 25. Diferencias entre los derechos de cobro de las COR y los importes a aportar por las empresas financiadoras de cada liquidación del bono social..... 40

1. CONSIDERACIONES PREVIAS

Como en años anteriores el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) ha solicitado a esta Comisión una serie de datos necesarios para la elaboración de la orden por la que se aprueben los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico. Dicha solicitud de información ha sido requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) el pasado 20 de octubre con entrega el 17 de noviembre de 2023.

Para responder a la citada solicitud, esta Comisión dispone de la información que regularmente remiten los agentes del sector eléctrico para la realización de las liquidaciones de actividades reguladas y de la información que han proporcionado los agentes al amparo del artículo 12 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, para la elaboración de la resolución de precios de peajes de transporte y distribución para el ejercicio 2024, conforme se establece en el 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

En particular, la CNMC solicitó, el pasado mes de mayo, al Operador de Sistema (OS) la previsión de la demanda en barras de central (b.c.) y el balance de energía para el cierre de 2023 y 2024 y, por otra parte, a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre el número de clientes, consumos y potencias, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2023 y 2024, así como información relativa a los balances de energía y de potencia y las curvas de carga de los consumidores agregadas por peaje de acceso correspondientes al ejercicio 2022.

Asimismo, solicitó información sobre las instalaciones de transporte y distribución, el coste de generación en los sistemas extrapeninsulares, el coste de servicio de interrumpibilidad y los pagos por capacidad. El plazo del que disponían los agentes para remitir la información correspondiente finalizó el pasado 1 de septiembre de 2023.

En relación con lo anterior, cabe señalar que la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas ha llegado con posterioridad a la solicitud de información que esta Comisión ha remitido a los agentes del sector eléctrico, por lo que no se dispone de la totalidad de la información con la desagregación requerida.

2. PREVISIONES DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN, INGRESOS Y COSTES PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2023 Y 2024

2.1. Previsión de las variables de facturación para el cierre de 2023 y 2024

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre de 2023 y 2024, así como otras variables de facturación relevantes, teniendo en cuenta la última información disponible.

Las previsiones se corresponden con las de la “*Propuesta de resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para 2024*”, en trámite de audiencia a la fecha de elaboración del presente informe. En el Anexo I de la Memoria que acompaña a la propuesta de resolución se describen las hipótesis consideradas en la previsión y se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso para el cierre de 2023 y 2024, para el total nacional y desagregado por subsistema: peninsular, balear, canario, ceutí y melillense, según solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Respecto de las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso y Comunidad Autónoma para el cierre de 2023 y 2024, se indica que la CNMC no dispone de dicha información. No obstante, en la base de datos de liquidaciones se dispone de información histórica relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia. En el epígrafe 4.1 se aporta dicha información correspondiente a los ejercicios 2021 y 2022.

2.1.1. Previsión de cierre 2023

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2022, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (noviembre de 2022-octubre 2023) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2023. Se estima que en 2023 la demanda en b.c. nacional alcanzará 242.944 GWh, un 3% inferior a la demanda en b.c. registrada en 2022 (250.522 GWh), en línea con la demanda registrada en los últimos doce meses (243.068 GWh).

Por subsistemas, se prevé una contracción de la demanda en todos los subsistemas. En particular, se estima que en el subsistema peninsular la demanda se reducirá el 3,2%, mientras que en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla la demanda experimentará reducciones del -0,6%, -0,1%, -4,8% y -0,9% respectivamente.

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2022, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para el cierre de 2023

Sistema	2022 (1) (GWh)	Últimos doce meses (nov 2022 - oct 2023)			Previsión CNMC de cierre 2023		
		GWh	% variación respecto 2022	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 23 respecto 22	% variación respecto últimos doce meses
Peninsular	235.548	227.986	-3,2%	-4,7%	228.031	-3,2%	0,0%
No peninsular	14.974	15.082	0,7%	0,2%	14.913	-0,4%	-1,1%
Baleares	6.047	5.970	-1,3%	-2,6%	6.009	-0,6%	0,7%
Canarias	8.535	8.723	2,2%	2,3%	8.524	-0,1%	-2,3%
Ceuta	195	188	-3,8%	-4,8%	186	-4,8%	-1,0%
Melilla	196	201	2,3%	1,0%	195	-0,9%	-3,2%
Total Nacional	250.522	243.068	-3,0%	-4,4%	242.944	-3,0%	-0,1%

(1) Boletín de indicadores del mes de noviembre de 2023.

Fuente: OS y CNMC

En el Cuadro 2 se resume el escenario de demanda en consumo, desagregado por subsistema y peaje de acceso para el cierre de 2023. Con carácter general, se estima que la demanda se reducirá en todos los peajes y en todos los subsistemas, con la excepción de la demanda asociada a puntos de recarga de vehículos eléctricos (peajes 3.0 TDVE y 6.1 TDVE), para la que se esperan incrementos relevantes en todos los subsistemas; la demanda de consumidores conectados en media tensión (peaje 6.1 TD) de Canarias, para la que se espera un aumento moderado, y la demanda asociada al consumo de PYMES conectadas en baja tensión (peaje 3.0 TD) de Baleares y Canarias, que se mantendrá en niveles similares a los registrados en 2022.

Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2023 (218.451 GWh) se reduce un 2,9% respecto de la demanda registrada en 2022 (225.001 GWh).

Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2023 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Real 2022 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	97.801	4.111	4.717	114	123	106.866
2.0 TD	66.223	2.405	3.086	64	79	71.858
3.0 TD	31.565	1.705	1.631	49	44	34.995
3.0 TDVE	13	0	0	-	-	13
Alta tensión	113.289	1.462	3.260	59	65	118.135
6.1 TD	63.666	1.333	3.134	59	65	68.257
6.1 TDVE	2	-	-	-	-	2
6.2 TD	21.866	119	124	-	-	22.110
6.3 TD	10.316	0	0	-	-	10.317
6.4 TD	17.438	10	1	-	-	17.449
Total	211.090	5.573	7.977	172	189	225.001
	-	-	-	-	-	-
	Previsión de cierre 2023 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	95.050	4.103	4.662	110	122	104.048
2.0 TD	64.568	2.391	3.016	61	79	70.116
3.0 TD	30.460	1.710	1.646	49	43	33.908
3.0 TDVE	22	2	1	-	-	25
Alta tensión	109.507	1.458	3.316	58	65	114.403
6.1 TD	61.024	1.329	3.197	58	65	65.672
6.1 TDVE	5	-	-	-	-	5
6.2 TD	21.693	119	120	-	-	21.932
6.3 TD	9.821	0	0	-	-	9.821
6.4 TD	16.965	9	0	-	-	16.974
Total	204.557	5.560	7.979	168	187	218.451
	-	-	-	-	-	-
	% variación 2023 sobre 2022					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	-2,8%	-0,2%	-1,2%	-2,9%	-1,2%	-2,6%
2.0 TD	-2,5%	-0,6%	-2,3%	-4,4%	-0,6%	-2,4%
3.0 TD	-3,5%	0,3%	0,9%	-1,0%	-2,2%	-3,1%
3.0 TDVE	75,9%	234,8%	413,4%	-	-	86,0%
Alta tensión	-3,3%	-0,3%	1,7%	-1,9%	-0,6%	-3,2%
6.1 TD	-4,2%	-0,3%	2,0%	-1,9%	-0,6%	-3,8%
6.1 TDVE	116,8%	-	-	-	-	116,8%
6.2 TD	-0,8%	0,3%	-3,9%	-	-	-0,8%
6.3 TD	-4,8%	-28,5%	-57,5%	-	-	-4,8%
6.4 TD	-2,7%	-5,1%	-79,5%	-	-	-2,7%
Total	-3,1%	-0,2%	0,0%	-2,6%	-1,0%	-2,9%

Fuente: CNMC y SINCRO.

En el Cuadro 3 se resumen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2023 para el total nacional. Respecto de las potencias contratadas por periodo horario, se estiman que, con carácter general experimentarán reducciones o aumentos moderados respecto de las registradas en 2022, con la excepción de los puntos de suministro dedicados a la recarga de vehículos eléctricos, para los que se estiman importantes incrementos. Como resultado de lo anterior, se espera que la potencia facturada se mantenga en un nivel similar al registrado en el ejercicio 2022.

En el Anexo I de la Memoria justificativa de la Propuesta de Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el año 2024 se detalla la previsión de número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario desagregada por subsistema, así como las hipótesis consideradas en la previsión.

Cuadro 3. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2023. Sistema Nacional

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2022						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2022						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.137.406	146.285	145.308	146.577	20.556	20.573	20.581	25.200	23.747	23.112	38.403	4.889	1.866	14.850	106.866
2.0 TD	29.325.405	125.959	125.952	126.082	-	-	-	-	19.604	18.325	33.929	-	-	-	71.858
3.0 TD	810.855	20.265	19.294	20.433	20.495	20.512	20.520	25.139	4.141	4.786	4.472	4.886	1.865	14.845	34.995
3.0 TDVE	1.146	61	62	62	61	61	61	61	1	2	2	2	1	5	13
Alta tensión	116.977	28.281	27.085	28.270	29.146	29.443	29.637	40.574	10.970	13.915	13.564	15.407	6.393	57.885	118.135
6.1 TD	111.452	17.853	17.199	17.887	18.230	18.404	18.487	26.287	6.893	8.552	8.327	9.278	3.727	31.479	68.257
6.1 TDVE	18	7	7	7	7	7	7	14	0	0	0	0	0	1	2
6.2 TD	3.865	4.621	4.481	4.633	4.722	4.757	4.796	6.187	1.970	2.585	2.496	2.856	1.207	10.995	22.110
6.3 TD	618	1.929	1.829	1.907	2.000	2.063	2.071	2.568	830	1.065	1.059	1.245	523	5.596	10.317
6.4 TD	1.025	3.871	3.569	3.837	4.188	4.212	4.277	5.519	1.276	1.712	1.681	2.029	936	9.814	17.449
Total	30.254.384	174.566	172.393	174.847	49.701	50.016	50.218	65.774	34.717	37.028	51.967	20.296	8.259	72.734	225.001

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión cierre 2023						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión cierre 2023						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	30.203.069	146.322	145.320	146.568	20.541	20.555	20.562	25.900	23.147	22.522	37.440	4.735	1.808	14.395	104.048
2.0 TD	29.389.912	125.978	125.971	126.101	-	-	-	-	19.129	17.881	33.106	-	-	-	70.116
3.0 TD	810.884	20.228	19.233	20.351	20.425	20.439	20.446	25.783	4.015	4.638	4.330	4.731	1.807	14.386	33.908
3.0 TDVE	2.273	116	116	116	116	116	116	117	3	3	4	4	1	10	25
Alta tensión	116.723	28.490	27.296	28.470	29.349	29.661	29.865	40.873	10.649	13.534	13.129	14.861	6.169	56.062	114.403
6.1 TD	111.091	18.003	17.339	18.032	18.396	18.569	18.652	26.487	6.643	8.233	8.003	8.907	3.580	30.306	65.672
6.1 TDVE	32	15	14	14	14	14	14	30	1	1	1	1	0	2	5
6.2 TD	3.887	4.620	4.482	4.631	4.719	4.753	4.792	6.189	1.957	2.580	2.480	2.828	1.198	10.889	21.932
6.3 TD	611	1.910	1.815	1.878	1.970	2.067	2.075	2.582	792	1.020	1.008	1.182	497	5.321	9.821
6.4 TD	1.103	3.941	3.645	3.915	4.249	4.258	4.331	5.585	1.257	1.700	1.636	1.943	895	9.543	16.974
Total	30.319.792	174.812	172.616	175.038	49.890	50.216	50.427	66.773	33.796	36.056	50.569	19.597	7.977	70.457	218.451

% variación 2023 sobre 2022

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida por periodo horario						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	2,8%	-2,5%	-2,6%	-2,5%	-3,1%	-3,1%	-3,1%	-2,6%
2.0 TD	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	-	-	-	-	-2,4%	-2,4%	-2,4%	-	-	-	-2,4%
3.0 TD	0,0%	-0,2%	-0,3%	-0,4%	-0,3%	-0,4%	-0,4%	2,6%	-3,0%	-3,1%	-3,2%	-3,2%	-3,1%	-3,1%	-3,1%
3.0 TDVE	98,3%	88,8%	88,2%	88,2%	90,5%	90,5%	90,5%	91,1%	93,6%	84,9%	84,2%	81,1%	78,5%	88,3%	86,0%
Alta tensión	-0,2%	0,7%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,8%	0,7%	-2,9%	-2,7%	-3,2%	-3,5%	-3,5%	-3,1%	-3,2%
6.1 TD	-0,3%	0,8%	0,8%	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	-3,6%	-3,7%	-3,9%	-4,0%	-4,0%	-3,7%	-3,8%
6.1 TDVE	76,1%	111,4%	97,9%	119,4%	119,4%	119,4%	119,1%	123,6%	110,9%	113,5%	113,1%	120,1%	138,8%	117,4%	116,8%
6.2 TD	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%	-0,7%	-0,2%	-0,7%	-1,0%	-0,8%	-1,0%	-0,8%
6.3 TD	-1,2%	-1,0%	-0,7%	-1,5%	-1,5%	0,2%	0,2%	0,6%	-4,6%	-4,2%	-4,7%	-5,0%	-5,0%	-4,9%	-4,8%
6.4 TD	7,7%	1,8%	2,1%	2,0%	1,5%	1,1%	1,3%	1,2%	-1,5%	-0,7%	-2,7%	-4,2%	-4,4%	-2,8%	-2,7%
Total	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,4%	0,4%	0,4%	1,5%	-2,7%	-2,6%	-2,7%	-3,4%	-3,4%	-3,1%	-2,9%

Fuente: CNMC y SINCRO

En el Cuadro 4 se presenta la previsión para el cierre de 2023 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Se indica que las previsiones resultan de la agregación de la información trasladada por las grandes distribuidoras.

Cuadro 4. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red prevista para el cierre de 2023

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (MWh). Año 2023						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	7.293	1.288	1.257	1.437	726	304	970	5.982
2.0 TDA	6.543	956	859	863	-	-	-	2.677
3.0 TDA	750	332	398	574	726	304	970	3.304
Alta tensión	14	10.686	12.647	7.221	8.665	3.702	37.837	80.757
6.1 TDA	10	3	5	6	9	4	12	39
6.2 TDA	3	4.220	4.913	2.563	3.870	1.721	12.587	29.874
6.3 TDA	1	6.462	7.728	4.652	4.787	1.977	25.238	50.844
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	7.308	11.974	13.904	8.658	9.391	4.005	38.807	86.739

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 5 se muestran las previsiones para el cierre del ejercicio 2023 de los puntos de suministro acogidos a autoconsumo. Estas previsiones se han elaborado teniendo en cuenta las previsiones proporcionadas por las empresas y la última información disponible proporcionada por el operador del sistema. En el Anexo I de la Memoria justificativa de la Propuesta de Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad para el año 2024 se detallan las hipótesis de cálculo.

Cuadro 5. Previsión del número de clientes, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2023

Peaje T&D	Nº Clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja Tensión	421.351	2.961.776	2.747.324	2.272.411	1.403.100	38,2%	1.178.082
2.0 TD	401.630	2.158.871	2.219.743	1.333.904	816.655	38,0%	1.026.549
3.0 TD	19.721	802.905	527.581	938.507	586.446	38,5%	151.533
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	3.416	1.451.176	2.879.959	6.481.905	5.434.404	45,6%	4.800.343
6.1 TD	3.237	1.034.423	1.427.458	3.553.947	3.311.905	48,2%	1.985.562
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	148	193.944	842.811	1.224.891	898.686	42,3%	1.539.328
6.3 TD	23	150.828	421.870	1.176.130	1.062.379	47,5%	672.924
6.4 TD	8	71.980	187.820	526.937	161.434	23,5%	602.529
Total	424.767	4.412.952	5.627.284	8.754.316	6.837.504	43,9%	5.978.425

Fuente: CNMC

2.1.2. Previsión 2024

En el Cuadro 6 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2024 desagregada por subsistema. Se estima que en el ejercicio 2024 la demanda en b.c. del sistema nacional se mantendrá en niveles similares a los previstos para el cierre de 2023 en todos los subsistemas. En particular, se estima que la demanda en b.c. nacional alcance los 242.820 GWh, un 0,1% inferior a la demanda en b.c. prevista para el cierre del ejercicio 2023 sin crecimiento en la península y con aumentos moderados en todos los subsistemas no peninsulares con la excepción del subsistema balear, para el que se prevé una contracción de la demanda del 0,8%.

Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2024

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2023			Previsión CNMC 2024	
	GWh	% variación 23 respecto 22	% variación respecto últimos doce meses	GWh	% variación 24 respecto 23
Peninsular	228.031	-3,2%	0,1%	227.935	0,0%
No peninsular	14.913	-0,4%	-0,4%	14.886	-0,2%
Baleares	6.009	-0,6%	1,1%	5.958	-0,8%
Canarias	8.524	-0,1%	-1,4%	8.546	0,3%
Ceuta	186	-4,8%	-1,2%	187	0,5%
Melilla	195	-0,9%	-2,6%	195	0,0%
Total Nacional	242.944	-3,0%	0,1%	242.820	-0,1%

Fuente: CNMC

En coherencia con la demanda en b.c. prevista para 2024, la demanda en consumo se mantendrá en todos los subsistemas con la excepción del subsistema balear, con aumentos de la demanda moderados de la demanda conectada en media y alta tensión y reducciones de la demanda asociada al consumo doméstico y de la pequeña y mediana empresa en baja tensión. En el Cuadro 7 se muestra la previsión para 2024 de la demanda en consumo desagregada por subsistema y en el Cuadro 8 Cuadro 1 se resumen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el ejercicio 2024 para el sistema nacional.

Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2023 y 2024 desagregada por subsistema y peaje de acceso

Previsión de cierre 2023 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	95.050	4.103	4.662	110	122	104.048
2.0 TD	64.568	2.391	3.016	61	79	70.116
3.0 TD	30.460	1.710	1.646	49	43	33.908
3.0 TDVE	22	2	1	-	-	25
Alta tensión	109.507	1.458	3.316	58	65	114.403
6.1 TD	61.024	1.329	3.197	58	65	65.672
6.1 TDVE	5	-	-	-	-	5
6.2 TD	21.693	119	120	-	-	21.932
6.3 TD	9.821	0	0	-	-	9.821
6.4 TD	16.965	9	0	-	-	16.974
Total	204.557	5.560	7.979	168	187	218.451
	-	-	-	-	-	-
Previsión 2024 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	93.867	4.047	4.647	110	122	102.794
2.0 TD	63.599	2.346	2.991	61	79	69.076
3.0 TD	30.232	1.697	1.653	49	43	33.674
3.0 TDVE	36	4	3	0	-	43
Alta tensión	110.604	1.466	3.354	58	65	115.546
6.1 TD	60.742	1.337	3.232	58	65	65.434
6.1 TDVE	8	-	-	-	-	8
6.2 TD	22.252	120	121	-	-	22.492
6.3 TD	10.017	0	0	-	-	10.017
6.4 TD	17.585	9	0	-	-	17.595
Total	204.471	5.513	8.000	169	187	218.340
% variación 2024 sobre 2023						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	-1,2%	-1,4%	-0,3%	0,0%	0,0%	-1,2%
2.0 TD	-1,5%	-1,9%	-0,8%	0,0%	0,0%	-1,5%
3.0 TD	-0,7%	-0,7%	0,5%	0,0%	0,0%	-0,7%
3.0 TDVE	61,8%	166,4%	206,4%	-	-	73,8%
Alta tensión	1,0%	0,6%	1,1%	1,4%	0,0%	1,0%
6.1 TD	-0,5%	0,6%	1,1%	1,4%	0,0%	-0,4%
6.1 TDVE	72,2%	-	-	-	-	72,2%
6.2 TD	2,6%	0,2%	1,4%	-	-	2,6%
6.3 TD	2,0%	1,4%	1,4%	-	-	2,0%
6.4 TD	3,7%	1,4%	1,4%	-	-	3,7%
Total	0,0%	-0,8%	0,3%	0,5%	0,0%	-0,1%

Fuente: CNMC

Cuadro 8. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2024. Sistema Nacional

Peajes	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión cierre 2023						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión cierre 2023						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja Tensión	30.203.069	146.322	145.320	146.568	20.541	20.555	20.562	25.900	23.147	22.522	37.440	4.735	1.808	14.395	104.048
2.0 TD	29.389.912	125.978	125.971	126.101	-	-	-	-	19.129	17.881	33.106	-	-	-	70.116
3.0 TD	810.884	20.228	19.233	20.351	20.425	20.439	20.446	25.783	4.015	4.638	4.330	4.731	1.807	14.386	33.908
3.0 TDVE	2.273	116	116	116	116	116	116	117	3	3	4	4	1	10	25
Alta tensión	116.723	28.490	27.296	28.470	29.349	29.661	29.865	40.873	10.649	13.534	13.129	14.861	6.169	56.062	114.403
6.1 TD	111.091	18.003	17.339	18.032	18.396	18.569	18.652	26.487	6.643	8.233	8.003	8.907	3.580	30.306	65.672
6.1 TDVE	32	15	14	14	14	14	14	30	1	1	1	1	0	2	5
6.2 TD	3.887	4.620	4.482	4.631	4.719	4.753	4.792	6.189	1.957	2.580	2.480	2.828	1.198	10.889	21.932
6.3 TD	611	1.910	1.815	1.878	1.970	2.067	2.075	2.582	792	1.020	1.008	1.182	497	5.321	9.821
6.4 TD	1.103	3.941	3.645	3.915	4.249	4.258	4.331	5.585	1.257	1.700	1.636	1.943	895	9.543	16.974
Total	30.319.792	174.812	172.616	175.038	49.890	50.216	50.427	66.773	33.796	36.056	50.569	19.597	7.977	70.457	218.451

Peajes	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2024						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2024						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja Tensión	30.382.110	147.227	146.225	147.469	20.716	20.730	20.737	26.106	22.829	22.216	36.943	4.704	1.796	14.306	102.794
2.0 TD	29.565.484	126.710	126.704	126.834	-	-	-	-	18.835	17.603	32.638	-	-	-	69.076
3.0 TD	813.330	20.341	19.345	20.458	20.539	20.554	20.561	25.929	3.989	4.607	4.298	4.697	1.794	14.290	33.674
3.0 TDVE	3.296	177	176	177	177	177	177	178	5	6	7	7	2	17	43
Alta tensión	116.961	28.721	27.517	28.701	29.587	29.901	30.107	41.220	10.726	13.633	13.233	15.015	6.245	56.694	115.546
6.1 TD	111.203	18.170	17.500	18.199	18.567	18.741	18.825	26.734	6.612	8.195	7.968	8.875	3.570	30.214	65.434
6.1 TDVE	44	22	21	21	21	21	21	46	1	1	1	1	0	3	8
6.2 TD	3.951	4.642	4.503	4.653	4.741	4.776	4.815	6.219	2.010	2.647	2.543	2.902	1.229	11.161	22.492
6.3 TD	616	1.916	1.820	1.883	1.976	2.073	2.081	2.590	809	1.043	1.028	1.205	507	5.425	10.017
6.4 TD	1.147	3.971	3.673	3.945	4.281	4.291	4.364	5.631	1.294	1.747	1.693	2.032	939	9.890	17.595
Total	30.499.072	175.948	173.742	176.170	50.303	50.632	50.844	67.326	33.555	35.849	50.176	19.718	8.041	71.000	218.340

% variación 2024 sobre 2023

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida por periodo horario						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja Tensión	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	-1,4%	-1,4%	-1,3%	-0,7%	-0,7%	-0,6%	-1,2%
2.0 TD	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	-	-	-	-	-1,5%	-1,6%	-1,4%	-	-	-	-1,5%
3.0 TD	0,3%	0,6%	0,6%	0,5%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%
3.0 TDVE	45,0%	52,1%	52,1%	52,1%	52,1%	52,1%	52,1%	52,1%	78,9%	76,8%	71,6%	68,4%	69,7%	75,1%	73,8%
Alta tensión	0,2%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,8%	1,0%	1,2%	1,1%	1,0%
6.1 TD	0,1%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	-0,5%	-0,5%	-0,4%	-0,4%	-0,3%	-0,3%	-0,4%
6.1 TDVE	36,4%	48,2%	48,1%	48,1%	48,1%	48,1%	48,1%	53,1%	73,1%	72,6%	73,0%	71,7%	70,8%	71,8%	72,2%
6.2 TD	1,7%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	2,7%	2,6%	2,5%	2,6%	2,7%	2,5%	2,6%
6.3 TD	0,9%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	2,2%	2,2%	1,9%	1,9%	2,0%	1,9%	2,0%
6.4 TD	4,0%	0,8%	0,7%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	3,0%	2,8%	3,5%	4,6%	4,9%	3,6%	3,7%
Total	0,6%	0,7%	0,7%	0,6%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	-0,7%	-0,6%	-0,8%	0,6%	0,8%	0,8%	-0,1%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 9 se presenta la previsión para el cierre de 2024 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Análogamente a la previsión de cierre, la previsión de estas instalaciones para el ejercicio 2024 resulta de la agregación de la información trasladada por las empresas distribuidoras.

Cuadro 9. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red prevista para 2024

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (MWh). Año 2024						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	14.211	3.305	3.186	3.382	1.334	561	1.855	13.622
2.0 TDA	12.693	2.661	2.420	2.319	-	-	-	7.400
3.0 TDA	1.518	644	766	1.063	1.334	561	1.855	6.222
Alta tensión	17	10.685	12.648	7.220	8.666	3.704	37.838	80.762
6.1 TDA	13	3	6	6	10	6	13	44
6.2 TDA	3	4.220	4.913	2.563	3.870	1.721	12.587	29.874
6.3 TDA	1	6.462	7.728	4.652	4.787	1.977	25.238	50.844
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	14.229	13.990	15.833	10.602	10.000	4.264	39.693	94.384

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 10 se muestran las previsiones para el ejercicio 2024 de los clientes acogidos a autoconsumo, para cuya confección se ha tenido en cuenta tanto la información proporcionada por las empresas como la última información disponible aportada por el operador del sistema.

Cuadro 10. Previsión del número de suministros, potencia facturada, potencia de generación instalada, energía consumida de la red y energía vertida para 2024

Peaje T&D	Nº Clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Potencia de generación instalada	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
Baja Tensión	706.972	4.605.569	4.431.442	3.660.114	2.491.256	40,5%	1.942.259
2.0 TD	677.698	3.490.191	3.658.400	2.246.000	1.598.484	41,6%	1.716.742
3.0 TD	29.274	1.115.377	773.042	1.414.115	892.772	38,7%	225.517
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	4.993	1.727.492	3.280.848	7.686.459	8.825.866	53,5%	5.261.691
6.1 TD	4.779	1.307.883	1.750.376	4.542.997	5.608.032	55,2%	2.390.238
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	183	211.519	908.331	1.311.030	1.535.505	53,9%	1.594.172
6.3 TD	23	136.110	434.321	1.305.496	1.440.558	52,5%	674.752
6.4 TD	8	71.980	187.820	526.937	241.770	31,5%	602.529
Total	711.965	6.333.061	7.712.290	11.346.574	11.317.122	49,9%	7.203.951

Fuente: CNMC

2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2023 y 2024

A continuación, se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2023 y 2024 para el total nacional. En concreto para el cierre del año 2023 se ha conformado mediante la agregación de las siguientes partidas:

1. Los ingresos que resultan de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de la Resolución de 15 de diciembre de 2022¹ de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las variables de facturación previstas para el cierre de 2023.
2. Los ingresos que resultan de la aplicación de los cargos de la Orden TED/1312/2022² a las variables de facturación previstas para el cierre de 2023.

Se indica que en la estimación de los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2023 no se ha tenido en cuenta el impacto del descuento para los consumidores electrointensivos establecido en el artículo 1 del Real Decreto-ley 6/2022³, ya que es compensado por la correspondiente partida presupuestaria. Dicha medida se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2023 conforme al artículo 152 del Real Decreto-Ley 5/2023⁴.

¹ Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-21799>)

² Orden TED/1312/2022, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2023 (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-23737>)

³ Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972>)

⁴ Real Decreto-ley 5/2023, de 28 de junio, por el que se adoptan y prorrogan determinadas medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania, de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad; de transposición de Directivas de la Unión Europea en materia de modificaciones estructurales de sociedades mercantiles y conciliación de la vida familiar y la vida profesional de los progenitores y los cuidadores; y de ejecución y cumplimiento del Derecho de la Unión Europea (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2023-15135>).

Por otra parte, se han estimado los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 para el cierre del ejercicio 2023 y 2024.

Finalmente, se han estimado los ingresos por la minoración de la retribución de la actividad de producción establecida en el Título III del Real Decreto-ley 17/2021.

En el Anexo I del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2023 y 2024 desagregados por subsistema, de acuerdo con la solicitud realizada por la Dirección General de Política Energética y Minas, para cada uno de los escenarios de previsión considerados. En el Anexo II se detalla la estimación de los ingresos procedentes de los tributos incluidos en la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

2.2.1. Previsión de cierre 2023

La facturación que resulta de aplicar los peajes de transporte y distribución de la Resolución de 15 de diciembre de 2022 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2023 asciende a 6.427 M€. La facturación que resulta de aplicar los cargos de la Orden TED/1312/2022 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2023 asciende a 2.543 M€. La previsión de ingresos por la aplicación de peajes y cargos para el cierre del año 2023 asciende a un total de 8.970 M€ (véase Cuadro 18).

Cuadro 11. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2023

Peaje T&D	Consumo (GWh)	Facturación peajes de T&D (RSL 15/12/2022)	Facturación cargos (Orden TED/1312/2022)	Facturación TOTAL Peajes T&D + Cargos (miles €)
Baja Tensión	104.048	4.683.947	1.960.323	6.644.270
2.0 TD	70.116	3.908.943	1.470.147	5.379.090
3.0 TD	33.908	774.102	489.737	1.263.840
3.0 TDVE	25	901	439	1.340
Alta Tensión	114.403	1.743.103	582.749	2.325.852
6.1 TD	65.672	1.311.369	470.864	1.782.233
6.1 TDVE	5	469	69	538
6.2 TD	21.932	233.241	69.746	302.986
6.3 TD	9.821	75.743	23.501	99.244
6.4 TD	16.974	122.281	18.569	140.851
Total	218.451	6.427.049	2.543.072	8.970.122

Fuente: CNMC, RSL de 15 de diciembre de 2022 y Orden TED/1312/2022

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva⁵ (94 M€), los ingresos por excesos de potencia⁶ (492,5 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (estimados en 54,6 M€, véase punto 3.3 del presente informe), los ingresos por fraude⁷ (4,5 M€), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios⁸ (20,6 M€), los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (0 M€) y las rentas de gestión de congestión⁹ (256,2 M€). Los ingresos

-
- ⁵ La facturación por energía reactiva se corresponde con la facturación por energía reactiva registrada en los últimos doce meses (agosto 2022-julio 2023).
- ⁶ La facturación por excesos de potencia se corresponde con la facturación por excesos de potencia registrada en los últimos doce meses (agosto 22- julio 2023).
- ⁷ Como mejor previsión de los ingresos por fraude se han tomado los ingresos registrados por este concepto en los últimos doce meses (junio 2022-julio 2023).
- ⁸ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-agosto de 2023, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo septiembre-diciembre de 2023 que resulta de aplicar los precios Resolución de 15 de diciembre a la previsión de energía para este periodo del OS, suponiendo la misma estructura de potencias contratadas y energía consumida por periodo que la registrada en el mismo periodo de 2022.
- ⁹ Las rentas de gestión de restricciones en conexiones internacionales para el cierre del ejercicio 2023 se corresponden con los ingresos registrados en los últimos doce meses (julio 2022-junio 2023).

totales de acceso previstos para el ejercicio 2023, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 9.892,6 M€ (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Ingresos totales de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2023

	Previsión de ingresos por peajes de acceso (miles €)
<i>Ingresos por peajes y cargos de consumidores</i>	9.556.726
Facturación de peajes T&D	6.427.049
Facturación cargos	2.543.072
Facturación energía reactiva	94.093
Facturación excesos de potencia	492.512
<i>Ingresos de conexiones internacionales</i>	276.842
Ingresos por peajes interconexiones	20.615
Ingresos y pagos ITC	-
Rentas de congestión con Francia	252.715
Rentas de congestión con Portugal	3.513
<i>Ingresos de clientes en régimen transitorio</i>	54.612
<i>Ingresos por fraude</i>	4.469
Total ingresos de acceso	9.892.649

Fuente: CNMC, Resolución de 15 de diciembre de 2022, Orden TED/1312/2022

Por otra parte, se estiman en 1.967 M€ los ingresos procedentes de la aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, 867 M€ se corresponden con la recaudación derivada de los tributos y cánones y 1.100 M€ se corresponden con los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. En la estimación de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 se ha tenido en cuenta la suspensión del impuesto sobre la producción durante el ejercicio 2023, conforme al artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2022 (véase Cuadro 13).

Cuadro 13. Ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y de las subastas por derechos de emisión previstos por la CNMC para el cierre de 2023

	Previsión CNMC 2023
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	867.035
Recaudación Impuesto sobre la producción	-
Impuesto nuclear	270.083
Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado	4.900
Recaudación canon hidráulico	411.783
Impuestos especiales hidrocarburos	150.293
Impuesto carbón	29.976
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO₂	1.100.000
TOTAL	1.967.035

Fuente: CNMC

En relación con los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 se indica que teniendo en cuenta la Sentencia del Tribunal Supremo 850/2021 de 14 de junio¹⁰, por un criterio de prudencia tarifaria, en la previsión de ingresos no se ha considerado el canon hidráulico.

Por último, se estiman en 513,1 M€ los ingresos procedentes de la minoración del exceso de retribución de la actividad de generación establecida en el Real Decreto-ley 17/2021. La estimación se corresponde con los ingresos reales registrados en el periodo comprendido entre octubre de 2022 y septiembre de 2023.

¹⁰ La STS declara nula la disposición transitoria segunda y el párrafo segundo de la disposición adicional primera del Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias.

En el Cuadro 14 se presentan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema registrados en 2022 y los previstos para el cierre del ejercicio 2023. Se observa que, los ingresos por peajes de acceso se reducen un 3,5% respecto de los registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2022, como consecuencia de la reducción experimentada por la facturación de cargos (-20%), parcialmente compensada por el incremento de los ingresos correspondientes a peajes (4,2%). Por su parte, los ingresos externos a peajes se reducen un 75,8% respecto a los registrados en 2022, debido a que no se esperan partidas presupuestarias extraordinarias para la financiación de las medidas introducidas por los diversos RD-ley publicados, ya que serán financiados por la aplicación del superávit registrado en la liquidación definitiva del ejercicio 2022. Como resultado de lo anterior, los ingresos por regulados previstos para el cierre del ejercicio 2023 resultan un 36,3% inferiores (6.821 M€) a los registrados en el ejercicio 2022.

Cuadro 14. Ingresos totales registrados en 2022 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2023

Ingresos de regulados (miles €)	Real 2022 (A)	Previsión cierre 2023 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes T&D y Cargos (A)	10.250.045	9.892.649	- 357.395	-3,5%
Ingresos asociados a peajes T&D	7.001.783	7.292.452	290.669	4,2%
Facturación potencia y energía	6.496.416	6.427.049	- 69.367	-1,1%
Descuento peajes electrointensivos	- 186.878	n.a.	n.a.	n.a.
Facturación excesos de potencia	471.939	492.512	20.572	4,4%
Facturación energía reactiva	95.833	94.093	- 1.740	-1,8%
Ingresos conexiones internacionales	122.209	276.842	154.633	126,5%
Ingresos por fraude	2.263	1.956	- 307	-13,6%
Ingresos asociados a cargos	3.248.262	2.600.197	- 648.064	-20,0%
Facturación potencia y energía	3.182.092	2.543.072	- 639.019	-20,1%
Ingresos por fraude	3.128	2.513	- 615	-19,7%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	63.042	54.612	- 8.430	-13,4%
Ingresos externos a peajes (B)	8.531.694	2.068.350	- 6.463.344	-75,8%
Ingresos asociados a peajes T&D	353.013	n.a.	n.a.	n.a.
Ingresos por Art. 2 RDL 6/2022 (2)	225.000	n.a.	n.a.	n.a.
Ingresos por Art. 7 RDL 18/2022 (3)	128.013	n.a.	n.a.	n.a.
Ingresos asociados a cargos	8.178.682	2.068.350	- 4.050.944	-74,7%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	3.720.948	455.251	- 3.265.696	-87,8%
Ingresos subastas CO ₂	2.027.916	1.100.000	- 927.916	-45,8%
Ingresos por Art. 7 RDL 18/2022 (3)	59.387	n.a.	n.a.	n.a.
Ingresos por Art. 6 RDL 20/2022 (4)	2.000.000	n.a.	n.a.	n.a.
Ingresos Minoración Retribución Actividad Producción	370.430	513.099	142.668	38,5%
Total ingresos regulados (A) + (B)	18.781.739	11.960.999	- 6.820.739	-36,3%

Notas:

- (1) En la previsión de cierre no se tiene en cuenta el descuento de los consumidores electrointensivos ya que se compensa con la partida presupuestaria correspondiente.
- (2) Compensación del descuento a los consumidores electrointensivos.
- (3) Compensación por la flexibilidad en los contratos de energía.
- (4) Aportación extraordinaria para garantizar equilibrio del sector eléctrico.

Fuentes: CNMC, Orden TED/1312/2022, Resolución de 15 de diciembre de 2022

2.2.2. Previsión 2024

A la fecha de elaboración del presente informe se encuentra en trámite de audiencia la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de aplicación en 2024 (en adelante, propuesta de resolución) y no se dispone de la Orden por la que se establecen los precios de los cargos para el sistema eléctrico y los pagos por capacidad de aplicación en el año 2024. Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 15 se muestra los ingresos previstos para el ejercicio 2024 que resultan de añadir a los ingresos por facturación de peajes de transporte y distribución de la propuesta de Resolución 2024, los ingresos por facturación de cargos que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2024 precios establecidos en la Orden TED/1312/2022.

Cuadro 15. Ingresos de acceso previstos para 2024 a los peajes de la Propuesta de Resolución de 2024 y a los cargos de la Orden TED/1312/2022

Grupo tarifario	Previsión 2024			
	Consumo (GWh)	Ingresos peajes T&D a precios propuesta de Resolución 2024 (miles €)	Ingresos por cargos a precios de la Orden TED/1312/2022 (miles €)	Ingresos por peajes T&D y cargos (miles €)
		(A)	(B)	(C) = (A) + (B)
Baja Tensión	102.794	4.612.186	1.945.872	6.558.058
2.0 TD	69.076	3.846.365	1.456.128	5.302.493
3.0 TD	33.674	763.544	488.974	1.252.518
3.0 TDVE	43	2.276	770	3.047
Alta Tensión	115.546	1.761.677	585.321	2.346.998
6.1 TD	65.434	1.367.256	471.520	1.838.776
6.1 TDVE	8	636	118	754
6.2 TD	22.492	224.379	70.937	295.316
6.3 TD	10.017	80.767	23.817	104.583
6.4 TD	17.595	88.640	18.929	107.569
Total	218.340	6.373.863	2.531.193	8.905.056

Fuente: CNMC, Propuesta de Resolución por la que se establecen los peajes para 2024 y Orden TED/1312/2022

Dichas previsiones no incluyen los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva (94,1 M€), los ingresos por excesos de potencia (394 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (véase epígrafe 3.3 del presente informe) (54,6 M€), los ingresos por fraude (3,8 M€, de los cuales 1,7 M€ corresponden a peajes de redes y 2,1 M€ a cargos), ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (15,9 M€), ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (0 M€) ni las rentas de gestión de congestión (256,2 M€, de los cuales 252,7 M€ corresponden a la interconexión con Francia y 3,5 M€ a la interconexión con Portugal)¹¹.

Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2024, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 9.724 M€, inferiores en 162 M€ (-1,7%) a los previstos para el cierre de 2023 (9.893 M€) (véase Cuadro 16).

¹¹ Las facturaciones por energía reactiva, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión y los ingresos de clientes en régimen transitorio previstos para 2024 son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre previsto de 2023. Se estima que los ingresos por excesos de potencia se reducirán un 20% respecto de los previstos para el cierre de 2023, como consecuencia de la progresiva adaptación de las potencias contratadas a la nueva estructura de peajes. Los ingresos por fraude resultan de aplicar a la previsión de cierre del ejercicio 2023 la media móvil de los últimos doce meses (jun 2022-jul 2023).

Cuadro 16. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2023 y 2024

Ingresos acceso (miles €)	Previsión cierre 2023 (A)	Previsión 2024 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes T&D	7.292.452	7.135.744	- 156.708	-2,1%
Facturación potencia y energía	6.427.049	6.373.863	- 53.187	-0,8%
Facturación energía reactiva	94.093	94.093	-	0,0%
Facturación excesos de potencia	492.512	394.009	- 98.502	-20,0%
Ingresos por fraude	1.956	1.682	- 273	-14,0%
Ingresos de conexiones internacionales	276.842	272.097	- 4.745	-1,7%
Ingresos por peajes interconexiones	20.615	15.869	- 4.745	-23,0%
Ingresos y pagos ITC	-	-	-	
Rentas de congestión con Francia	252.715	252.715	-	0,0%
Rentas de congestión con Portugal	3.513	3.513	-	0,0%
Ingresos por cargos	2.600.197	2.587.967	- 12.230	-0,5%
Facturación potencia y energía	2.543.072	2.531.193	- 11.879	-0,5%
Ingresos de clientes en régimen transitorio	54.612	54.612	-	0,0%
Ingresos por fraude	2.513	2.162	- 351	-14,0%
Total ingresos de peajes y cargos	9.892.649	9.723.711	- 161.804	-1,7%

Fuente: CNMC, Resolución de 15 de diciembre de 2022, Orden TED/1312/2022 y Propuesta de Resolución Peajes 2024.

Finalmente, se estiman en 4.221 M€ los ingresos externos a los peajes excluido el canon hidráulico¹² (para mayor detalle véase Anexo II), 3.121 M€ de ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y 1.100 M€ de ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión CO₂, de acuerdo con el artículo 30.4 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética (véase Cuadro 17).

¹² La Sentencia del Tribunal Supremo 850/2021 de 14 de junio, declara nula la disposición transitoria segunda y el párrafo segundo de la disposición adicional primera del Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias. Teniendo en cuenta lo anterior, por un criterio de prudencia tarifaria, en la previsión de ingresos no se considera adecuado incluir los ingresos procedentes del canon hidráulico.

Cuadro 17. Ingresos externos a peajes para el cierre de 2023 y 2024.

	Previsión cierre 2023 (A)	Previsión inicial 2024 (B)	Diferencia (B) - (A)
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	867.035	3.780.674	2.913.640
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción (1)</i>	-	2.659.958	2.659.958
<i>Impuesto nuclear</i>	270.083	270.083	-
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	4.900	4.900	-
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	411.783	659.639	247.856
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	150.293	159.868	9.575
<i>Impuesto carbón</i>	29.976	26.226	- 3.750
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	1.100.000	1.100.000	-
TOTAL	1.967.035	4.880.674	2.913.640
TOTAL sin canon hidraulico	1.555.251	4.221.035	2.665.783

Fuente: CNMC

2.3. Previsión de los costes regulados para el cierre de 2023 y 2024

A la fecha de elaboración del presente informe, han sido aprobadas las órdenes por las que se establecen la retribución del transporte y la distribución de los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019. Asimismo, ha sido aprobada por parte de la CNMC la Resolución por la que se establece la retribución de la actividad del transporte para el ejercicio 2020 y está en fase de elaboración resolución por la que se establece la retribución de la distribución para el ejercicio 2020, que fue sometida a trámite de audiencia a principios del ejercicio 2023, estando previsto que para finales de este mismo ejercicio 2023 se realice un nuevo trámite de audiencia por parte de la CNMC.

Por tanto, a la fecha de elaboración del informe, estarían pendientes de aprobación las retribuciones para la actividad del transporte correspondiente a los ejercicios 2021, 2022 y 2023 y las retribuciones de la actividad de la distribución de los ejercicios 2020, 2021, 2022 y 2023.

No obstante lo anterior, la retribución de la distribución correspondiente al ejercicio 2016 tendrá que ser modificada por el fallo de la Sentencia núm 1182/2023 del Tribunal supremo, en el que se estima parte del recurso contencioso administrativo número 699/2022, interpuesto por I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A (I-DE), contra la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, con el consecuente impacto en la retribuciones de ejercicios posteriores.

Adicionalmente, a la fecha de elaboración del presente informe, están pendientes de resolución el recurso presentado por Hidrocantábrico Distribución Eléctrica S.A.U. y Viesgo Distribución, S.L. en contra de estas mismas órdenes.

Por último, también es importante señalar que están recurridas las órdenes por las que se establece la retribución de las empresas de distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019.

La resolución de los distintos recursos presentados por las empresas en contra de las retribuciones aprobadas podría dar lugar a la revisión de la retribución de ejercicios anteriores y a la aparición de desvíos (ya sean positivos o negativos), con impacto sobre los peajes de ejercicios futuros.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se presenta la mejor estimación de costes para el cierre del ejercicio 2023 y 2024, considerando únicamente el impacto de la STS relativa al recurso interpuesto por I-DE y bajo el supuesto de que las retribuciones fueran aprobadas con anterioridad a la realización de la liquidación definitiva de 2023, si bien la incorporación efectiva de los desvíos de retribución dependerá del momento en que se vayan aprobando las sucesivas normativas.

En el Anexo III del presente informe se describen detalladamente las hipótesis que sirven de base para la estimación de los distintos conceptos de coste.

2.3.1. Previsión de liquidación definitiva 2022

En el Cuadro 18 se muestra la mejor previsión de la Liquidación definitiva del ejercicio 2022 tomando como punto de partida el resultado de la Liquidación 14/2022.

En la liquidación definitiva de 2022 se han incluido los siguientes conceptos respecto de los incluidos en la Liquidación provisional 14/2022:

- Se han incorporado 23.967.477,98 € de ingresos procedentes de la aplicación del canon hidráulico.
- Se ha actualizado la retribución del transporte del ejercicio con la última retribución aprobada por la Resolución de 27 de julio de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020, lo que ha supuesto una reducción de la retribución del transporte de 122.068.253,00 € respecto de la registrada en la Liquidación 14/2022.
- Se ha actualizado la retribución de la distribución como consecuencia de la aplicación de la Resolución de la Secretaria de Estado de Energía dictada en cumplimiento de la Sentencia de la Audiencia Nacional recaída en el seno del recurso contencioso administrativo nº 109/2018, interpuesto por I-DE redes eléctricas inteligentes, S.A., contra la Resolución dictada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de fecha 30 de noviembre de 2017, por la que se aprueba la Liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico correspondiente al ejercicio 2016. Ello ha supuesto un incremento de coste de 50.580.938,00 €.
- La retribución específica de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos se ha reducido en -661.538.322,87 € por la actualización de los parámetros retributivos establecido en la Orden TED/1232/2022, de 2 de diciembre.
- De acuerdo con lo establecido en el artículo 72 del Real Decreto 738/2015, de 31 de agosto, el coste de la compensación no peninsular de las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo adicional asciende a 782.397.355,19 € en la Liquidación definitiva de 2022, lo que supone un aumento del coste de 777.754.100,97 € con respecto a la liquidación 14/2022. Esta variación se debe fundamentalmente al incremento reconocido a los costes variables de las mencionadas instalaciones por aplicación de los nuevos valores que establecen las Resoluciones de 7 de junio, 15 de junio y 5 de agosto de 2023, de la DGPEM, sobre precios definitivos del gas natural y del combustible hulla, fuel oil, diésel oil y gasóleo (primer y segundo semestre) correspondientes al ejercicio 2022.

- Se ha aplicado lo establecido en la Resolución de 28 de septiembre de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los valores definitivos de los incentivos a la retribución del operador del sistema para el año 2022, que ha supuesto un ajuste de 1.479.683,07 €, que se incorpora como ingreso liquidable del sistema en esta Liquidación Definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico.

En consecuencia, en la liquidación definitiva del ejercicio 2022 se registra un superávit de 6.190 M€.

Se indica que, en aplicación del artículo 14.1 del Real Decreto-ley 20/2022, fueron traspasados 4.500 M€ a las Liquidaciones provisionales del ejercicio 2023, por lo que quedan pendientes de incorporar 1.690 M€ en las liquidaciones provisionales del ejercicio 2023, conforme a lo establecido en el artículo 186 del Real Decreto-ley 5/2023.

Cuadro 18. Resultado de la liquidación definitiva de 2022

Resultado Liquidación 14/2022 (miles €) (A)	6.187.302
Ajustes costes (-)/ ingresos (+) del ejercicio (miles €) (B)	- 21.113
Retribución del transporte	122.068
Retribución de la distribución	- 50.581
Retribución RECORE	661.538
Peninsular	655.351
No peninsular	6.187
Retribución adicional SNP	- 777.754
Operador del sistema	1.480
Otros costes e ingresos del ejercicio	22.135
Ingresos Ley 15/2012 (miles €) (C)	23.967
Desajuste liquidación definitiva 2022 (A) + (B) + (C)	6.190.156
Importe incorporado en la Liquidación 2/2023, en aplicación del artículo 14.1 RD-ley 20/2022	4.500.000
Importe que se incorporará en la Liquidación 10/2023, conforme al artículo 186 del RD-ley 5/2023	1.690.156

Fuente: CNMC

En el Cuadro 19 se desagrega el desvío de la liquidación definitiva del 2022 entre peajes de transporte, distribución y cargos. Cabe señalar que el resultado de la

liquidación definitiva del ejercicio 2022 incorpora el superávit de la liquidación definitiva del ejercicio 2021, superávit que se tuvo en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio 2023¹³.

Cuadro 19. Desagregación de los desvíos registrados en la Liquidación definitiva de 2022 entre transporte, distribución y cargos

	Liquidación definitiva 2022			
	Transporte	Distribución	Cargos	Total
Desvíos del ejercicio 2022	11.170	575.636	4.275.844	4.862.650
Desvíos la Liquidación definitiva 2021	43.952	281.324	447.142	772.419
Desvíos de ejercicios anteriores	197.634	126.603	230.851	555.088
Desvíos Liquidación 14/2022	252.757	983.563	4.953.836	6.190.156
% sobre total	4,1%	15,9%	80,0%	100,0%

Fuente: CNMC, Liquidación definitiva 2022

2.3.2. Previsión de cierre 2023

En el Cuadro 20 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para 2023, según información de la Resolución de 15 de diciembre de 2022 y de la Orden TED/1312/2022, con la previsión de cierre del ejercicio con la última información disponible por la CNMC.

Respecto de los costes de acceso, se estima que resulten un 3,7% (555,6 M€) inferiores respecto de los previstos en la Orden TED/1312/2022 y en la Resolución de la CNMC de 15 de diciembre, motivado fundamentalmente por menor retribución específica de los sistemas peninsulares (-796,3 M€) y, en menor medida por la menor retribución del transporte (-7,0 M€), parcialmente compensado por el aumento de la retribución adicional de los Sistemas No Peninsulares (+198,8 M€), de la retribución de la actividad de distribución (+23,3 M€) y las anualidades del déficit (+27,2 M€).

¹³ Para mayor información, véase epígrafe 5.3 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 (disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4475682.pdf>).

Asimismo, el total de costes regulados previstos para 2023, resultado de considerar, además de los costes de acceso, el saldo de los pagos por capacidad y otros costes regulados, serán un 42,9% inferiores (-6.291,5 M€) a los inicialmente previstos para el ejercicio, debido a la incorporación del superávit registrado en la liquidación definitiva del año 2022 (-6.190 M€).

Cuadro 20. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2023 y los costes previstos en la Resolución de 15 de diciembre de 2022 y en la Orden TED/1312/2022.

Costes regulados (miles €)	Previsión de cierre 2023			
	Resoluciones CNMC T&D y Orden TED/1312/2022 [1]	Previsión Liquidación Definitiva 2023 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Costes de acceso (A)	15.053.839	14.498.271	- 555.568	-3,7%
Coste Transporte	1.492.937	1.485.907	- 7.030	-0,5%
Coste Distribución	5.388.663	5.411.919	23.255	0,4%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	5.179.142	4.382.832	- 796.310	-15,4%
Retribución sistemas no peninsulares (SNP)	613.500	812.288	198.788	32,4%
Retribución adicional	557.782	761.959	n.a.	n.a.
Retribución específica	55.718	50.329	n.a.	n.a.
Servicio de interrumpibilidad	8.253	9.618	1.365	16,5%
Tasa CNMC	17.107	14.424	- 2.683	-15,7%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	114	96	- 18	-15,7%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.354.123	2.381.188	27.065	1,1%
Déficit (+) Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	-	2.975	2.975	
Ingresos Pagos por capacidad (1)	57.175	54.941	- 2.234	-3,9%
Coste Pagos por Capacidad	57.175	57.915	740	1,3%
Otros costes (+) ingresos (-) regulados (C)	- 378.751	- 6.117.855	- 5.770.156	1515,3%
Retribución del transporte		- 357.203		
Retribución 2021		- 176.717		
Retribución 2022		- 180.486		
Retribución de la distribución	- 53.474	356.780		
Retribución distribución 2016-2019	- 53.474	133.961		
Retribución 2020		67.588		
Retribución 2021		81.592		
Retribución 2022		73.640		
Retribución RECORE peninsular		- 22.000		
Retribución SNP	-	94.723	94.723	
Liquidación definitiva 2018		102.137		
Liquidación definitiva 2019		3.420		
Liquidación definitiva 2020		- 10.833		
Superávit liquidación definitiva 2022	- 325.277	- 6.190.156	- 5.864.880	1803,0%
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	14.675.088	8.383.390	- 6.291.698	-42,9%

Fuentes: CNMC, Orden TED/1312/2022 y Resolución de 15 de diciembre de 2022

A continuación, se describen brevemente las principales diferencias entre los costes previstos para el cierre del ejercicio y los costes previstos en la Resolución de la CNMC de 15 de diciembre y en Orden TED/1312/2022.

- *Retribución del transporte y la distribución*

La diferencia de retribución del transporte (-7 M€) obedece a la actualización de la retribución con la última información disponible, mientras que la diferencia registrada en la retribución de la distribución (+23,3 M€) está motivada principalmente por el impacto de la Sentencia núm 1182/2023 del Tribunal supremo, en el que se estima parte del recurso contencioso administrativo número 699/2022, interpuesto por I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A (I-DE) contra la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo y la Orden TED/749/2022, de 27 de julio (véase anexo III).

- *Retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE)*

La retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos para el sistema peninsular prevista para el cierre del ejercicio 2023 se estima en 4.382,8 M€, importe 796,3 M€ inferior al inicialmente previsto, motivado por la prórroga en la suspensión del IVPEE para el año 2023 que establece el Real Decreto-ley 20/2022, por la actualización de parámetros retributivos, por las variaciones significativas en la energía generada en las tecnologías de cogeneración y tratamiento de residuos y la posibilidad de renunciar al régimen retributivo específico que otorga el Real Decreto-ley 10/2022 a ciertas instalaciones de cogeneración.

- *Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares (SNP)*

Se estima que la retribución adicional y específica de los SENP correspondiente al ejercicio 2023 en 812,3 M€, importe superior al inicialmente previsto para el ejercicio. Esta diferencia se debe a que en la estimación se ha tenido en cuenta el incremento experimentado por los precios de los combustibles (gas natural y resto de combustibles fósiles) y los derechos de emisión en el ejercicio 2023.

- *Anualidades para la financiación del déficit*

Desde la publicación de la Orden TED/1312/2022 se han producido dos amortizaciones de Bonos, la serie 32 y la serie 34 que han incrementado la anualidad de FADE en 16,2 M€ y 10,9 M€ respectivamente. La anualidad correspondiente a FADE asciende finalmente a 2.059.775.052,15 € cifra que supera en 27,1 M€ a la incluida en la Orden TED/1312/2022 (2.032.710.323,40 €).

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la última información disponible por la CNMC, se estima los ingresos para financiar los pagos por capacidad serán 2,9 M€ inferiores a los costes previstos para el cierre del ejercicio.

- *Otros ingresos y costes liquidables de ejercicios anteriores*

Adicionalmente, en el ejercicio 2023 se han considerado los siguientes conceptos:

- Se incorpora el impacto de la actualización de la retribución del transporte de los ejercicios 2021 y 2022, conforme a la Circular 5/2019.
- Se incorpora el impacto de la actualización de la distribución de los ejercicios 2016 a 2019, considerando el impacto de la STS por el recurso de I-DE, así como el impacto de la actualización de la distribución conforme a la Circular 6/2019.
- Se estima un menor coste de la retribución específica de 22 M€, por los importe pendientes de recuperar tras la actualización de parámetros.
- Se incorporan los desvíos registrados en las liquidaciones definitivas de SNP de los ejercicios 2018 y 2019, así como la mejor prevision del ejercicio 2020.
- Se incorpora el superávit registrado en la liquidación definitiva del ejercicio 2022, conforme al artículo 14 del Real Decreto-ley 20/2022 y el artículo 186 del Real Decreto-ley 5/2023.

En el Cuadro 21 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2023 según la Resolución de 15 de diciembre de 2022 y la Orden TED/1312/2022 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2023 se produciría un desajuste positivo estimado en 3.578 M€.

Cuadro 21. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2023

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Resoluciones CNMC T&D y Orden TED/1312/2022 [1]	Previsión Liquidación Definitiva 2023 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	9.468.338	9.892.649	424.311	4,5%
Ingresos por peajes de T&D	6.368.922	6.427.049	58.128	0,9%
Ingresos por cargos	2.592.471	2.543.072	- 49.399	-1,9%
Ingresos facturación energía reactiva	94.538	94.093	- 445	-0,5%
Ingresos facturación excesos de potencia	211.841	492.512	280.671	132,5%
Ingresos art. 17 RD 216/2014	67.099	54.612	- 12.487	-18,6%
Ingresos por fraude	3.427	4.469	1.042	30,4%
Ingresos de conexiones internacionales	130.040	276.842	146.803	112,9%
Ingresos externos a peajes (B)	5.509.242	2.068.350	- 3.440.892	-62,5%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	4.079.142	455.251	- 3.623.891	-88,8%
Ingresos subastas CO ₂ (RDL 17/2021)	1.100.000	1.100.000	-	0,0%
Impacto Título III y DA8ª del RD-ley 17/2021	330.100	513.099	182.999	55,4%
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	14.977.580	11.960.999	- 3.016.580	-20,1%
Costes regulados (D)	14.675.088	8.383.390	- 6.291.698	-42,9%
Costes de acceso	15.053.839	14.498.271	- 555.568	-3,7%
Saldo de pagos por capacidad	-	2.975	2.975	
Otros costes regulados	- 378.751	- 6.117.855	- 5.739.104	1515,3%
Desajuste de actividades reguladas (E) = (C) - (D)	302.491	3.577.609	3.275.118	1082,7%

Fuentes: CNMC, Resolución CNMC Peajes T&D y Orden TED/1312/2022

2.3.3. Previsión 2024

En el Cuadro 22 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para el cierre de 2023 y 2024, teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC. En el Anexo III del informe se detallan las hipótesis de cálculo.

Los costes de acceso previstos para el ejercicio 2024 se estiman en 13.632 M€, 867 M€ inferior (6,0%) al importe previsto para el cierre del ejercicio 2023, debido, fundamentalmente, a la reducción de la retribución RECORE peninsular (862 M€), de la retribución del transporte (-236 M€), así como del resto de costes

regulados, parcialmente compensado por el incremento de la retribución de la distribución (198 M€) y el incremento de la retribución adicional de los territorios no peninsulares (45 M€).

Los costes regulados previstos para 2024 se estiman en 13.272 M€, un 58,3% (4.888 M€) superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2023, debido, principalmente, a que no se incorpora en la previsión del ejercicio 2024 el superávit previsto para el cierre del ejercicio 2023, con la excepción de los desvíos del transporte y la distribución que se han considerado en la determinación de los peajes del ejercicio 2024.

En caso de considerar que la totalidad del desvío previsto para el ejercicio 2023 (3.578 M€) se incorporara en el ejercicio 2024, los costes regulados ascenderían a 10.157 M€, un 21,2% superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2023.

En todo caso es relevante señalar que, caso de que se retrasara la aprobación de la totalidad o una parte de las retribuciones pendientes, el impacto de los desvíos considerados en la previsión de cierre de 2023 se trasladaría al ejercicio 2024 o posteriores, dependiendo del momento de su aprobación.

Cuadro 22. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2023 y 2024

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2023 [1]	Previsión 2024 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Costes de acceso (A)	14.498.271	13.631.562	- 866.709	-6,0%
Retribución Transporte	1.485.907	1.250.061	- 235.846	-15,9%
Retribución Distribución	5.411.919	5.609.691	197.772	3,7%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	4.382.832	3.520.596	- 862.235	-19,7%
Retribución sistemas no peninsulares	812.288	857.910	45.622	5,6%
Retribución adicional	761.959	808.345	46.386	6,1%
Retribución específica	50.329	49.565	- 764	-1,5%
Servicio de interrumpibilidad	9.618	8.325	- 1.292	-13,4%
Tasa CNMC	14.424	13.465	- 959	-6,6%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	96	90	- 6	-6,6%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.381.188	2.371.425	- 9.764	-0,4%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	2.975	-	- 2.975	-100,0%
Ingresos Pagos por capacidad	54.941	47.521	- 7.419	-13,5%
Coste Pagos por Capacidad	57.915	47.521	- 10.394	-17,9%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 6.117.855	- 360.030	5.735.826	-94,1%
Retribución del transporte	- 357.203	-	357.203	-100,0%
Retribución 2021	- 176.717	-	176.717	-100,0%
Retribución 2022	- 180.486	-	180.486	-100,0%
Retribución de la distribución	356.780	-	- 356.780	-100,0%
Retribución distribución 2016-2019	133.961	-	- 133.961	-100,0%
Retribución 2020	67.588	-	- 67.588	-100,0%
Retribución 2021	81.592	-	- 81.592	-100,0%
Retribución 2022	73.640	-	- 73.640	-100,0%
Retribución RECORE peninsular	- 22.000	-	22.000	-100,0%
Retribución SNP	94.723	103.105	8.381	8,8%
Liquidación definitiva 2018	102.137	-	- 102.137	-100,0%
Liquidación definitiva 2019	3.420	-	- 3.420	-100,0%
Liquidación definitiva 2020	- 10.833	-	10.833	-100,0%
Liquidación definitiva 2021	-	114.082	- 114.082	-100,0%
Liquidación definitiva 2022	-	- 10.977	10.977	-100,0%
Superávit de liquidaciones	- 6.190.156	- 463.135	5.727.022	-92,5%
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	8.383.390	13.271.533	4.888.142	58,3%

Fuente: CNMC

3. SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO

3.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC

La DGPEM solicita previsión para el cierre de 2023 y para el año 2024 del número de consumidores, consumos y potencias por periodo y facturaciones asociadas de los suministros a los que resulta de aplicación el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

Al respecto se indica que la Circular 3/2020¹⁴ estableció un único peaje aplicable tanto a los consumidores con derecho a acogerse al PVPC (consumidores de baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 10 kW) como a los consumidores de baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW pero igual o inferior a 15 kW.

En consecuencia, sólo se dispone de información de los consumidores con potencia contratada igual o inferior a 15 kW abastecidos por un COR, que incluye, tanto los consumidores acogidos al PVPC, como los consumidores con potencia contratada superior a 10 kW pero igual o inferior a 15 kW acogidos al régimen transitorio.

En el Cuadro 23 se muestra el número de clientes, la potencia facturada y el consumo de los consumidores abastecidos por un CUR y con potencia contratada igual a inferior a 15 kW de 2022, y previstos para el cierre de 2023 y 2024.

La previsión correspondiente al ejercicio 2023 es el resultado de considerar la información real registrada en la base de datos de liquidaciones eléctricas para el periodo enero-agosto, mientras que para el periodo septiembre-diciembre se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses. Para el ejercicio 2024, y partiendo de la previsión de cierre 2023, se ha estimado las previsiones aplicando la tendencia registrada en los últimos meses.

¹⁴ [Circular 3/2020](#), de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

Cuadro 23. Nº de suministros, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos suministrados por CUR con potencia contratada igual o inferior a 15 kW.

Año 2022			
Subsistema	Nº Suministros	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	8.476.214	32.045	16.151.422
Baleares	173.555	830	438.755
Canarias	414.632	1.534	796.602
Ceuta	2.507	11	6.103
Melilla	419	2	1.385
Total	9.067.327	34.422	17.394.267

Año 2023			
Subsistema	Nº Suministros	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	8.049.671	30.332	14.870.087
Baleares	149.585	711	359.889
Canarias	367.525	1.352	685.321
Ceuta	2.666	12	6.593
Melilla	586	3	1.815
Total	8.570.033	32.410	15.923.705

Año 2024			
Subsistema	Nº Suministros	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)
Península	7.644.593	28.711	13.690.404
Baleares	128.926	625	295.202
Canarias	325.770	1.192	589.585
Ceuta	2.835	12	7.122
Melilla	818	4	2.497
Total	8.102.942	30.543	14.584.810

Fuentes: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2024 el 27% de los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 21% de la energía de consumida por dicho grupo de consumidores.

3.2. Información relativa a los consumidores a los que se les aplica bono social

La DGPEM ha solicitado en su escrito *“Evolución de los ingresos de los comercializadores de referencia por la facturación de los consumidores a quienes han aplicado el bono social, así como desglose de los pagos realizados con cargo al sistema de liquidaciones. Desagregación por número de consumidores a quienes se ha aplicado el bono social, así como los consumos y potencias por periodo tarifario y facturaciones asociadas a cada uno de estos parámetros”* correspondiente al cierre de 2023 y 2024.

La CNMC solicitó, el pasado mes de mayo a las COR información relativa a las previsiones sobre número de clientes, consumos y potencias contratadas, desagregadas por colectivo con derecho a percepción del bono social para el cierre de 2022, 2023 y 2024.

Teniendo en cuenta las previsiones remitidas por las empresas, así como la información disponible en la base de datos de liquidaciones eléctricas se han confeccionado las previsiones que se incluyen en el siguiente cuadro. En particular, las previsiones de cierre del año 2023 y 2024 incluyen las previsiones de número de clientes, consumos y potencias contratadas desagregadas por colectivos aportadas por las Comercializadoras de Último Recurso (COR). Para el cálculo de las facturaciones se ha tomado información registrada en la base de datos de liquidaciones eléctricas en el periodo enero a agosto de 2023. (véase Cuadro 24).

En relación con el desglose de los pagos realizados con cargo al sistema de liquidaciones, en el Cuadro 25 se muestran las diferencias entre los derechos de cobro de las COR y los importes a aportar por las empresas financiadoras de cada liquidación del bono social, hasta la liquidación 9/2023, última liquidación disponible en el momento de emitir el presente informe. Asimismo, se incluye el excedente considerando que parte del mismo se ha utilizado para financiar el importe pendiente de las liquidaciones 12/2021 a 3/2022.

Cuadro 24. Número de suministros, potencia contratada y energía consumida de los consumidores a los que se aplica el Bono Social

Año 2022								
Tipo	Nº suministros (promedio anual)	Potencia contratada (kW)		Energía consumida (MWh)				Facturación (miles de €)
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Total	
Vulnerable - Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	294.950	1.049.799	1.045.559	181.202	174.923	311.054	667.179	125.072
Vulnerable - Familias Numerosas	247.742	1.156.424	1.153.826	256.114	249.764	445.622	951.499	148.072
Vulnerable – Pensionistas	68.683	239.991	239.641	43.619	41.146	72.499	157.263	28.591
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	243	900	900	160	153	284	598	78
Vulnerable – COVID	2.212	8.758	8.758	1.394	1.402	2.507	5.303	1.090
Vulnerable – Bajos Ingresos	318	1.267	1.267	194	203	351	749	101
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	503.363	1.807.277	1.796.392	312.399	305.515	552.740	1.170.654	190.525
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	99.445	393.531	389.412	95.307	93.291	164.622	353.220	42.376
Vulnerable Severo – Pensionistas	48.741	171.928	171.847	30.341	28.935	52.035	111.311	17.030
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	1.272	4.541	4.548	929	934	1.725	3.588	462
TOTAL	1.266.970	4.834.415	4.812.151	921.659	896.265	1.603.439	3.421.363	553.396

Año 2023								
Tipo	Nº suministros (promedio anual)	Potencia contratada (kW)		Energía consumida (MWh)				Facturación (miles de €)
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Total	
Vulnerable - Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	361.703	1.294.653	1.294.874	216.473	207.972	363.674	788.118	61.981
Vulnerable - Familias Numerosas	252.827	1.183.739	1.185.100	253.344	246.977	436.952	937.273	69.511
Vulnerable – Pensionistas	63.883	223.455	223.660	38.784	36.616	63.940	139.340	10.544
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	1.553	5.857	5.857	1.001	985	1.691	3.677	266
Vulnerable – COVID	-	-	-	-	-	-	-	-
Vulnerable – Bajos Ingresos	21.529	81.373	81.508	11.525	11.260	19.782	42.568	4.605
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	620.489	2.233.206	2.235.210	380.618	371.438	657.389	1.409.445	80.606
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	125.486	496.461	496.670	118.043	116.273	201.787	436.104	20.933
Vulnerable Severo – Pensionistas	41.769	147.522	147.715	24.859	23.712	42.089	90.659	4.610
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	7.698	27.937	27.955	4.801	4.823	8.329	17.953	1.064
TOTAL	1.496.938	5.694.202	5.698.548	1.049.447	1.020.055	1.795.634	3.865.137	254.120

Año 2024								
Tipo	Nº suministros (promedio anual)	Potencia contratada (kW)		Energía consumida (MWh)				Facturación (miles de €)
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Total	
Vulnerable - Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	410.342	1.470.599	1.472.387	246.975	237.205	415.166	899.346	64.009
Vulnerable - Familias Numerosas	265.283	1.242.545	1.244.099	265.898	259.126	458.725	983.748	68.768
Vulnerable – Pensionistas	65.229	228.464	228.657	39.531	37.293	65.215	142.038	10.433
Vulnerable – Ingreso Mínimo Vital	2.983	11.237	11.236	1.983	1.955	3.345	7.284	489
Vulnerable – COVID	-	-	-	-	-	-	-	-
Vulnerable – Bajos Ingresos	41.744	157.492	157.849	23.627	22.870	40.029	86.526	6.002
Vulnerable Severo -Unidad de Convivencia / Unidad Familiar	701.387	2.520.804	2.520.776	432.022	421.456	746.456	1.599.933	64.575
Vulnerable Severo - Familias Numerosas	140.724	556.046	555.696	132.277	130.316	226.166	488.759	18.833
Vulnerable Severo – Pensionistas	40.942	144.552	144.762	24.434	23.243	41.040	88.717	3.625
Vulnerable Severo – Ingreso Mínimo Vital	11.648	42.231	42.318	7.520	7.517	13.025	28.061	1.087
TOTAL	1.680.283	6.373.969	6.377.781	1.174.267	1.140.981	2.009.165	4.324.412	237.821

Fuentes: Información remitida por las COR, Base de datos de liquidaciones y CNMC

Cuadro 25. Diferencias entre los derechos de cobro de las COR y los importes a aportar por las empresas financiadoras de cada liquidación del bono social

Liquidación	Derechos de cobro COR (€) (A)	Importe a pagar financiadoras (€) (B)	Excedente (B) - (A)	Excedente considerando la financiación de las liquidaciones 12/2021 a 3/2022 (€)
4/2022	47.917.575,53	53.611.011,40	5.693.435,87	24.506,07
5/2022	42.794.192,53	53.945.699,76	11.151.507,23	24.720,05
6/2022	40.177.698,17	55.107.012,21	14.929.314,04	32.329,83
7/2022	46.314.918,14	72.219.556,11	25.904.637,97	17.171,72
8/2022	47.189.895,87	70.640.930,71	23.451.034,84	27.398,66
9/2022	50.462.084,60	68.656.914,62	18.194.830,02	32.378,81
10/2022	35.881.704,18	66.423.366,91	30.541.662,73	28.875,28
11/2022	58.739.488,15	65.973.336,63	7.233.848,48	34.431,91
12/2022	49.535.558,73	66.777.514,15	17.241.955,42	59.926,66
1/2023	38.764.184,33	74.480.605,93	35.716.421,60	43.201,77
2/2023	36.725.260,38	71.386.441,35	34.661.180,97	26.655.465,68
3/2023	51.519.198,27	74.721.267,21	23.202.068,94	23.202.068,94
4/2023	34.701.796,96	71.065.025,98	36.363.229,02	36.363.229,02
5/2023	33.511.586,43	71.244.899,53	37.733.313,10	37.733.313,10
6/2023	33.255.616,97	70.773.150,55	37.517.533,58	37.517.533,58
7/2023	41.609.994,27	74.347.203,02	32.737.208,75	32.737.208,75
8/2023	41.199.571,20	74.036.567,71	32.836.996,51	32.836.996,51
9/2023	42.211.771,39	69.852.702,64	27.640.931,25	27.640.931,25
TOTAL	772.512.096,10	1.225.263.206,42	452.751.110,32	255.011.687,59

Fuentes: CNMC

3.3. Información relativa a los consumidores en régimen transitorio

Los ingresos por la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2015, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, previstos para el cierre de 2023 se estiman en 54.612 miles de €, importe correspondiente a los ingresos reales registrados en el periodo comprendido entre julio de 2022 y junio de 2023.

Se estima que los ingresos previstos por este concepto se mantendrán durante el ejercicio 2024.

4. OTRA INFORMACIÓN

4.1. Información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas

La DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas por periodos y facturaciones previstas para el cierre de los ejercicios 2023 y 2024 desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas. En el epígrafe 2.1 y en el Anexo I se aporta la información requerida desagregada por subsistema peninsular, balear, canario, ceutí y melillense.

Esta Comisión no dispone de la información necesaria para desagregar las previsiones del subsistema peninsular por Comunidad Autónoma.

Adicionalmente, se indica que no se dispone de información relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia diferente de la remitida en el Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2023, en la que se incluía la información relativa a los ejercicios 2020-2021. A la fecha de elaboración de este informe aún no se dispone de la información completa del ejercicio 2022.

4.2. Balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos horarios

La DGPEM ha solicitado en su escrito, para el último año disponible los balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos tarifarios correspondientes. Respecto de los balances de potencia por periodo horario la DGPEM no indica en su escrito la referencia de cálculo (hora concreta o número de horas de mayor demanda).

Esta Comisión ha solicitado a los agentes los balances de potencia y energía para la hora de mayor demanda de cada periodo tarifario de la discriminación

horaria en seis periodos establecida en la Circular 3/2020, de 15 de enero, del año 2022.

En el Anexo IV del presente informe se da traslado de la información recibida por la CNMC, agregada a partir de la información aportada por cada una de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

ANEXO I. INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2023 Y 2024 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA

ANEXO I: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2023 Y 2024 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA

Cuadro I. 1 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2023 a los precios de la Resolución de 15 de diciembre de 2022 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de la Orden TED/1312/2022 desagregado por subsistema.

		INGRESOS DE ACCESO (Miles de €)					
Consumo (GWh)		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
Baja tensión	104.048	6.116.537	232.690	279.036	7.585	8.421	6.644.270
2.0 TD	70.116	4.972.097	170.742	224.484	5.404	6.364	5.379.090
3.0 TD	33.908	1.143.225	61.873	54.502	2.182	2.057	1.263.840
3.0 TDVE	25	1.215	75	50	-	-	1.340
Alta tensión	114.403	2.208.340	38.772	75.293	1.480	1.966	2.325.852
6.1 TD	65.672	1.668.116	36.655	74.016	1.480	1.966	1.782.233
6.1 TDVE	5	538	-	-	-	-	538
6.2 TD	21.932	299.852	1.883	1.250	-	-	302.986
6.3 TD	9.821	99.190	43	11	-	-	99.244
6.4 TD	16.974	140.644	191	16	-	-	140.851
Total	218.451	8.324.877	271.462	354.329	9.066	10.387	8.970.122

Fuente: CNMC

Cuadro I. 2 Ingresos de acceso previstos para 2024 a los precios de la propuesta de Resolución de la CNMC por la que se establecen los peajes de transporte y distribución para 2024 y a los precios de cargos de la Orden TED/1312/2022, desagregados por subsistema.

		INGRESOS DE ACCESO (Miles de €)					
Consumo (GWh)		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
Baja tensión	102.794	6.037.534	228.864	275.790	7.511	8.359	6.558.058
2.0 TD	69.076	4.902.188	167.375	221.270	5.348	6.312	5.302.493
3.0 TD	33.674	1.132.716	61.255	54.338	2.162	2.047	1.252.518
3.0 TDVE	43	2.630	234	182	1	-	3.047
Alta tensión	115.546	2.225.568	39.890	77.998	1.523	2.019	2.346.998
6.1 TD	65.434	1.720.585	37.886	76.763	1.523	2.019	1.838.776
6.1 TDVE	8	754	-	-	-	-	754
6.2 TD	22.492	292.287	1.817	1.212	-	-	295.316
6.3 TD	10.017	104.527	45	11	-	-	104.583
6.4 TD	17.595	107.415	141	12	-	-	107.569
Total	218.340	8.263.102	268.754	353.788	9.034	10.378	8.905.056

Fuente: CNMC

ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO₂ PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2023 Y 2024

ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2023 Y 2024

La disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, en la redacción dada por la disposición adicional decimosexta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que en las Leyes de Presupuestos Generales de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos al fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de la estimación de recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, y el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

A continuación, se detallan las hipótesis consideradas en la estimación de los ingresos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012 para el cierre de 2023 y 2024.

1. Ingresos procedentes del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

El artículo 5 del Real Decreto-ley 20/2022¹⁵ establece la suspensión temporal del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica para el ejercicio 2023, autorizando el libramiento de un crédito presupuestario por el importe equivalente a la reducción de recaudación por este concepto para compensar por la pérdida de ingresos al sector eléctrico. Esta compensación tendrá como límite máximo la cantidad necesaria para asegurar el equilibrio de los ingresos y gastos asociados a los cargos del sistema. En consecuencia, no procede la estimación de ingresos del impuesto sobre el valor de la producción para el ejercicio 2023.

Por otra parte, la estimación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica para el ejercicio 2024 se basa en las siguientes hipótesis:

¹⁵ Real Decreto Ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de la Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-22685>

- El precio de mercado diario previsto para 2024 (117,75 €/MWh) se ha estimado teniendo en cuenta las cotizaciones del producto base anual de OMIP de fecha 30 de octubre de 2023.
- El precio del mercado diario se ha apuntado por tecnología conforme al apuntamiento registrado en el periodo comprendido entre octubre de 2022 y septiembre de 2023.
- El balance de energía previsto para el ejercicio 2024 se corresponde con la previsión de cobertura facilitada por el operador del sistema, ajustada a la previsión de la demanda en b.c. de la CNMC.

En particular, en el sistema peninsular la producción de centrales de ciclos combinados se ha estimado como diferencia entre la demanda en barras de central prevista por la CNMC para el ejercicio 2024 y la producción prevista por el operador del sistema para el resto de tecnologías.

En los sistemas no peninsulares, se ajusta la producción de las tecnologías convencionales, manteniendo la estructura por tecnología prevista por el operador del sistema para el ejercicio 2024.

- Los costes derivados del régimen retributivo específico de la producción con tecnología renovable, cogeneración y residuos, los derivados de la retribución adicional y los asociados a los pagos por capacidad se corresponden con los previstos por la CNMC, teniendo en cuenta la última información disponible.

Cuadro II. 1 Previsión del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

Año	Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (miles €)
2023	-
2024	2.659.958

Fuente: CNMC

2. Ingresos procedentes del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos

En relación con el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica, esta Comisión no dispone de datos suficientes para poder realizar la estimación de estos impuestos.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, se espera cierta estabilidad en el importe, por lo que para el cierre del ejercicio 2023 y 2024¹⁶ se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre octubre de 2022 y septiembre de 2023 (270.083 miles de euros).

Cuadro II. 2 Previsión de ingresos procedentes del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos

Año	Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado (miles de €)
2023	270.083
2024	270.083

Fuente: CNMC

3. Ingresos procedentes del impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas

Análogamente al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, esta Comisión no dispone de la información necesaria para poder realizar una estimación de los ingresos procedentes del impuesto

¹⁶ No se ha tenido en cuenta el posible impacto de la Resolución del Tribunal Económico-Administrativo Central, en la que se establece que en el cálculo del impuesto se debe tener en cuenta exclusivamente el número de días en que los elementos de combustible nuclear han estado operando dentro del reactor.

sobre el almacenamiento del combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas, por lo que, teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, para el cierre del ejercicio 2023 y 2024 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre octubre de 2022 y septiembre de 2023 (4.900 miles de euros).

Cuadro II. 3 Previsión de ingresos procedentes del almacenamiento de combustible nuclear

Año	Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear (miles de €)
2023	4.900
2024	4.900

Fuente: CNMC

4. Canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica

El Real Decreto 198/2015¹⁷, de 23 de marzo, que desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias establece, con carácter general, un gravamen del 25,5 por ciento sobre el valor económico de la energía hidroeléctrica producida, y medida en barras de central, en cada período impositivo anual por el concesionario mediante la utilización y aprovechamiento del dominio público hidráulico. No obstante, el canon se reduce en un 92 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW. Finalmente, el 2 por ciento del canon recaudado será considerado un ingreso del organismo de cuenca, mientras que el 98 por ciento restante será ingresado en el Tesoro Público por el organismo recaudador.

En la estimación de los ingresos procedentes del canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica se ha tenido en cuenta la información aportada en la Memoria que acompaña al Real Decreto

¹⁷ Disponible en <https://boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-3182>

198/2015¹⁸, según la cual las cuencas intracomunitarias representan el 7,2% de la potencia instalada.

Para 2023 se estima una recaudación de 411.783 miles de euros y para 2024 una recaudación de 659.629 miles de euros, considerando la previsión de producción hidráulica prevista del Operador del Sistema de los escenarios de hidraulicidad media para ambos ejercicios.

Cuadro II. 4 Previsión del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica

Año	Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica (miles €)
2023	411.783
2024	659.639

Fuente: CNMC

5. Ingresos procedentes de impuestos especiales

Los ingresos procedentes de los impuestos especiales sobre los hidrocarburos y el carbón se han estimado teniendo en cuenta la cobertura de la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2023 y 2024 en el sector eléctrico y la estructura de la demanda de gas natural del ejercicio 2023 según la última información disponible y la prevista por la CNMC para el año gas 2024 a efectos de la elaboración de la Resolución por la que se establecen los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2024.

¹⁸ Disponible en http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101

Cuadro II. 5 Previsión de los impuestos especiales

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (miles €)
2023	150.293	29.976
2024	159.868	26.226

Fuente: CNMC

6. Ingresos por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

La Ley 17/2012 también establece que el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico.

No obstante, la Disposición adicional centésima primera de la Ley 31/2022, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2023 establece que los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el ejercicio 2023 serán de 1.100 millones de euros.

Teniendo en cuenta lo anterior, los ingresos previstos por este concepto para el cierre del ejercicio 2023 se corresponden con el importe establecido en la Disposición adicional centésima primera de la Ley 31/2022. A fecha de elaboración de este informe no se dispone información sobre el Proyecto de Ley de los Presupuestos generales del 2024 por lo tanto se ha mantenido la misma cifra.

Cuadro II. 6 Previsión de los ingresos por las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Año	Ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (miles €)
2023	1.100.000
2024	1.100.000

Fuente: CNMC

7. Previsión de ingresos procedentes de la ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO2 para el cierre del ejercicio 2023 y 2024

De acuerdo con todo lo anterior, se estima que los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y de las subastas de los derechos de emisión previstos para el cierre de 2023 y 2024 ascenderían a 1.967 M€ y 4.863 M€ anuales, respectivamente, tal y como resume en el Cuadro II. 7. En el Cuadro II. 8 y Cuadro II. 9 se presenta con mayor detalle.

Cuadro II. 7 Previsión de los ingresos por aplicación de la Ley 15/2012

	2023	2024
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	867.035	3.780.674
Recaudación Impuesto sobre la producción	–	2.659.958
Impuesto nuclear	270.083	270.083
Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado	4.900	4.900
Recaudación canon hidráulico	411.783	659.639
Impuestos especiales hidrocarburos	150.293	159.868
Impuesto carbón	29.976	26.226
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	1.100.000	1.100.000
TOTAL	1.967.035	4.880.674

Fuente: CNMC

Cuadro II. 8. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2023

2023	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	
	Producción convencional	124.412	14.382.100	57.915	-	14.440.015	-	29.568	-	274.983	402.591	707.142	
	Hidráulica	25.017	2.735.193	10.633		2.745.826					402.591	402.591	
	Nuclear	54.930	5.118.730			5.118.730				274.983		274.983	
	Carbón	3.794	577.557	-		577.557		29.568	-			29.568	
	CCGTS	40.671	5.950.620	47.283		5.997.902						-	
	Producción RECORE	130.014	11.088.374	-	4.382.594	15.470.968	-	-	-	-	9.192	9.192	
Sistema peninsular	Cogeneración	19.090	1.863.783		670.848	2.534.632						-	
	Solar Fotovoltaica	35.887	2.741.982		2.027.938	4.769.920						-	
	Solar Termosolar	4.820	368.286		1.010.095	1.378.381						-	
	Eólica	59.723	5.104.198		581	5.104.779						-	
	Hidráulica	4.471	422.053		1.018	423.071					9.192	9.192	
	Biomasa	3.298	322.011		45.086	367.097						-	
	Residuos	1.941	189.525		8.878	198.403						-	
	Tratamiento de Residuos	-	-		617.997	617.997							-
	Otras tecnologías renovables	784	76.537		152	76.689							-
Sistema balear	4.422	490.435		369.805	860.240	-	408	-	-	-	-	408	
	Carbón	58	6.691		19.276	25.967	-	408				408	
	Fuélleo	-	-		16.172	16.172						-	
	Gasóleo	375	43.306		84.535	127.842						-	
	Gas natural	3.292	380.617		214.337	594.953						-	
	Producción RECORE	697	59.821		35.485	95.306						-	
Sistemas no peninsulares	Sistema canario	8.524	832.612		995.825	1.828.436	-	-	-	-	-	-	
	Fuélleo	2.837	315.844		377.464	693.308	-					-	
	Gasóleo	3.853	428.973		529.056	958.029						-	
	Gas natural	-	-		-	-						-	
	Diésel	88	9.790		21.444	31.234						-	
	Hidroeólica	21	2.301		2.719	5.020						-	
	Producción RECORE	1.725	75.704		65.141	140.845						-	
Ceuta y Melilla	381	40.498		71.233	111.731	-	-	-	-	-	-	-	
	Fuélleo	12	1.149		6.268	7.416	-					-	
	Gasóleo	1	122		6.236	6.357						-	
	Producción RECORE	11	1.027		32	1.059						-	
Consumo gas natural	Uso doméstico	137.431							74.154			74.154	
	Uso industrial	32.564							76.139			76.139	
Total		267.752	26.834.018	57.915	5.819.457	32.711.391	-	29.568	150.293	274.983	411.783	867.035	

Fuente: CNMC

Cuadro II. 9. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2024

2024	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	
	Producción convencional	116.030	16.122.462	47.521	-	16.169.983	1.131.899	26.226	-	274.983	646.420	2.079.528	
	Hidráulica	31.742	4.147.723	10.633		4.158.356	291.085			-	646.420	937.505	
	Nuclear	54.398	6.415.093	-		6.415.093	449.056			274.983		724.039	
	Carbón	3.365	648.292	-		648.292	45.380	26.226		-		71.606	
	CCGTS	26.525	4.911.354	36.889		4.948.243	346.377			-		346.377	
	Producción RECORE	139.070	15.000.088	-	3.520.596	18.520.684	1.296.448	-	-	-	13.219	1.309.667	
Sistema peninsular	Cogeneración	19.327	2.387.887		178.830	2.566.718	179.670					179.670	
	Solar Fotovoltaica	38.866	3.758.080		2.028.094	5.786.174	405.032					405.032	
	Solar Termosolar	4.632	447.871		1.010.351	1.458.221	102.076					102.076	
	Eólica	64.311	6.955.641		581	6.956.222	486.936					486.936	
	Hidráulica	5.840	697.715		1.097	698.812	48.917				13.219	62.136	
	Biomasa	3.311	409.099		45.086	454.185	31.793					31.793	
	Residuos	1.989	245.753		8.878	254.631	17.824					17.824	
	Tratamiento de Residuos	-	-		247.527	247.527	17.327						17.327
	Otras tecnologías renovables	794	98.042		151	98.194	6.874						6.874
	Sistema balear	4.189	531.843		304.315	836.158	58.531	-	-	-	-	58.531	
	Carbón	-	-		14.869	14.869	1.041	-	-	-	-	1.041	
	Fuélóleo	-	-		5	5	0	-	-	-	-	0	
	Gasóleo	247	32.782		105.057	137.840	9.649	-	-	-	-	9.649	
	Gas natural	3.061	405.569		150.428	555.997	38.920	-	-	-	-	38.920	
	Producción RECORE	880	93.492		33.955	127.447	8.921	-	-	-	-	8.921	
	Sistema canario	8.546	899.296		1.325.723	2.225.019	155.750	-	-	-	-	155.750	
Sistemas no peninsulares	Fuélóleo	2.801	377.509	-	523.148	900.657	63.046	-	-	-	-	63.046	
	Gasóleo	3.764	507.390		704.439	1.211.829	84.827	-	-	-	-	84.827	
	Gas natural	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	
	Diésel	82	11.107		30.940	42.047	2.943	-	-	-	-	2.943	
	Hidroeólica	24	3.289		2.054	5.343	374	-	-	-	-	374	
	Producción RECORE	1.875	-		65.143	65.143	4.560	-	-	-	-	4.560	
	Ceuta y Melilla	381	49.994		197.582	247.576	17.330	-	-	-	-	17.330	
	Fuélóleo	371	48.686	-	78.724	127.410	8.919	-	-	-	-	8.919	
Gasóleo	1	114		118.826	118.940	8.326	-	-	-	-	8.326		
	Producción RECORE	10	1.194		32	1.226	86	-	-	-	-	86	
Consumo gas natural	Producción RECORE	152.210	-		-	-	-		82.127			82.127	
	Uso doméstico	33.249	-		-	-	-		77.740			77.740	
Total		268.216	32.603.683	47.521	5.348.216	37.999.420	2.659.958	26.226	159.868	274.983	659.639	3.780.674	

Fuente: CNMC

ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2023 Y 2024

ANEXO III. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2023 Y 2024

1. Retribución de las redes de transporte y distribución

Con fecha 5 de diciembre de 2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la Circular 5/2019, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, y la Circular 6/2019, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, ambas de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.g de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019. Estas Circulares fueron publicadas en el B.O.E. el día 19 de diciembre de 2019 y son continuistas con las metodologías anteriores, establecidas en el Real Decreto 1047/2013 y el Real Decreto 1048/2103, respectivamente. El primer periodo de aplicación de la metodología de retribución recogida en las citadas circulares transcurre del 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2025.

Posteriormente, con fechas 18 de mayo y 29 de junio de 2020, el Tribunal Supremo dictó sendas Sentencias correspondientes al procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016¹⁹ y de la Orden IET/981/2016²⁰ estimando parcialmente los recursos interpuestos por la Administración.

En relación con la distribución, y en cumplimiento de dicha sentencia, fue aprobada finalmente la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo²¹. Dicha orden tendrá que ser modificada por el fallo de la Sentencia núm. 1182/2023 del Tribunal supremo, en el que se estima parte del recurso contencioso

¹⁹ [Orden IET/980/2016, de 10 de junio](#), por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016

²⁰ [Orden IET/981/2016, de 15 de junio](#), por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016

²¹ [Orden TED/490/2022, de 31 de mayo](#), por la que se ejecuta la sentencia del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016.

administrativo número 699/2022, interpuesto por I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A (I-DE), contra la citada Orden TED/490/2022, de 31 de mayo. El contenido de dicha sentencia ya ha sido tenido en cuenta en esta propuesta para elaborar la previsión de la retribución del ejercicio 2020 y siguientes.

Posteriormente, fue aprobada la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019 ²². Dicha orden tendrá que ser igualmente modificada por el referido fallo de la Sentencia núm. 1182/2023 del Tribunal supremo, en el que se estima parte del recurso contencioso administrativo número 699/2022, interpuesto por I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES S.A (I-DE), contra la Orden TED/749/2022, de 1 de junio. En la presente propuesta se han considerado los valores contenidos en la referida Orden TED/749/2022, de 27 de julio, respecto a las inversiones efectuadas en los ejercicios 2015 a 2017.

Por otro lado, la propuesta de resolución por la que se establece la retribución de la distribución para el ejercicio 2020 fue sometida a trámite de audiencia a principios del ejercicio 2023, estando previsto que para finales de este mismo ejercicio 2023 se realice un nuevo trámite de audiencia por parte de la CNMC.

Respecto a la actividad de transporte, fue aprobada la Orden TED/1311/2022, de 23 de diciembre²³, por la que se aprueba la retribución de Red Eléctrica de España, SA, correspondiente al año 2016, en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo en relación con el recurso contencioso-administrativo n.º 264/2018, planteado por la Abogacía del Estado respecto de las cuestiones que motivaron el Acuerdo del Consejo de Ministros que declaró la lesividad de la Orden IET/981/2016, de 15 de junio.

²² [Orden TED/749/2022, de 27 de julio](#), por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019.

⁴ [Orden TED/1311/2022, de 23 de diciembre](#), por la que se aprueba la retribución de Red Eléctrica de España, SA, correspondiente al año 2016, en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo en relación con el recurso contencioso-administrativo n.º 264/2018 planteado por la Abogacía del Estado respecto de las cuestiones que motivaron el Acuerdo del Consejo de Ministros que declaró la lesividad de la Orden IET/981/2016, de 15 de junio.

Con esa misma fecha, se aprobó la Orden TED/1343/2022, de 23 de diciembre²⁴, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019. Dicha orden establece los valores retributivos correspondientes a las instalaciones puestas en servicio entre los ejercicios 2015 a 2017, ambos inclusive, que han sido tenidos en cuenta en los cálculos efectuados en el presente informe.

En relación a la retribución de transporte del ejercicio 2020, con fecha 27 de julio de 2023, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha dictado Resolución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020. Los valores incluidos en dicha resolución se han tenido en cuenta en las previsiones incluidas en el presente informe. Respecto a la retribución del transporte para el ejercicio 2021, está previsto que a finales de este ejercicio 2023 se realice el trámite de audiencia de la resolución que la fije, así como su posible aprobación.

Igualmente, a lo largo del año 2024 se prevé que se apruebe la retribución de los ejercicios 2021 y 2022, de la actividad de distribución, y la retribución de los años 2022 y 2023 de la actividad de transporte.

Teniendo en cuenta lo anterior, en la determinación de los peajes del ejercicio 2024 se incorporan las mejores previsiones de las retribuciones, tanto de transporte como de distribución para ejercicios sucesivos con base en las metodologías establecidas en las citadas Circulares 5/2019 y 6/2019.

1.1. Retribución del transporte

Teniendo en cuenta la última retribución de la actividad del transporte aprobada, indicada en el apartado anterior, se ha estimado la mejor previsión del cálculo de las retribuciones desde el ejercicio 2021 hasta el 2024.

Los costes de inversión se obtienen por aplicación de los valores unitarios de referencia aprobados por la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, al inventario de instalaciones que han remitido dichas empresas, así como el valor real auditado declarado por las mismas, mientras que los costes de operación y mantenimiento se obtienen por aplicación de los valores unitarios de operación

²⁴ [Orden TED/1343/2022, de 23 de diciembre](#), por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019

y mantenimiento fijados en la Circular 7/2019, todo ello de acuerdo con lo establecido en la Circular 5/2019.

Para el ejercicio 2021 se han considerado las instalaciones puestas en servicio en el ejercicio 2019, declaradas por las empresas transportistas con base a las *Resolución por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas propietarias de instalaciones de transporte de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de transporte de energía eléctrica*. Para los ejercicios 2022, 2023 y 2024 se han considerado las declaraciones efectuadas por las empresas transportistas en base a lo establecido en la *Circular informativa 4/2021, de 5 de mayo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad*.

La tasa de retribución financiera aplicada es de 5,58%, conforme a la Circular 2/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, con la excepción del ejercicio 2020, para la que se aplica el 6,003%, conforme a la Disposición transitoria única de la citada Circular 2/2019.

Teniendo en cuenta lo anterior, la previsión de la retribución del transporte considerada en el cálculo de los peajes de transporte para el ejercicio 2024 ascendería a **1.250.061 miles de euros**²⁵. Cabe destacar que a partir de dicho ejercicio dejan de percibir retribución las instalaciones puestas en servicio con anterioridad al ejercicio 1998, según lo establecido en la Resolución de la DGPEM de 29 de noviembre de 2022²⁶.

²⁵ Dicha cantidad no tiene incluido el ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades establecido en el artículo 18 de la Circular 5/2019.

²⁶ Resolución de la DGPEM de 29 de noviembre de 2022 por la que se aprueba un nuevo valor del término de retribución a la inversión que ha de emplearse en el cálculo del valor de inversión con derecho a la retribución a cargo del sistema de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1 de enero de 1998 y que a fecha 31 de diciembre del año 2014 aún continúen en servicio y sigan siendo titularidad de Red Eléctrica de España, SA, como consecuencia de la ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo n.º 892/2020 relativa al recurso contencioso-administrativo n.º 264/2018 planteado por la Abogacía del Estado respecto de las cuestiones que motivaron el Acuerdo de Consejo de Ministros que declaró la lesividad de la Orden IET/981/2016, de 15 de junio.

1.2. Retribución de la distribución

Teniendo en cuenta la última retribución de la actividad de distribución aprobada, establecida en la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, así como la sentencia del Tribunal Supremo antes indicada, se ha estimado la mejor previsión del cálculo de las retribuciones de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para los ejercicios 2020 a 2024.

Respecto a la previsión de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2021, se ha estimado considerando las inversiones declaradas en el ejercicio 2019, en base a la *Resolución de 20 de mayo de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para elaborar una auditoría externa sobre las inversiones en instalaciones de distribución de energía eléctrica efectuadas durante el año 2019* y el inventario a 31 de diciembre de 2019, remitido en base a la *Resolución de 20 de mayo de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2020*.

En relación con la retribución para el ejercicio 2022, se ha tenido en cuenta la información remitida por las empresas de acuerdo con lo establecido en la Resolución de 16 de junio de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la declaración de la información necesaria para el cálculo de la retribución de la actividad del ejercicio 2022.

Respecto a la retribución del ejercicio 2023, se ha considerado la información remitida por las empresas distribuidoras según lo establecido en la Circular informativa 8/2021²⁷. Dado que a la elaboración del presente informe no ha finalizado el plazo de entrega de la información correspondiente al ejercicio 2022 respecto a lo establecido en la referida Circular informativa 8/2021, para las

²⁷ [Circular informativa 8/2021](#), de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad

previsiones relativas al ejercicio 2024, se ha considerado la información remitida por las empresas distribuidoras en los planes de inversión.

Los costes de inversión de las nuevas instalaciones puestas en servicio se han obtenido mediante los valores auditados o previstos declarados por las empresas distribuidoras, mientras que el valor del COMGES se obtiene a través de la evolución del mejor valor calculado para el ejercicio 2020. Como se ha señalado, la retribución de dicho ejercicio 2020, calculada conforme a lo establecido en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, se encuentra pendiente de aprobación.

En el caso de los incentivos, se ha incluido la mejor previsión para los incentivos a la reducción de pérdidas y fraude para los ejercicios 2020 y 2021. Dicho incentivo para el ejercicio 2022 y el incentivo para la mejora de la calidad para los ejercicios desde el 2020 al 2022 son neutros para el sistema, según la metodología establecida en la Circular 6/2019, por lo cual no tienen efectos económicos para el cálculo de los peajes.

Teniendo en cuenta lo anterior, la previsión de la retribución de la distribución considerada en el cálculo de los peajes de transporte para el ejercicio 2024 ascendería a **5.609.691 miles de euros**²⁸.

1.3. Desvíos de ejercicio 2022

Conforme al artículo 5 de la Circular 3/2020, en la determinación de los peajes de transporte y distribución se tendrán en cuenta las revisiones anuales de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores y las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores. En particular, en los Anexos I y II se detalla que se deben incluir las revisiones de la retribución de la actividad de transporte correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de transporte y de distribución de los ejercicios correspondientes y las diferencia entre los ingresos previstos por peajes de transporte en año n-2 y los

²⁸ Dicha cantidad no tiene incluido el ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades establecido en el artículo 28 de la Circular 6/2019

ingresos por peajes de transporte reales considerados en la Liquidación provisional 14 del ejercicio n-2.

A la fecha de elaboración de este informe, se dispone de la liquidación definitiva del ejercicio 2022, por lo que procede incorporar los desvíos registrados en la misma.

En el Cuadro III. 1 se compara la previsión de ingresos y costes implícitas en la Resolución de peajes y la Orden de cargos del ejercicio 2022 con el resultado de la liquidación definitiva del ejercicio 2022²⁹. En la Liquidación definitiva del ejercicio 2022 se ha registrado un superávit de 6.190 M€, de los cuales 252,8 M€ corresponden a la actividad del transporte, 980,4 M€ corresponden a la actividad de distribución y el resto, 4.953,8 M€, corresponde a cargos.

Cabe señalar que el resultado de la liquidación definitiva del ejercicio 2022 incorpora el superávit de la liquidación definitiva del ejercicio 2021, superávit que ya se tuvo en cuenta en la determinación de los peajes del ejercicio 2023³⁰, por lo que no procede su incorporación en la determinación de los peajes del ejercicio 2024.

²⁹ Para mayor información sobre la desagregación del resultado de la liquidación definitiva del ejercicio 2022 entre peajes de transporte, peajes de distribución y cargos véase el Informe sobre la Liquidación definitiva de 2022 del Sector Eléctrico, disponible en https://www.cnmc.es/listado/expedientes_energia_liquidaciones/block/250/12777.

³⁰ Para mayor información, véase epígrafe 5.3 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 (disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4475682.pdf>).

Cuadro III. 1. Comparación de los ingresos y costes previstos para el ejercicio 2022 con el resultado de la liquidación definitiva 2022

	Previsión inicial 2022 (Resolución 16 de diciembre 2021 y Orden TED/1484/2021) (A)				Liquidación definitiva 2022				Diferencia (B) - (A)			
	Peajes transporte	Peajes distribución	Cargos	Total	Peajes transporte	Peajes distribución	Cargos	Total	Peajes transporte	Peajes distribución	Cargos	Total
Retribución T&D (miles €) (A)	1.501.609	5.255.587	9.546.060	16.303.256	1.550.050	5.217.940	7.151.100	13.919.089	48.441	- 37.647	- 2.394.961	- 2.384.167
Retribución Transporte	1.501.609			1.501.609	1.550.050			1.550.050	48.441			48.441
Retribución Distribución		5.255.587		5.255.587		5.217.940		5.217.879		- 43.708		- 43.708
Retribución RECORE peninsular			6.636.000	6.636.000			4.045.979	4.045.979			- 2.590.021	- 2.590.021
Retribución Sistemas No Peninsulares			488.070	488.070			835.464	835.464			347.394	347.394
Servicio de interrumpibilidad			7.852	7.852			9.506	9.506			1.654	1.654
Tasa CNMC			17.136	17.136			15.417	15.417			- 1.719	- 1.719
2ª parte del ciclo de combustible nuclear			114	114			103	103			- 11	- 11
Anualidades déficit actividades reguladas			2.396.888	2.396.888			2.409.708	2.409.708			12.819	12.819
Saldo de pagos por capacidad			-	-			6.019	6.019			6.019	6.019
Saldo retribución operador del sistema			-	-			- 2.346	- 2.346			- 2.346	- 2.346
Saldo retribución operador del mercado			-	-			302	302			302	302
Intereses			-	-			1.246	1.246			1.246	1.246
Diferencia de pérdidas			-	-			- 169.044	- 169.044			- 169.044	- 169.044
Corrección de medidas			-	-			- 1.254	- 1.254			- 1.254	- 1.254
Diferimiento pagos DT11			-	-		6.061		6.061		6.061		6.061
Ingresos (miles €) (B)	1.502.416	5.258.653	4.500.726	11.261.795	1.398.504	5.603.279	3.248.262	10.250.045	- 103.912	344.627	- 1.252.464	- 1.011.750
Ingresos por peajes de transporte y distribución	1.502.416	5.258.653	-	6.761.069	1.398.102	5.601.418	-	6.999.520	- 104.315	342.766	-	238.451
Facturación potencia y energía	1.414.067	5.258.653		6.672.720	1.372.559	5.123.858		6.496.416	- 41.508	- 134.795		- 176.304
Facturación excesos de potencia (1)				-	15.233	456.707		471.939	15.233	456.707		471.939
Facturación energía reactiva (1)				-	2.011	93.822		95.833	2.011	93.822		95.833
Descuento peajes electrointensivos				-	- 113.910	- 72.968		- 186.878	- 113.910	- 72.968		- 186.878
Ingresos conexiones internacionales	88.349			88.349	122.209			122.209	33.860			33.860
Ingresos por cargos			4.488.930	4.488.930			3.182.092	3.182.092			- 1.306.838	- 1.306.838
Ingresos por fraude			2.307	2.307	402	1.861		3.128	402	1.861		3.084
Ingresos art. 17 RD 216/2014			9.489	9.489			63.042	63.042			53.553	53.553
Ingresos externos a peajes y cargos (miles €) (B)	-	-	5.197.687	5.197.687	162.716	190.297	8.178.682	8.531.694	162.716	190.297	2.980.995	3.334.007
Ingresos Ley Medidas Fiscales			3.400.000	3.400.000			3.720.948	3.720.948			320.948	320.948
Ingresos por CO2			1.100.000	1.100.000			2.027.916	2.027.916			927.916	927.916
Ley FNSSE (2º semestre)			213.600	213.600			-	-			- 213.600	- 213.600
Ley minoración CO2			484.087	484.087			-	-			- 484.087	- 484.087
Ingresos por art. 2 RDL 6/2022 (2)			-	-	137.147	87.853		225.000	137.147	87.853		225.000
Ingresos por art. 7 RDL 18/2022 (3)			-	-	25.569	102.444		187.400	25.569	102.444		187.400
Ingresos por art. 6 RDL 20/2022 (4)			-	-			2.000.000	2.000.000			2.000.000	2.000.000
Ingresos minoración retribución producción			-	-			370.430	370.430			370.430	370.430
Déficit (-) / superávit (+) del ejercicio (miles €) (C) = (B) - (A)	807	3.065	152.353	156.226	11.170	575.636	4.275.844	4.862.650	10.363	572.571	4.123.491	4.706.424
Otros costes (-) o ingresos (+) liquidables (miles €) (D)	-	-	- 150.000	- 150.000	241.587	407.927	677.993	1.327.507	241.587	407.927	827.993	1.477.507
Costes e ingresos de ejercicios anteriores			- 150.000	- 150.000	197.634	126.603	230.851	555.088	197.634	126.603	380.851	705.088
Superávit Liquidación definitiva 2021			-	-	43.952	281.324	447.142	772.419	43.952	281.324	447.142	772.419
Déficit (-) / superávit (+) de Liquidación definitiva 2022 (miles €) (E) = (C) + (D)	807	3.065	2.353	6.226	252.757	983.563	4.953.836	6.190.156	251.949	980.498	4.951.483	6.183.931

Fuente: CNMC, Liquidación definitiva 2022

En el Cuadro III. 2 se muestran los desvíos que resultan de la liquidación definitiva del ejercicio 2022, una vez deducido el superávit de la liquidación definitiva del ejercicio 2021. Se observa que, en el caso del transporte, la mayor parte del desvío se debe a la actualización de la retribución de ejercicios anteriores a 2022, mientras que, en el caso de la distribución, el desvío se debe, además de la actualización de la retribución de ejercicios anteriores, al desvío en los ingresos por peajes motivado, fundamentalmente, por la incorporación de los ingresos procedentes de la facturación por excesos de potencia y energía reactiva³¹.

Cuadro III. 2. Desvíos registrados en la Liquidación definitiva de 2022, excluido el superávit de la Liquidación definitiva de 2021

Desvíos (miles €)	Transporte	Distribución	Total
Desvíos del ejercicio 2022	10.363	572.571	582.933
Ingresos por peajes	58.803	534.923	593.727
Retribución de la actividad	48.441	- 37.647	10.793
Desvíos ejercicios anteriores	197.634	126.603	324.237
Ingresos por peajes	16.903	32.215	49.117
Retribución de la actividad	- 180.732	- 94.388	- 275.120
Desvíos a considerar en peajes 2024	207.997	699.173	907.170

Fuente: CNMC

Respecto de los **desvíos registrados para la actividad de transporte** se indica que la parte del desvío de ingresos motivado por las rentas de congestión con Francia, serán destinados a la financiación de la interconexión entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya, conforme al artículo 19 del Reglamento (UE) 943/2019 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad y el resuelve tercero apartado e) de la Resolución de 20 de abril de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y

³¹ Al respecto se indica que en la determinación de los peajes de un ejercicio no se tienen en cuenta los ingresos por facturación de excesos de potencia y energía reactiva del propio ejercicio, ya que en caso de que los consumidores contrataran adecuadamente su potencia y cumplieran con los rangos de factor de potencia exigidos, los ingresos por peajes resultarían insuficientes para cubrir la retribución reconocida.

la Competencia, de modificación de los parámetros de la Resolución por la que se otorga el carácter singular de la interconexión eléctrica entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya y se incluye en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales. En consecuencia, de los desvíos de ingresos registrados en las conexiones internacionales no procedería imputar el procedente de las rentas de congestión con Francia, que se han estimado en 28,2 M€³².

Cuadro III. 3. Desvíos de ingresos en las conexiones internacionales registrados en la Liquidación definitiva de 2022

Ingresos interconexiones (miles €)	Previsión inicial (A)	Liquidación definitiva (B)	Diferencia (B) - (A)
Ingresos peajes 6.5	5.725	12.955	7.229
Ingresos acuerdos ITC	1.545	-	- 1.545
Ingresos rentas de congestión Francia	81.079	107.276	28.176
Ingresos rentas de congestión con Portugal		1.979	
TOTAL	88.349	122.209	33.860

Fuente: CNMC

En consecuencia, en los peajes del ejercicio 2024 cabría tener en cuenta los desvíos del propio ejercicio 2022, excluido el desvío de las rentas de congestión, y el desvío de ejercicios anteriores (véase Cuadro III. 4).

³² Dado que en la previsión inicial no se desagregaron las rentas de congestión por país, se imputa todo el desvío de rentas de congestión a la interconexión por Francia.

Cuadro III. 4. Desvíos de registrados en la Liquidación definitiva de 2022 con impacto en la determinación de los peajes de transporte y distribución de 2024

	Transporte	Distribución
Desvíos del ejercicio 2022 (miles €)	- 17.813	572.571
Ingresos	30.627	534.923
Retribución	48.441	- 37.647
Desvíos ejercicios anteriores (miles €)	197.634	126.603
Ingresos	16.903	32.215
Retribución	- 180.732	- 94.388
Total desvíos (miles €)	179.821	699.173
Ingresos	47.530	567.138
Retribución	- 132.291	- 132.036

Fuente: CNMC

No obstante lo anterior, en la propuesta de Resolución por la que se establecen los peajes de transporte y distribución para el ejercicio 2024, actualmente en trámite de audiencia, se propone laminar los desvíos registrados en la liquidación definitiva 2022 con objeto proporcionar estabilidad en la variación de peajes. En particular, se propone considerar en la determinación de los peajes de transporte del ejercicio 2024 el desvío de ingresos de transporte (47,5 M€) y en la determinación de los peajes de distribución el desvío de retribución (-132 M€) y la mitad del desvío de ingresos (283,6 M€), posponiendo la incorporación del resto de desvíos a ejercicios posteriores³³ (véase Cuadro III. 5).

³³ Para mayor información véase epígrafe 5.5 de la Memoria que acompaña a la propuesta de Resolución.

Cuadro III. 5. Desvíos de registrados en la Liquidación definitiva de 2022 y desvíos incorporados en la determinación de los peajes de transporte y distribución de 2024

	Transporte	Distribución
Desvíos liquidación 2022 susceptible de imputar en los peajes 2024 (miles €)	179.821	699.173
Ingresos	47.530	567.138
Retribución	- 132.291	- 132.036
Desvíos incorporados en la determinación de los peajes 2024 (miles €)	47.530	415.604
Ingresos	47.530	283.569
Retribución		- 132.036

Fuente: CNMC

2. Retribución específica de las instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, de cogeneración y residuos

En este epígrafe se recoge la previsión de los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos para la energía correspondiente a los años 2023 y 2024.

Adicionalmente, se aporta la información relativa a los ejercicios 2021 y 2022 de las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW (categoría B de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio) localizadas en Territorio No Peninsular.

Por último, se incluye la información relativa a las reliquidaciones de ejercicios anteriores.

2.1. Previsión para el cierre de 2023 y 2024

En cuanto a la previsión de los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el cierre de 2023 y para 2024, se han efectuado las siguientes consideraciones:

Se muestra la estimación de la liquidación de la energía producida en cada año natural, según criterio 'de devengo', y no con los flujos de cobros y pagos (criterio 'de caja'). Es decir, los importes hacen referencia a los costes correspondientes a la retribución regulada percibida por las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del RD 413/2014 por la energía generada en los años 2023 y 2024, independientemente del momento en que se hagan efectivos los cobros y pagos reales. En consecuencia, no se tiene en cuenta la aplicación de un coeficiente de cobertura.

Respecto de la previsión de la retribución a la inversión para el cierre del año 2023 y para la estimación del año 2024, se ha tenido en consideración la Orden TED/741/2023, de 30 de junio, aplicable al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2023.

En cuanto a la previsión de la retribución a la operación (Ro) para el segundo semestre de 2023 y para la estimación de 2024 se ha tenido en cuenta los valores de Ro de la mencionada Orden TED/741/2023 anexo III, apartados B y C, calculados en base a los precios del mercado eléctrico y de los precios de los combustibles fijados por el Real Decreto-ley 5/2023, de 28 de junio.

Cabe destacar que las previsiones de Retribución a la operación cuentan con un grado de incertidumbre adicional por dos razones fundamentales: En primer lugar, las instalaciones cuya Ro depende esencialmente de los precios de los combustibles (fundamentalmente cogeneraciones y tratamiento de residuos) se ven afectadas por la variación de los correspondientes parámetros retributivos. A la fecha de elaboración del presente informe, los últimos valores publicados de retribución a la operación aplicables a estas instalaciones corresponden al primer semestre de 2023. La coyuntura actual con precios de gas elevados y volátiles hace poco fiable la estimación de parámetros retributivos de Ro en el segundo semestre de 2023 y para el año 2024. Adicionalmente se prevé un cambio de metodología en el cálculo de la mencionada Ro que aplicaría al segundo semestre de 2023 y al año 2024. En segundo lugar, la retribución a la operación es directamente proporcional a la cantidad de energía generada por las instalaciones que reciben esta retribución, variable que ha sufrido variaciones muy significativas en los últimos meses para las tecnologías de cogeneración y tratamiento de residuos.

La previsión de retribución específica para los territorios no peninsulares para el año 2023 no coincide con la que figuraba en el acuerdo INF/DE/310/23 aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 8 de junio

de 2023, debido a la actualización de la estimación a partir de la nueva información disponible.

Por último, al igual que en los informes elaborados en años anteriores, debido a la cada vez mayor proporción de instalaciones renovables no sujetas a régimen retributivo específico, en las siguientes tablas se muestra el dato de la potencia y energía únicamente de las instalaciones inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación

De acuerdo con todo lo anterior, se proporciona a continuación la correspondiente previsión tanto para el cierre del año 2023 como para el ejercicio 2024, con el detalle de los valores de potencia instalada, energía y retribución específica total (desglosada por retribución a la inversión y retribución a la operación), para el total nacional y por sistemas (para el peninsular y para cada uno de los no peninsulares):

Cuadro III. 6. Previsión para el cierre de 2023 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	3.790	13.458	2	671	673
SOLAR FV	8.167	15.457	2.126	-	2.126
SOLAR TE	2.299	6.042	1.009	1	1.010
EOLICA	20.658	36.693	1	-	1
HIDRAULICA	822	1.377	1	-	1
BIOMASA	897	3.531	45	-	45
RESIDUOS	444	1.304	9	-	9
TRAT. RESIDUOS	566	3.586	-	618	618
OTRAS T. RENOV.	5	13	0	0	0
TOTAL	37.648	81.461	3.194	1.290	4.483

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	3.775	13.419	2	669	671
SOLAR FV	7.927	15.080	2.028	-	2.028
SOLAR TE	2.299	6.042	1.009	1	1.010
EOLICA	20.358	35.916	1	-	1
HIDRAULICA	822	1.377	1	-	1
BIOMASA	893	3.523	45	-	45
RESIDUOS	367	1.025	9	-	9
TRAT. RESIDUOS	566	3.586	-	618	618
OTRAS TEC. RENOV.	5	13	0	0	0
TOTAL	37.012	79.982	3.095	1.287	4.383

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6	39	0	2	3
SOLAR FV	77	119	33	-	33
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	2	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	0	-	0
RESIDUOS	75	268	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	164	428	33	2	35

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-
SOLAR FV	163	258	65	-	65
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	297	775	0	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	1	7	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	469	1.040	65	-	65

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2023 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,058	0,085	0,032	-	0,032
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,168	11,120	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,226	11,205	0,032	-	0,032

Fuente: CNMC

Cuadro III. 7. Previsión 2024 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	3.469	12.509	2	178	180
SOLAR FV	8.167	15.457	2.126	-	2.126
SOLAR TE	2.299	6.042	1.009	1	1.010
EOLICA	19.293	34.481	1	-	1
HIDRAULICA	772	1.296	1	-	1
BIOMASA	892	3.528	45	-	45
RESIDUOS	435	1.304	9	-	9
TRAT. RESIDUOS	566	3.586	-	248	248
OTRAS T. RENOV.	5	13	0	0	0
TOTAL	35.900	78.217	3.194	426	3.620

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	3.454	12.470	2	177	179
SOLAR FV	7.927	15.080	2.028	-	2.028
SOLAR TE	2.299	6.042	1.009	1	1.010
EOLICA	18.997	33.708	1	-	1
HIDRAULICA	772	1.296	1	-	1
BIOMASA	889	3.520	45	-	45
RESIDUOS	358	1.025	9	-	9
TRAT. RESIDUOS	566	3.586	-	248	248
OTRAS TEC. RENOV.	5	13	0	0	0
TOTAL	35.268	76.740	3.095	425	3.521

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6	39	0	1	1
SOLAR FV	77	119	33	-	33
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	2	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	0	-	0
RESIDUOS	75	268	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	164	428	33	1	34

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-
SOLAR FV	163	258	65	-	65
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	293	772	0	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	1	7	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	465	1.037	65	-	65

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2024 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,058	0,085	0,032	-	0,032
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,168	11,120	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,226	11,205	0,032	-	0,032

Fuente: CNMC

2.2. Retribución específica de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular correspondientes a los ejercicios 2021 y 2022

Este apartado se detalla la Retribución de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular (TNP) correspondientes a los ejercicios 2021 y 2022. Es decir, proporciona la generación de las instalaciones enmarcadas en la categoría B³⁴ de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio³⁵ (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares.

En lo que se refiere a las instalaciones de la categoría B³⁶:

- Los datos del ejercicio 2021 y 2022 se basan en las liquidaciones mensuales provisionales a cuenta de la definitiva que realiza la CNMC en su calidad de organismo encargado de la liquidación del régimen retributivo específico en virtud de su Circular 1/2017, de 8 de febrero³⁷. Para el 2023 se dispone de información hasta la liquidación n.º 9, referida a la energía producida durante el mes de septiembre.
- Respecto a las previsiones de la parte restante de 2023 y del ejercicio 2024, se muestran aquí los datos correspondientes a las instalaciones ubicadas en los TNP de entre las contempladas en la respuesta a las cuestiones números 1.11 y 2.10 (relacionadas con las previsiones del régimen retributivo

³⁴ «Dentro de esta categoría se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior [es decir, en la categoría A] que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.»

³⁵ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

³⁶ En particular, se hace notar que en esta categoría B se incluirían las instalaciones de producción a partir de energías renovables, cogeneración (hasta 15 MW) y residuos, sujetas en su caso a régimen retributivo específico, en aplicación de lo establecido en la anteriormente citada disposición transitoria undécima del RD 738/2015, y sin perjuicio de lo previsto en su disposición adicional décima ('Retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica con régimen económico primado otorgado con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de las instalaciones con régimen retributivo específico al amparo de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio').

³⁷ Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

específico para todo el territorio nacional) planteadas en el oficio remitido por la SEE.

2.2.1. Año 2021

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2021 alcanzó los 1,71 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 146.434 miles €³⁸.

A continuación, se muestra el detalle de potencia instalada, energía generada y retribución específica (desglosada en retribución a la inversión y a la operación) atribuida a estas instalaciones en 2021, para el conjunto de los TNP y su desglose por sistemas. Se incluye la información del efecto de la suspensión del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) en el tercer y cuarto trimestre de 2021, de acuerdo con las liquidaciones a realizar por la CNMC, según el mandato contenido en las disposiciones adicionales primera y cuarta de los Reales Decretos-leyes 12/2021 y 17/2021.

³⁸ Se hace notar que, con fecha 24 de noviembre de 2022, la SSR de la CNMC aprobó el pago del importe de 146.914 miles € en concepto de retribución específica de las instalaciones de generación ubicadas en los TNP correspondiente al ejercicio 2021 en la liquidación provisional N° 15 de 2021 —de las aportaciones presupuestarias y de las actividades del sector eléctrico—, habiendo sido financiada el 50% de dicha retribución, esto es, 73.457.425,51 euros, con cargo a los PGE en virtud de lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.

Cuadro III. 8 Potencia instalada, energía generada y retribución específica de las instalaciones 'categoría B' en los territorios no peninsulares. Año 2021

Total SNP						
Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	15	41	0	2	- 0	2
SOLAR FV	240	364	105	7	- 5	108
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	383	1.033	27	-	- 2	25
HIDRAULICA	0	3	0	-	- 0	0
BIOMASA	3	9	1	0	- 0	1
RESIDUOS	77	254	12	-	- 1	11
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	719	1.705	146	9	- 8	146

Baleares						
Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6	41	0	2	- 0	2
SOLAR FV	77	109	35	2	- 2	35
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	4	2	0	-	- 0	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	2	1	0	- 0	1
RESIDUOS	75	242	12	-	- 1	11
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	164	396	48	4	- 3	49

Canarias						
Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-	-
SOLAR FV	163	255	71	5	- 3	72
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	380	1.031	27	-	- 2	25
HIDRAULICA	0	3	0	-	- 0	0
BIOMASA	1	8	-	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	553	1.296	98	5	- 5	97

Ceuta y Melilla						
Tecnología	Potencia a 31/12/2021 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Ajuste IVPEE (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,07	0,03	0,00	- 0,00	0,03
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	12,30	0,41	-	- 0,03	0,37
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2,23	12,37	0,44	0,00	- 0,03	0,41

Fuente: CNMC

2.2.2. Año 2022

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2022 alcanzó los 1,54 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 100.971 miles €³⁹.

³⁹ Se hace notar que, con fecha 28 de noviembre de 2023, la SSR de la CNMC aprobó el pago del importe de 106.133 miles € en concepto de retribución específica de las instalaciones de generación ubicadas en los TNP correspondiente al ejercicio 2022 en la liquidación provisional N° 15 de 2022 —de las aportaciones presupuestarias y de las actividades del sector eléctrico—, habiendo sido financiada el 50% de dicha retribución, esto es, 53.066.599,60 euros, con cargo a los PGE en virtud de lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.

A continuación, se muestra el detalle de potencia instalada, energía generada y retribución específica (desglosada en retribución a la inversión y a la operación) atribuida a estas instalaciones en 2022, para el conjunto de los TNP y su desglose por sistemas. Se incluye la información del efecto de la suspensión del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) en el año 2022, de acuerdo con las liquidaciones a realizar por la CNMC, según el mandato contenido en los Reales Decretos-leyes 29/2021, de 21 de diciembre y 11/2022, de 25 de junio.

Cuadro III. 9 Potencia instalada, energía generada y retribución específica de las instalaciones 'categoría B' en los territorios no peninsulares. Año 2022

Total SNP						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2021 (GWh)	Retribucion inversion 2021 (M€)	Retribución operación 2021 (M€)	Ajuste IVPEE 2021 (M€)	Total retribución específica 2021 (M€)
COGENERACION	15	26	0	2	- 0	2
SOLAR FV	240	355	102	0	- 10	92
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	322	863	13	-	- 7	6
HIDRAULICA	0	3	-	-	-	-
BIOMASA	3	10	1	-	- 0	1
RESIDUOS	77	278	5	-	- 4	1
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	658	1.536	120	2	- 21	101

Baleares						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2021 (GWh)	Retribución inversión 2021 (M€)	Retribución operación 2021 (M€)	Ajuste IVPEE 2021 (M€)	Total retribución específica 2021 (M€)
COGENERACION	6	26	0	2	-0	2
SOLAR FV	77	111	34	0	-3	31
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	4	1	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	2	1	-	-0	1
RESIDUOS	75	266	4	-	-3	1
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	164	407	39	2	-7	34

Canarias						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2021 (GWh)	Retribución inversión 2021 (M€)	Retribución operación 2021 (M€)	Ajuste IVPEE 2021 (M€)	Total retribución específica 2021 (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-	-
SOLAR FV	163	244	68	-	-7	61
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	319	862	13	-	-7	6
HIDRAULICA	0	3	-	-	-	-
BIOMASA	1	9	-	-	-	-
RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	492	1.117	81	-	-13	67

Ceuta y Melilla						
Tecnología	Potencia a 31/12/2022 (MW)	Energía generada 2021 (GWh)	Retribución inversión 2021 (M€)	Retribución operación 2021 (M€)	Ajuste IVPEE 2021 (M€)	Total retribución específica 2021 (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,058	0,072	0,034	-	-0,003	0,031
SOLAR TE	-	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,168	11,695	0,189	-	-0,105	0,083
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-	-
TOTAL	2,226	11,767	0,222	-	-0,108	0,114

Fuente: CNMC

2.3. Reliquidaciones de ejercicios anteriores

Se estima que durante el ejercicio 2023 se ingresaran en torno a 22 M€ por reliquidaciones de ejercicios anteriores, como consecuencia de la actualización de parámetros establecida, entre otras, en la Orden TED/1232/2022⁴⁰.

3. Retribución adicional de la producción en los sistemas no peninsulares

En este epígrafe se estiman los costes de generación de las instalaciones enmarcadas en la “categoría A”⁴¹, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio⁴² (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) para los ejercicios 2021 al 2024, cuantificando la parte del extracoste de generación incurrido y previsto con incidencia, en su caso, en el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para el año 2024.

Al respecto, se realizan las siguientes consideraciones:

- Los datos del ejercicio 2021 (costes incurridos e ingresos realizados) se corresponden con las liquidaciones de despacho C6⁴³ que realiza el

⁴⁰ Orden TED/1232/2022, de 2 de diciembre, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al año 2022, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-21138.

⁴¹ Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

⁴² Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

⁴³ Ci, donde i es igual a 2, 3, 5, 6 etc. denota la secuencia de liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva. Para el régimen retributivo adicional, que es el que aplica a las instalaciones ‘categoría A’, las liquidaciones C2, C3 y C5 se corresponden respectivamente con las realizadas a los meses ‘m+1’, ‘m+2’ y ‘m+10’, donde ‘m’ es el mes de producción. Más allá de la C5 pueden recibirse nuevas liquidaciones (C6, C7, etc.) cuyas variaciones

Operador del Sistema (OS) que dan lugar al cierre de dicho año para las instalaciones de esta categoría.

- Los datos del ejercicio 2022 se basan en las liquidaciones de despacho C6 para el periodo enero-septiembre que realiza el OS, así como en liquidaciones mensuales⁴⁴ C5 y C4 a cuenta de la definitiva para las instalaciones de generación en los TNP.
- Los importes del ejercicio 2023 han sido calculados con los valores de las liquidaciones mensuales C2 y C3 realizadas por el OS para el periodo enero-julio y con previsiones para el periodo agosto-diciembre.
- Las previsiones del ejercicio 2024 no coinciden con las que figuran en el «Informe por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2024 [INF/DE/310/23]» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) de la CNMC en su sesión de 8 de junio de 2023; se ha actualizado la estimación realizada entonces con la mejor información disponible a la fecha de redacción de este documento.

3.1. Ejercicio 2021

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría A', de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del RD 738/2015 en b.c. en los TNP durante el año 2021 alcanzó los 11,10 TWh, con unos costes totales de generación de 2.077.569 miles € (costes fijos 428.772 miles € y costes variables 1.648.797 miles €), los cuales se desglosan por sistemas en 710.529 miles € correspondientes a Baleares, 1.272.530 miles € a Canarias y 94.510 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.648.797 €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición

respecto a las anteriores no guarden ya relación con las sucesivas actualizaciones en el sistema de medidas eléctricas, sino por ejemplo con revisiones de los precios de combustibles regulatoriamente reconocidos mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM.

Para 2021 se dispone de liquidaciones C6 para los doce meses del año.

final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio⁴⁵ —además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A— la cuantía de la retribución por '*otros costes operativos (financiación del OS e Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica)*' definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre.

Por otro lado, se recuerda que la Circular 3/2020, de 15 de enero⁴⁶, de la CNMC eliminó, a partir del 25 de enero de 2020, el peaje de acceso aplicable a las redes de transporte y distribución de electricidad, entre otros, a los productores de energía eléctrica por la energía neta vertida a la red establecido en la disposición final tercera del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre. Por tanto, no aplica para el ejercicio 2021 y siguientes.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones 'categoría A' en los TNP en el año 2021 alcanzan un total de 1.963.487 miles € (648.963 miles € correspondientes a Baleares, 1.222.920 miles € a Canarias y 91.604 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (1.464.873 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (498.614 miles €), lo cuales se desglosan en 306.348 miles € a cargo de PGE⁴⁷ y en 192.266 miles € a cargo del sistema eléctrico. Los dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC. Los ingresos con cargo a PGE son efectivos a medida que se

⁴⁵ Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

⁴⁶ Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

⁴⁷ Con fecha 13 de julio de 2023, la SSR de la CNMC aprobó la Resolución por la que se incorporan los recálculos (C6) remitidos por el OS con fechas 18 y 19 de abril de 2023 a la liquidación provisional nº 15 de 2021 de las aportaciones presupuestarias en concepto de compensación por los extracostes de generación en los sistemas eléctricos de los TNP (en adelante LIQ 15/2021), todo ello tomando como base las previsiones normativas contenidas en el RD 680/2014 (que, al respecto de las aportaciones presupuestarias, habilita a la CNMC para liquidar la compensación que corresponda en función de los desembolsos realizados con cargo a los Presupuestos). Estos recálculos incluían los elevados precios definitivos de los combustibles líquidos para el 2S 2021 los cuales no fueron contemplados en la precitada LIQ 15/2021 debido a que fueron publicados con posterioridad (BOE 3 de febrero de 2023).

producen los correspondientes libramientos del Tesoro, y siempre de acuerdo con el resultado del despacho realizado por el OS, tomando dicho valor de despacho como límite. Los ingresos mensuales con cargo al sistema eléctrico se calculan de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72.4.b) del RD 738/2015, en su redacción dada por el punto seis de la disposición final tercera del RD 647/2020, con el objeto de ajustar las liquidaciones provisionales y anual a los costes de generación que efectivamente se reconozcan a los grupos generadores en estos territorios.

En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo negativo de 114.082 miles € (1.963.487 miles € - 2.077.569 miles de €), que correspondería pagar íntegramente con cargo al sistema eléctrico.

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2021 asciende a 612.696 miles €, (141.561 miles € correspondientes a Baleares, 425.269 miles € a Canarias y 45.866 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.077.569 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 1.464.873 miles €. El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos— a cuenta de la liquidación definitiva—, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro III. 10 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2021

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.187	6.525	390	11.102
Coste generación SNP (A)	miles €	710.529	1.272.530	94.510	2.077.569
Retribución costes fijos	miles €	200.256	199.038	29.478	428.772
Retribución costes variables (1)	miles €	510.273	1.073.492	65.032	1.648.797
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	568.968	847.261	48.644	1.464.873
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	141.561	425.269	45.866	612.696
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	79.995	375.659	42.960	498.614
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	70.780	212.635	22.933	306.348
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	9.215	163.024	20.027	192.266
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	-61.566	-49.610	-2.906	-114.082
Con cargo a PGE [(C PGE) - (50% PGE)]		0	0	0	0
Con cargo a sector eléctrico [(C SE) - (50% SE)]		-61.565	-49.611	-2.906	-114.082

Nota: (1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS, impuestos especiales e impuesto sobre el valor de la producción (7%).

Fuente: CNMC

3.2. Ejercicio 2022

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría A’ en b.c. en los TNP durante el año 2022 alcanzó los 12,15 TWh, con unos costes totales de generación de 3.856.278 miles € (costes fijos 376.718 miles € y costes variables 3.479.560 miles €), los cuales han sido determinados sobre la base de las liquidaciones excepcionales de despacho C6 para el periodo enero - septiembre de 2022, así como las liquidaciones mensuales finales y finales provisionales para el resto de los meses del año, las cuales ya incluirían los precios definitivos de los combustibles para el ejercicio 2022 publicados en las

Resoluciones de la DGPEM de fechas 7⁴⁸ y 15⁴⁹ de junio, y de 21⁵⁰ de septiembre, de 2023.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (3.479.560 €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio⁵¹ —además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A— la cuantía de la retribución por *‘otros costes operativos (financiación del OS⁵²)’* definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones *‘categoría A’* en los TNP en el año 2022 alcanzan un total de 3.751.95 miles € (1.619.878 miles € correspondientes a Baleares, 2.018.664 miles € a Canarias y 113.423 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (2.313.438 miles €) y ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (1.438.527 miles €), los cuales se desglosan en 656.130 miles € a cargo de PGE —1.093 miles € en concepto de cuotas extraordinarias a abonar a la CORES en ejecución de la Sentencia del Tribunal Supremo 1337/2021 de fecha 16 de noviembre de 2021 recaída en el recurso contencioso-administrativo número 301/2020 interpuesto

⁴⁸ Resolución de 7 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del combustible gas natural del año 2022 a aplicar en la liquidación de dicho ejercicio de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

⁴⁹ Resolución de 15 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diesel oil, y gasoil en el segundo semestre del año 2022, a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

⁵⁰ Resolución de 21 de septiembre de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diesel oil, gasoil, y hulla en el primer semestre del año 2023 a aplicar en la liquidación de dicho período de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

⁵¹ Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

⁵² La aplicación del IVPEE estuvo suspendida durante los cuatro trimestres del año 2022.

contra la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto⁵³— y en 782.397 miles € a cargo del sistema eléctrico. Los dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC.

En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo negativo de 104.313 miles € (3.751.965 - 3.856.278 miles €), correspondiendo un importe negativo de 115.290 miles € a pagar con cargo a PGE y una cuantía de 10.977 miles € a devolver por parte del sistema eléctrico.

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2022 asciende a 1.542.840 miles €, (786.910 miles € correspondientes a Baleares, 714.044 miles € a Canarias y 41.886 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 3.856.278 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 2.313.438 miles €. El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos— a cuenta de la liquidación definitiva—, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

⁵³ Orden TED/456/2020, de 27 de mayo, por la que se aprueban cuotas extraordinarias a abonar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos como consecuencia de los efectos de la crisis ocasionada por el COVID-19.

Cuadro III. 11 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2022

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.899	6.879	380	12.158
Coste generación SNP (A)	miles €	1.710.175	2.033.213	112.890	3.856.278
Retribución costes fijos	miles €	158.399	189.208	29.111	376.718
Retribución costes variables (1)	miles €	1.551.776	1.844.005	83.780	3.479.560
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	923.265	1.319.169	71.004	2.313.438
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	786.910	714.044	41.886	1.542.840
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	696.613	699.495	42.419	1.438.527
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	316.900	318.488	20.742	656.130
Liquidaciones provisionales Nº 1 a 15	miles €	316.900	318.488	19.649	655.037
Orden TED/1315/2022 DA 1º	miles €	0	0	1.093	1.093
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	379.713	381.007	21.677	782.397
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	-90.297	-14.549	532	-104.313
Con cargo a PGE [(C PGE) - (50% PGE)]		-76.555	-38.534	-201	-115.290
Con cargo a sector eléctrico [(C SE) - (50% SE)]		-13.742	23.985	734	10.977

Nota: (1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS e impuestos especiales.

Fuente: CNMC

3.3. Ejercicio 2023

En coherencia con las previsiones de la CNMC de la demanda en b.c y de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el cierre del ejercicio 2023, se estima que la producción de energía eléctrica en b.c a partir de instalaciones ‘categoría A’ en los TNP durante 2023 alcance los 10,89 TWh, cuantía inferior en 1,27 TWh a su homóloga en 2022, debido, entre otros aspectos, a una mayor programación del cable Península – Baleares —que supondrá primordialmente un consumo menor del gas natural en el archipiélago balear— todo ello de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre⁵⁴.

⁵⁴ Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del "Plan + seguridad para tu energía (+SE)", así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía.

Los costes totales de generación se estiman en 2.750.910 miles de € (costes fijos 382.863 miles € y costes variables 2.368.047 miles €), los cuales han sido determinados sobre la base de las liquidaciones mensuales e intermedias realizadas por el OS para el periodo enero-julio de 2023 y las previsiones para el periodo agosto-diciembre de dicho año que figuran en el documento «*Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2023 y previsión de 2024 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla*» elaborado por el citado operador, una vez escalada la demanda estimada por el OS a la estimada por la CNMC y teniendo en cuenta el incremento experimentado por i) los precios de los combustibles (gas natural y resto de combustibles fósiles) y ii) los derechos de emisión en el ejercicio 2023, ascendiendo estos últimos a 84,72 €/tCO₂ de acuerdo con la plataforma SENDECO2 para los meses de enero a octubre y el mercado de futuros de la plataforma *European Energy Exchange* (EEX) para los meses restantes de fecha 30 de octubre de 2023.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (2.368.047 miles €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del RD 647/2020 —además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A— la cuantía de la retribución por los denominados «*otros costes operativos (financiación del OS⁵⁵)*» definidos en el artículo 36 del RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre.

Los ingresos obtenidos por las instalaciones «categoría A» en los TNP en el año 2023 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzarían un total de 1.226.992 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 430.614 miles € correspondientes a Baleares, 756.907 miles € a Canarias y 39.471 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

La previsión de ingresos se ha elaborado teniendo en cuenta los pagos reales realizados por el OS entre los meses de enero a septiembre de 2023 por la energía producida en esos meses. Adicionalmente, para los meses de octubre a diciembre, se ha considerado la demanda prevista por esta CNMC para esos meses y un PMP estimado igual a 93,05 €/MWh, el cual ha sido obtenido como el promedio de los precios del mercado diario para el mes de octubre, así como

⁵⁵ La aplicación del IVPEE estuvo suspendida durante todo el año 2023.

los precios base futuros publicados por OMIP a fecha 31 de octubre de 2023 para los meses restantes. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2022 (último año natural completo disponible), lo cual da lugar a precios de 104,69 €/MWh en Baleares, 106,52 €/MWh en Canarias y 103,73 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2023 asciende a 1.523.918 miles €, (334.889 miles € correspondientes a Baleares, 1.117.828 € a Canarias y 71.201 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.750.910 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 1.226.992 miles €.

El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro III. 12 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2023

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.724	6.799	370	10.893
Coste generación SNP (A)	miles €	765.503	1.874.735	110.672	2.750.910
Retribución costes fijos	miles €	159.622	191.792	31.449	382.863
Retribución costes variables (1)	miles €	605.881	1.682.943	79.223	2.368.047
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	430.614	756.907	39.471	1.226.992
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	334.889	1.117.828	71.201	1.523.918
Financiada con cargo a PGE	miles €	167.444	558.914	35.601	761.959
Financiada con cargo a peajes de acceso	miles €	167.444	558.914	35.601	761.959

Nota: (1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS e impuestos especiales.

Fuente: CNMC

3.4. Ejercicio 2024

Los valores mostrados a continuación no coinciden con los que figuran en el «Informe por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2024» [INF/DE/310/23] aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 8 de junio de 2023, porque a la fecha de elaboración de este documento se considera que se dispone de una mejor previsión de: i) la producción b.c. en los TNP, ii) los costes variables de generación (debido a las proyecciones de los precios de los combustibles, así como de los derechos de emisión en los últimos meses) y iii) el PMP para ese ejercicio.

Esta nueva previsión de retribución adicional, superior a la proporcionada en junio, se basa en la estimación para el 2024 remitida por el OS en el marco de la elaboración de este informe durante el mes de septiembre, que figura en los documentos «Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2023 y previsión de 2024 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla», si bien los costes variables han sido adaptados conforme a: i) la previsión de la demanda considerada por la CNMC —ligeramente inferior a la contemplada por el OS— y considerando asimismo las previsiones de la CNMC de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, ii) las proyecciones de los precios del gas natural y de los hidrocarburos líquidos para el año 2024 a fecha 30 de octubre de 2023, una vez obtenida la proporción que los costes variables de estos combustibles representan en los costes variables de generación de cada sistema eléctrico de los TNP y iii) el precio de los derechos de emisión para el ejercicio 2024, el cual ascendería a 82,68 €/tCO₂ de acuerdo con el mercado de futuros de la plataforma *European Energy Exchange* (EEX) de fecha 30 de octubre de 2023.

Se estima que la producción de energía eléctrica en b.c. a partir de instalaciones 'categoría A' en los TNP durante 2024 alcance los 10,35 TWh, cuantía inferior en 0,54 TWh a su homóloga en 2023, debido, entre otros aspectos, a un incremento de la programación del cable Península–Baleares y a la progresión del autoconsumo.

Los costes totales de generación se estiman en 3.003.137 miles € (costes fijos 352.029 miles € y costes variables 2.651.108 miles €). Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (2.651.108 miles €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del RD 647/2020 —además de los costes variables de generación de liquidación

de las instalaciones categoría A— la cuantía de la retribución por los denominados *‘otros costes operativos (financiación del OS e Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica)’* definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015. No incluye el impuesto especial sobre el carbón que establece la Ley 38/1992, de 28 de diciembre ya que se ha estimado una producción nula para este combustible en el repetido ejercicio.

Los ingresos reconocidos a las instalaciones *‘categoría A’* en los TNP en el año 2024 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzan un total de 1.386.447 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 438.351 miles € correspondientes a Baleares, 899.296 miles € a Canarias y 48.800 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El PMP estimado para 2024 es igual a 117,85 €/MWh, el cual se corresponde con el previsto en el contrato carga base con subyacente precio contado español con liquidación año 2024 de fecha 31 de octubre de 2023. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2022, lo cual da lugar a precios de 132,48 €/MWh en Baleares, 134,80 €/MWh en Canarias y 131,27 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2024 ascendería a 1.616.690 miles €, (270.361 miles € correspondientes a Baleares, 1.260.580 miles € a Canarias y 85.749 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 3.003.137 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 1.386.447 miles €.

El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional⁵⁶.

⁵⁶ Bajo estas mismas hipótesis, de mantenerse la suspensión del IVPEE durante todo el ejercicio 2024, la retribución por costes variables se reduciría hasta los 2.440.889 miles de euros, siendo la retribución adicional 1.406.471 miles de euros, financiada al 50% entre el sector eléctrico y los PGE.

Cuadro III. 13 Retribución adicional de los sistemas no peninsulares. Año 2024

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.309	6.671	372	10.352
Coste generación SNP (A)	miles €	708.712	2.159.876	134.549	3.003.137
Retribución costes fijos	miles €	128.951	190.442	32.636	352.029
Retribución costes variables (1)	miles €	579.761	1.969.434	101.913	2.651.108
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	438.351	899.296	48.800	1.386.447
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	270.361	1.260.580	85.749	1.616.690
Financiada con cargo a PGE	miles €	135.181	630.290	42.875	808.345
Financiada con cargo a peajes de acceso	miles €	135.181	630.290	42.875	808.345

Nota: (1) Incluye costes variables de generación, financiación del OS e impuesto sobre el valor de la producción (7%).

Fuente: CNMC

4. Cuotas

El importe correspondiente a la retribución de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear es el resultado de aplicar las tasas establecidas en la normativa vigente a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2023 y 2024 (véase Cuadro III. 14).

Cuadro III. 14 Previsión de cierre de 2023 y 2024 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear

	2023 (miles €)	2024 (miles €)
Previsión de ingresos (1) (2)	9.615.807	8.931.852

Concepto de coste	%	Importe cuotas (miles €)	%	Importe cuotas (miles €)
CNMC	0,150	14.424	0,150	13.398
2ª parte de combustible nuclear	0,001	96	0,001	89

(1) Se excluyen los ingresos del acuerdo ETSO y los ingresos de las rentas de gestión de restricciones.

(2) La previsión de ingresos del ejercicio 2024 se corresponde con los ingresos necesarios para cubrir los costes de acceso previstos para el ejercicio, descontados los ingresos externos.

Fuente: CNMC

5. Anualidades para la financiación del déficit

5.1. Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2024 para financiar el déficit ex ante será de 0 euros, puesto que dicho déficit ha sido saldado con fecha 29/5/2023 (véase Cuadro III. 15).

La Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, establece en su artículo 12 que *“los derechos de cobro adjudicados, correspondientes a la financiación del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, deberán ser satisfechos en un plazo máximo de 15 años desde la fecha de su desembolso”*. Puesto que la fecha de desembolso fue el 18 de junio de 2008, los derechos de cobro del déficit debían ser satisfechos antes del 18 de junio de 2023.

La fecha de cobros y pagos de la liquidación inmediatamente anterior al 18 de junio tuvo lugar el día 29 de mayo de 2023, correspondiéndose a la liquidación provisional 3/2023, por lo que los intereses se calcularon desde el 31/12/2022 hasta la fecha de satisfacción del derecho de cobro del 29 de mayo de 2023, de conformidad con la fórmula establecida en el artículo 3.5 de la Orden ITC/694/2008.

Cuadro III. 15 Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante en 2024

TITULIZACION DEL DEFICIT EX ANTE DE LA SUBASTA DEL 12 DE JUNIO DE 2008		
IMPORTE PENDIENTE DE COBRO A 31-12-23 (miles de euros)		
(+) IdPC a 31-12-22	43.210,92	Importe definitivo pendiente de cobro 31-12-22
i(n) 2022 + difer (%)	2,501%	Media del euribor a 3 meses de noviembre 2022, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2023	441,16	Intereses devengados hasta el 29/5/2023 según artículos 3, 8 y concordantes de Orden ITC/694/2008 de 7 de marzo y Resolución extinta CNE de 12 de junio de 2008.
(-) Anualidad 2023	43.652,08	anualidad año 2023 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008
(=) IPC a 31-12-23	0,00	Importe pendiente de cobro a 31-12-2023
ANUALIDAD 2024 (miles de euros)		
ANUALIDAD 2024	0,00	anualidad año 2024

Fuente: CNMC

5.2. Déficit 2013

De conformidad con lo establecido en el R.D. 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico en el año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores, la anualidad para recuperar el derecho de cobro del Déficit 2013, es constante a lo largo del periodo 2015-2028, y asciende a 277.761,01 miles de euros. El tipo de interés es fijo a lo largo de dicho periodo y asciende al 2,195%.

5.3. Anualidad correspondiente a FADE

Hasta la fecha actual se han realizado, en total, 83 emisiones de FADE. Once de ellas en 2011 (de la 1ª a la 11ª), 18 en 2012 (de la 12ª a la 29ª), 16 en 2013 (de la 30ª a la 45ª), 3 en 2014 (de la 46ª a la 48ª), 7 en 2015 (de la 49ª a la 55ª), 12 en 2016 (de la 56ª a la 67ª), 8 en 2017 (de la 68ª a la 75ª), 4 en 2018 (de la 76ª a la 79ª), 3 en 2019 (de la 80ª a la 82ª) y 1 en 2020 (la 83ª). Las empresas eléctricas han cedido derechos de cobro a FADE como consecuencia de todas las emisiones hasta la 45ª (excepto en las emisiones 23ª, 24ª y parcialmente en la 31ª, 40ª y 45ª). Desde la emisión 46ª hasta la 83ª, el importe recaudado ha servido para refinanciar vencimientos de bonos emitidos por FADE.

En los años 2021, 2022 y 2023 no se ha realizado ninguna nueva emisión de FADE.

Para calcular el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2023 de los derechos cedidos a FADE, se ha seguido el procedimiento establecido en el

artículo 9.2.ii del R.D. 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. Los intereses se calculan con el tipo de interés con el que se fijó la anualidad de 2023, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2022, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro III. 16 Importe pendiente de cobro a 31/12/2023 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2022 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses (€)	Anualidad 2023 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2023 (€)
1ª	504.326.142,66	2,011%	12.375.699,34	171.044.583,60	343.423.557,79
2ª	516.420.410,91	2,011%	12.593.433,94	170.832.846,11	355.972.779,27
3ª	529.521.417,54	2,011%	12.826.516,35	170.451.976,58	369.718.116,66
4ª	276.316.678,38	2,011%	6.627.818,19	85.379.294,70	196.494.112,08
5ª	455.937.992,75	2,011%	10.684.044,23	127.116.981,26	337.989.924,52
6ª	98.667.149,21	2,011%	2.295.853,84	26.623.401,01	74.027.944,57
7ª	30.024.803,48	2,011%	698.637,40	8.101.606,15	22.526.996,13
8ª	38.475.317,28	2,011%	893.407,25	10.280.184,54	28.968.871,37
9ª	30.352.254,55	2,011%	704.064,10	8.070.314,34	22.892.324,05
10ª	181.632.790,89	2,011%	4.206.821,06	47.944.166,56	137.341.259,75
11ª	46.614.643,17	2,011%	1.079.647,91	12.304.497,47	35.247.566,17
12ª	81.443.720,97	2,011%	1.876.147,41	20.942.479,87	62.139.074,32
13ª	73.689.582,69	2,011%	1.697.522,14	18.948.576,81	56.222.903,39
14ª	119.555.904,01	2,011%	2.752.785,34	30.670.695,61	91.289.477,63
15ª	53.779.557,09	2,011%	1.237.688,69	13.764.311,75	41.096.752,23
16ª	52.772.763,62	2,011%	1.214.518,24	13.506.633,55	40.327.390,35
17ª	65.501.652,62	2,011%	1.507.462,30	16.764.458,76	50.054.432,10
18ª	77.547.736,55	2,011%	1.783.845,01	19.801.297,83	59.305.923,70
19ª	191.360.376,50	2,011%	4.399.817,90	48.749.072,16	146.459.561,51
20ª	43.616.037,08	2,011%	1.002.833,63	11.111.189,15	33.381.966,43
21ª	41.372.687,52	2,011%	950.360,74	10.490.961,85	31.713.730,42
22ª	281.944.789,41	2,011%	6.467.456,89	71.001.148,68	216.613.550,44
25ª	29.614.914,85	2,011%	660.992,08	6.457.251,37	23.753.219,42
26ª	43.042.673,95	2,011%	960.022,50	9.348.414,67	34.559.847,46
27ª	677.838.389,69	2,011%	15.087.284,03	145.516.735,70	545.952.984,01
28ª	38.704.125,52	2,011%	860.889,68	8.277.026,85	31.205.438,63
29ª	62.859.486,82	2,011%	1.396.764,33	13.365.851,47	50.757.739,63
30ª	65.830.761,47	2,011%	1.461.813,27	13.944.486,73	53.210.131,35
31ª Cesión	275.337.666,26	2,011%	6.105.994,31	57.883.619,97	222.991.086,75
32ª	35.090.455,01	2,011%	776.422,48	7.281.117,05	28.515.007,01
33ª	67.806.322,51	2,011%	1.499.826,64	14.043.465,75	55.126.441,91
34ª	27.242.760,49	2,011%	602.590,09	5.642.287,62	22.148.324,79
35ª	38.813.501,24	2,011%	857.983,07	8.009.069,47	31.584.971,28
36ª	35.726.121,76	2,011%	788.258,21	7.291.377,30	29.153.196,77
37ª	608.134.886,65	2,011%	13.413.702,74	123.889.164,20	496.475.315,03
38ª	30.807.269,56	2,011%	678.484,03	6.219.549,30	25.207.254,45
39ª	743.075.127,57	2,011%	16.335.764,60	148.414.620,34	609.603.748,05
40ª Cesión	26.265.785,39	2,011%	577.086,38	5.227.484,06	21.566.506,27
41ª	885.419.002,46	2,011%	19.235.727,63	164.332.109,06	738.892.669,54
42ª	117.974.534,71	2,011%	2.561.034,47	21.788.784,50	98.558.218,10
43ª	197.851.922,18	2,011%	4.295.042,09	36.541.385,02	165.289.339,31
44ª	135.707.077,23	2,011%	2.945.979,00	25.063.817,95	113.372.328,60
45ª Cesión	493.550.235,62	2,011%	10.698.003,90	90.272.026,68	413.203.504,17
Total FADE	8.427.567.429,77	-	191.676.047,43	2.032.710.323,40	6.564.335.487,38

Fuente: CNMC

Una vez obtenido el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2024 aplicando la fórmula del artículo 10.1 del R.D. 437/2010, teniendo en

cuenta el número de pagos anuales pendientes para la satisfacción del derecho (que varía entre 2,07 años para la emisión 1ª y 4,85 años para la emisión 45ª), y el tipo de interés de actualización, que asciende al 2,493%, con la información disponible a fecha actual.

Este tipo de interés se calcula siguiendo la fórmula del artículo 8.2 del R.D. 437/2010, como la tasa interna de rendimiento (TIR) media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2023, incluidas comisiones, más un diferencial de 30 puntos básicos, y debe ser comunicado a la CNMC por parte de la Sociedad Gestora del Fondo de Titulización en fecha 30 de noviembre de 2023, en los términos establecidos en el artículo 10.1 del R.D. 437/2010.

El tipo de interés se ha calculado con los datos disponibles a fecha actual, teniendo en cuenta la amortización de bonos de fecha 17 de marzo de 2023 y 17 de junio de 2023. La próxima amortización de bonos prevista tendrá lugar el 17 de diciembre de 2023, por lo que, al ser posterior al 30 de noviembre de 2023, no tendrá impacto en el tipo de interés a considerar para el año 2024.

La anualidad de FADE para 2024 se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro III.17. Anualidades provisionales para 2024 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2023 (€)	Tipo de interés (%)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2024 (€)
1ª	343.423.557,79	2,493%	2,07	172.281.760,25
2ª	355.972.779,27	2,493%	2,15	172.100.430,36
3ª	369.718.116,66	2,493%	2,24	171.752.570,23
4ª	196.494.112,08	2,493%	2,38	86.058.666,68
5ª	337.989.924,52	2,493%	2,76	128.241.080,99
6ª	74.027.944,57	2,493%	2,89	26.866.890,86
7ª	22.526.996,13	2,493%	2,89	8.175.701,08
8ª	28.968.871,37	2,493%	2,93	10.375.161,07
9ª	22.892.324,05	2,493%	2,95	8.145.249,90
10ª	137.341.259,75	2,493%	2,98	48.392.690,51
11ª	35.247.566,17	2,493%	2,98	12.419.607,65
12ª	62.139.074,32	2,493%	3,09	21.143.757,13
13ª	56.222.903,39	2,493%	3,09	19.130.690,75
14ª	91.289.477,63	2,493%	3,10	30.966.183,40
15ª	41.096.752,23	2,493%	3,11	13.897.239,95
16ª	40.327.390,35	2,493%	3,11	13.637.073,25
17ª	50.054.432,10	2,493%	3,11	16.926.360,74
18ª	59.305.923,70	2,493%	3,12	19.992.988,27
19ª	146.459.561,51	2,493%	3,13	49.222.130,56
20ª	33.381.966,43	2,493%	3,13	11.219.011,54
21ª	31.713.730,42	2,493%	3,15	10.593.253,29
22ª	216.613.550,44	2,493%	3,18	71.698.391,14
25ª	23.753.219,42	2,493%	3,86	6.530.848,28
26ª	34.559.847,46	2,493%	3,88	9.455.396,70
27ª	545.952.984,01	2,493%	3,94	147.202.221,36
28ª	31.205.438,63	2,493%	3,96	8.373.280,80
29ª	50.757.739,63	2,493%	3,99	13.522.211,51
30ª	53.210.131,35	2,493%	4,01	14.108.261,21
31ª Cesión	222.991.086,75	2,493%	4,05	58.568.804,81
32ª	28.515.007,01	2,493%	4,12	7.368.484,44
33ª	55.126.441,91	2,493%	4,13	14.212.300,46
34ª	22.148.324,79	2,493%	4,13	5.710.120,87
35ª	31.584.971,28	2,493%	4,15	8.105.727,23
36ª	29.153.196,77	2,493%	4,21	7.380.384,82
37ª	496.475.315,03	2,493%	4,22	125.404.370,91
38ª	25.207.254,45	2,493%	4,27	6.296.335,09
39ª	609.603.748,05	2,493%	4,33	150.267.499,83
40ª Cesión	21.566.506,27	2,493%	4,35	5.292.987,95
41ª	738.892.669,54	2,493%	4,76	166.546.729,58
42ª	98.558.218,10	2,493%	4,79	22.083.927,03
43ª	165.289.339,31	2,493%	4,79	37.036.360,63
44ª	113.372.328,60	2,493%	4,79	25.403.322,83
45ª Cesión	413.203.504,17	2,493%	4,85	91.507.293,92
Total FADE	6.564.335.487,38	-	-	2.053.613.759,86

Fuente: CNMC

Esta anualidad estará sometida a los ajustes derivados de emisiones para refinanciación y amortizaciones de bonos que se produzcan durante el ejercicio 2024.

Como en los últimos años no se han realizado emisiones para refinanciación, debido al uso de la línea de crédito con el ICO que ha sido suficiente para cubrir desfases transitorios de tesorería, se ha estimado que tampoco va a resultar necesario realizar ninguna emisión de refinanciación en 2024, de conformidad con el análisis realizado en el apartado 6.2 “Proyección del Activo y Pasivo del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE)” del Acuerdo de la Sala de Supervisión Regulatoria de 19 de enero de 2023, “por el que se emite informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico” (INF/DE/003/23).

En ausencia de emisiones de refinanciación, los ajustes en la anualidad vienen dados por las amortizaciones de bonos que se producirán en 2024, las cuales son conocidas, en fecha e importe.

Aplicando la metodología indicada en el artículo 10 del R.D. 437/2010, en el apartado 1, que define el ajuste a realizar a la anualidad que percibe el Fondo en el ejercicio en curso, el ajuste total a realizar previsto para 2024 (con la información disponible a fecha 2 de octubre de 2023) sobre la anualidad calculada de 2.053.613.759,86 € se compondría de:

- Un ajuste de 24.376.345,10 € por la amortización de bonos que realizará FADE el 17/3/2024.
- Un ajuste de 15.673.475,01 € por la amortización de bonos que realizará FADE el 17/09/2024.

Por lo que, el ajuste total previsto para 2024 sobre la anualidad de FADE, considerando las dos amortizaciones de bonos previstas para el 17/3/2024 y para el 17/9/2024, ascendería a **40.049.820,11 €**.

Con todo ello, y a efectos de asegurar la suficiencia de los cargos, **se considera necesario que los cargos se dimensionen para financiar tanto la anualidad de 2024 de 2.053.613.759,86 €, como los ajustes que se producirán en 2024** derivados de amortizaciones de bonos de FADE, cuya fecha e importe son conocidos a fecha actual, **y que ascienden a 40.049.820,11 €**.

6. Saldo de los pagos por capacidad

De acuerdo con el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad para los años 2023 y 2024.

Se estiman unos derechos de cobro por incentivo a la inversión 57,9 M€ y 47,5 M€ para los años 2023 y 2024, respectivamente (véase Cuadro III. 18).

A efectos del cobro del incentivo a la inversión se ha tenido en cuenta que en el ejercicio 2023 pierden el derecho de cobro el grupo 4 de la central de ciclo combinado de Castellón y el grupo 3 de Escatrón, el grupo 5 de la central de Puentes de García Rodríguez y el grupo 3 de la central de Sabón. Durante el 2024 el grupo 4 de Soto Ribera.

Cuadro III. 18 Derechos de cobro de los pagos por capacidad estimados para 2023 y 2024.

Pagos por capacidad (miles de €)	2023	2024
Incentivo inversión	57.915	47.521
Hidráulica	10.633	10.633
CCG	47.283	36.889
Total	57.915	47.521

Fuente: CNMC y OS

Por otra parte, en el Cuadro III. 19 se muestra los ingresos de los pagos por capacidad para 2023 que se han calculado aplicando los precios de los pagos por capacidad establecidos en la Orden TED/1312/2022 a la demanda en consumo prevista para el sistema peninsular por la CNMC para 2023 una vez ha sido incrementada con los coeficientes de pérdidas estándares establecidos en la Circular 3/2020.

Cuadro III. 19 Ingresos procedentes de la aplicación de precios por los pagos por capacidad estimados para el ejercicio 2023.

	Demanda en consumo peninsular (MWh)	Demanda en b.c. peninsular (MWh)	Ingresos de los pagos por capacidad 2023 (miles €)
BAJA TENSION	95.050	111.387	38.917
2.0 TD	64.568	75.681	25.329
3.0 TD	30.460	35.679	13.578
3.0 TDVE	22	26	10
ALTA TENSION	109.507	115.587	16.024
6.1 TD	61.024	65.288	9.639
6.1 TDVE	5	5	1
6.2 TD	21.693	22.814	3.112
6.3 TD	9.821	10.235	1.262
6.4 TD	16.965	17.245	2.010
TOTAL	204.557	226.974	54.941

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro III. 20 se muestra el desvío de los pagos por capacidad previsto para el cierre de 2023 y 2024. Por lo que se refiere a los ingresos de los pagos por capacidad para 2024, se estiman equivalentes al coste previsto para el ejercicio, conforme a la disposición final sexta del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico.

Cuadro III. 20 Previsión del superávit/déficit de los pagos por capacidad para 2023 y 2024.

	2023	2024
Déficit (-)/ Superavit (+) Pagos por Capacidad (miles €) (A) - (B)	- 2.975	-
Ingresos Pagos por capacidad (A)	54.941	47.521
Coste Pagos por Capacidad (B)	57.915	47.521
Incentivo a la inversión	57.915	47.521

Fuente: CNMC

ANEXO IV. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2022

BALANCES DE POTENCIA. AÑO 2022

Flujos de potencia (MW). Periodo 1

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	26.998	12.347	6.087	6.293	0	1.864	5,43%	407	1,53%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.957	0	5.491	10.380	0	1.191	3,47%	242	1,42%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.685	0	0	14.223	4	2.776	8,09%	260	1,53%
1 kV < NT < 30 kV	1.027	0	0	0	22.432	8.803	25,66%	688	2,20%
NT ≤ 1 kV	39	0	0	0	0	19.677	57,35%	2.798	14,22%
Total	38.705	12.347	11.578	30.895	22.436	34.311	100,00%	4.394	

Flujos de potencia (MW). Periodo 2

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	27.262	11.820	6.795	6.539	0	1.872	5,21%	237	0,88%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.753	0	4.807	9.323	0	1.227	3,41%	216	1,40%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.017	0	0	13.269	4	3.127	8,70%	219	1,33%
1 kV < NT < 30 kV	1.644	0	0	0	18.947	11.315	31,49%	514	1,70%
NT ≤ 1 kV	1.589	0	0	0	0	18.386	51,18%	2.154	11,71%
Total	39.265	11.820	11.602	29.131	18.951	35.926	100,00%	3.339	

Flujos de potencia (MW). Periodo 3

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	26.629	11.266	6.700	6.351	0	2.063	5,89%	248	0,94%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.769	0	4.545	9.060	0	1.238	3,54%	193	1,30%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.453	0	0	12.445	4	3.047	8,70%	203	1,31%
1 kV < NT < 30 kV	1.750	0	0	0	17.920	11.199	31,99%	487	1,67%
NT ≤ 1 kV	1.538	0	0	0	0	17.457	49,87%	2.004	11,48%
Total	38.139	11.266	11.245	27.856	17.923	35.004	100,00%	3.135	

Flujos de potencia (MW). Periodo 4

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	27.163	11.793	6.720	6.401	0	2.049	5,85%	200	0,74%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.434	0	4.590	9.187	0	1.263	3,60%	187	1,24%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.630	0	0	12.576	4	3.159	9,01%	201	1,28%
1 kV < NT < 30 kV	1.558	0	0	0	18.054	11.178	31,89%	491	1,68%
NT ≤ 1 kV	1.377	0	0	0	0	17.404	49,65%	2.031	11,67%
Total	38.163	11.793	11.311	28.164	18.058	35.053	100,00%	3.110	

Flujos de potencia (MW). Periodo 5

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	23.591	10.352	5.412	5.612	0	2.015	6,52%	200	0,85%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.761	0	4.262	8.608	0	1.043	3,37%	201	1,44%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.605	0	0	11.203	3	2.860	9,26%	212	1,51%
1 kV < NT < 30 kV	1.555	0	0	0	17.252	9.201	29,77%	525	1,99%
NT ≤ 1 kV	739	0	0	0	0	15.784	51,08%	2.211	14,01%
Total	34.251	10.352	9.674	25.423	17.255	30.902	100,00%	3.349	

Flujos de potencia (MW). Periodo 6

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	25.061	11.133	6.021	5.482	0	2.212	7,38%	213	0,86%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.415	0	4.494	8.649	0	1.176	3,93%	229	1,60%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.025	0	0	13.189	4	2.101	7,02%	245	1,60%
1 kV < NT < 30 kV	650	0	0	0	20.661	6.623	22,11%	687	2,52%
NT ≤ 1 kV	-1	0	0	0	0	17.837	59,56%	2.826	15,84%
Total	34.150	11.133	10.514	27.321	20.665	29.949	100,00%	4.201	

Fuente: CNMC

BALANCES DE ENERGÍA. AÑO 2022

Flujos de energía (MWh). Periodo 1

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	16.989.512	7.499.759	4.109.055	3.942.409	0	1.266.995	5,66%	171.294	1,02%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	2.822.571	0	3.120.268	6.227.755	0	821.757	3,67%	152.550	1,50%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.515.361	0	0	8.538.036	2.445	1.983.476	8,85%	220.727	2,10%
1 kV < NT < 30 kV	905.717	0	0	0	12.392.269	6.777.419	30,25%	444.229	2,32%
NT ≤ 1 kV	469.917	0	0	0	0	11.553.753	51,57%	1.310.878	11,35%
Total	24.703.077	7.499.759	7.229.323	18.708.201	12.394.715	22.403.400	100,00%	2.299.677	

Flujos de energía (MWh). Periodo 2

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	20.801.099	9.061.268	5.014.105	4.813.231	0	1.694.279	6,13%	218.215	1,06%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.693.291	0	3.851.179	7.655.786	0	1.058.253	3,83%	189.342	1,51%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.429.606	0	0	10.408.575	2.976	2.603.600	9,42%	279.739	2,15%
1 kV < NT < 30 kV	1.119.393	0	0	0	15.054.676	8.395.564	30,37%	546.745	2,33%
NT ≤ 1 kV	504.655	0	0	0	0	13.889.706	50,25%	1.672.600	12,04%
Total	30.548.044	9.061.268	8.865.285	22.877.591	15.057.651	27.641.402	100,00%	2.906.642	

Flujos de energía (MWh). Periodo 3

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	19.318.573	8.412.738	4.668.985	4.399.182	0	1.663.556	6,55%	174.112	0,91%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.186.010	0	3.515.467	6.892.546	0	1.043.301	4,10%	147.433	1,29%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	3.561.894	0	0	8.999.607	2.669	2.507.098	9,86%	236.973	2,06%
1 kV < NT < 30 kV	1.003.822	0	0	0	12.678.381	8.176.738	32,17%	440.037	2,11%
NT ≤ 1 kV	601.122	0	0	0	0	12.026.043	47,32%	1.256.129	10,45%
Total	27.671.419	8.412.738	8.184.453	20.291.335	12.681.051	25.416.736	100,00%	2.254.683	

Flujos de energía (MWh). Periodo 4

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	20.980.863	9.048.443	4.954.684	4.770.841	0	2.004.741	7,05%	202.154	0,97%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.641.884	0	3.838.157	7.480.215	0	1.216.338	4,28%	155.617	1,24%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.221.436	0	0	9.903.914	2.938	2.853.506	10,03%	253.918	1,99%
1 kV < NT < 30 kV	1.224.500	0	0	0	13.817.895	9.089.734	31,96%	471.841	2,06%
NT ≤ 1 kV	787.820	0	0	0	0	13.274.665	46,68%	1.333.988	10,05%
Total	30.856.502	9.048.443	8.792.841	22.154.970	13.820.833	28.438.983	100,00%	2.417.519	

Flujos de energía (MWh). Periodo 5

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	8.081.886	3.395.471	1.837.335	1.836.041	0	922.711	8,05%	90.329	1,13%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	1.588.417	0	1.500.358	2.910.487	0	510.570	4,46%	62.473	1,27%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	1.927.635	0	0	3.957.253	1.153	1.204.472	10,51%	102.450	1,98%
1 kV < NT < 30 kV	558.700	0	0	0	5.424.769	3.643.391	31,79%	194.321	2,14%
NT ≤ 1 kV	314.418	0	0	0	0	5.178.048	45,19%	562.292	10,86%
Total	12.471.057	3.395.471	3.337.693	8.703.780	5.425.922	11.459.192	100,00%	1.011.865	

Flujos de energía (MWh). Periodo 6

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	79.020.801	33.944.424	17.766.895	16.938.627	0	9.518.609	9,13%	852.245	1,09%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	14.066.019	0	14.363.384	27.540.325	0	5.543.914	5,32%	562.819	1,19%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	17.044.653	0	0	37.137.861	10.382	11.081.876	10,63%	944.814	1,96%
1 kV < NT < 30 kV	3.769.265	0	0	0	52.433.000	30.941.710	29,69%	2.011.367	2,41%
NT ≤ 1 kV	1.269.394	0	0	0	0	47.139.261	45,23%	6.573.516	13,94%
Total	115.170.132	33.944.424	32.130.280	81.616.813	52.443.382	104.225.370	100,00%	10.944.762	

Fuente: CNMC