

5

INFRAESTRUCTURAS



ÍNDICE

5. INFRAESTRUCTURAS	3
5.1 Análisis de la evolución y situación actual de las infraestructuras en Navarra	3
5.1.1 Infraestructuras eléctricas	3
5.1.1.1 Sistema eléctrico español 2021	3
5.1.1.2 Red de transporte eléctrica	4
5.1.1.3 Red de Transporte en la Comunidad Foral de Navarra. Situación actual	7
5.1.1.4 Capacidad de evacuación de la Red	7
5.1.1.5 Red de distribución eléctrica	9
5.1.2 Infraestructuras de gas	11
5.1.2.1 Red de transporte de gas. Situación Actual	12
5.1.2.2 Red de transporte de gas. Planificación estratégica	12
5.1.2.3 Red de transporte de gas. Actuaciones previstas en Navarra	13
5.1.2.4 Red de distribución de gas	13
5.1.3 Marco legislativo	18
5.1.3.1 Infraestructura eléctrica	18
5.1.3.2 Infraestructura de gas	18
5.2 Objetivos e Indicadores	19
5.2.1 Objetivos	19
5.2.2 Indicadores	19
5.3 Planificación de infraestructuras	21
5.3.1 Infraestructuras eléctricas	21
5.3.1.1 Red de Transporte de energía eléctrica	21
5.3.1.2 Red de Distribución eléctrica	24
5.3.2 Infraestructuras de gas	27
5.3.2.1 Proyectos de las distribuidoras de gas	27
5.3.3 Impacto medioambiental	28

INFRAESTRUCTURAS

Las infraestructuras energéticas son claves para la promoción y mantenimiento de la actividad económica y social, además de contribuir al equilibrio territorial.

Por ello es necesaria una planificación energética que responda a las necesidades actuales y futuras de Navarra de manera que se contribuya al desarrollo de una infraestructura energética eficaz y eficiente.

Según la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la planificación eléctrica será realizada por la Administración General del Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas y requerirá informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y trámite de audiencia.

Así mismo, la Ley del Sector Eléctrico establece que las empresas distribuidoras deben presentar, cada año, sus planes de inversiones anuales y plurianuales al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a las respectivas Comunidades Autónomas.

La Secretaría de Estado de Energía aprueba los citados planes de inversión, previo informe emitido por la Comunidad Autónoma. La Administración de la Comunidad Foral de Navarra interviene además en el control de las redes de distribución de su territorio.

En cuanto al sector del gas, la legislación actual tiene por objeto renovar, integrar y homogeneizar la distinta normativa legal vigente en materia de hidrocarburos que afecta a las actividades de transporte, distribución y comercialización.

El objetivo principal en el desarrollo de estas infraestructuras es el abastecimiento y la seguridad de suministro, respondiendo también al desarrollo social y económico de las regiones y la cohesión territorial, evidenciando la necesidad de trabajar en consenso y coordinación de todos los actores involucrados.

La Estrategia Territorial de Navarra (ETN) es el plan de ordenación territorial para el conjunto de Navarra con el fin de dirigir a Navarra hacia un futuro equilibrado, posibilista, con igualdad de oportunidades y respetuoso con las diferentes identidades territoriales con el fin de construir una Navarra de futuro que favorezca el desarrollo y cohesión territorial y social, la adaptación al cambio climático, el reto demográfico, la economía sostenible, las ciudades compactas, el desarrollo equilibrado, la movilidad sostenible y otras cuestiones clave para Navarra.

Por otro lado, los Planes de Ordenación del Territorio (POTs) definen en su ámbito un Modelo de Desarrollo Territorial en coherencia con las estrategias para la ordenación de las comunicaciones, transporte e infraestructuras, que a su vez se desarrolla en torno a las estrategias particulares para la ordenación de las Infraestructuras energéticas.

La función de los POTs respecto a las infraestructuras energéticas es propiciar en su ámbito la utilización adecuada, racional y equilibrada del territorio, en cuanto recurso natural no renovable y soporte obligado de las actividades con incidencia en el mismo, tanto por parte de las Administraciones y Entidades Públicas como por los agentes privados.

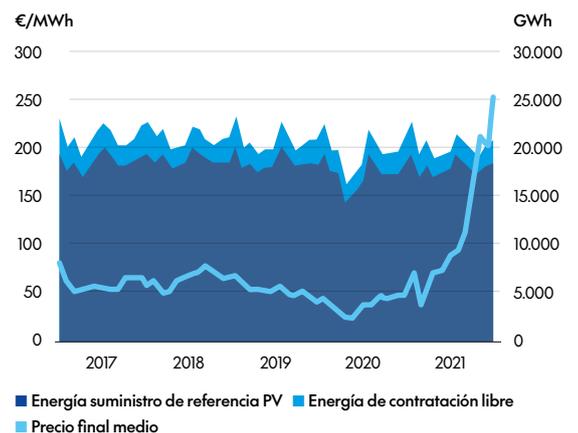
5.1 ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DE LAS INFRAESTRUCTURAS EN NAVARRA

5.1.1 INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

5.1.1.1 Sistema eléctrico español 2021

El aspecto más significativo del balance del sistema eléctrico español en 2021 ha sido el crecimiento de la demanda respecto al año anterior, después del año de bajada por inicio de la pandemia COVID, si bien, el aspecto más negativo ha sido el incremento del coste de la energía eléctrica por influencia del coste del gas natural necesario para generar energía eléctrica en las centrales de ciclo combinado.

FIG. 5.1 | Evolución de la energía y precio final medio mercado eléctrico peninsular



INFRAESTRUCTURAS

El parque generador de energía eléctrica en el Estado (tabla 5.1) ha aumentado ligeramente al finalizar 2021 con una potencia instalada de 107.784 MW de los que 63.227 MW pertenecen a parques de generación renovable.

El desarrollo de la red de transporte (tabla 5.2) ha seguido el índice de crecimiento hasta alcanzar una longitud de 44.687 km. de líneas y una potencia en transformación de 93.871 MW, que refuerzan la fiabilidad, el grado de mallado de la red, las conexiones entre islas y permiten incorporar mayor cantidad de potencia renovable.

La demanda de energía eléctrica peninsular (tabla 5.3, página siguiente) finalizó el año 2021 en 242.492 GWh, un 2,6% superior a la de 2020. El máximo de demanda horaria se registró el día 8 de enero, en el periodo de 13 a 14 horas,

con 41.483 MW, un 8,72% inferior al récord de 45.450 MW, alcanzado el 17 de diciembre de 2007.

En cuanto a la cobertura de la demanda, lo más destacado ha sido el inicio de la recuperación tras la pandemia COVID, manteniendo las energías renovables un papel destacado en el conjunto de la generación eléctrica (página siguiente: tabla 5.4 y figura 5.2).

5.1.1.2 Red de transporte eléctrica

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico establece que la red de transporte de energía eléctrica está formada por la red de transporte primario y la red de transporte secundario.

TABLA 5.1 | Parque de generación eléctrica en España en 2021

	POTENCIA INSTALADA A 31 DE DICIEMBRE				
	2017	2018	2019	2020	2021
Hidráulica	17.052	17.063	17.097	17.097	17.093
Eólica	22.853	23.007	25.244	27.026	27.772
Solar fotovoltaica	4.441	4.519	8.507	11.412	14.840
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Otras renovables	881	885	1.036	1.086	1.087
Residuos renovables	119	119	119	119	132
Renovables	47.649	47.898	54.307	59.043	63.227
Bombeo puro	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331
Nuclear	7.117	7.117	7.117	7.117	7.117
Carbon	9.562	9.562	9.215	5.492	3.523
Fuel/gas	8	8	8	8	8
Ciclo combinado	24.948	24.562	24.562	24.562	24.562
Cogeneración	5.816	5.803	5.680	5.664	5.613
Residuos no renovables	406	406	399	390	402
No renovables	51.188	50.789	50.313	46.564	44.557
Total	98.837	98.687	104.619	105.607	107.784

TABLA 5.2 | Parque de generación eléctrica en España en 2021

Red de transporte peninsular y no peninsular de Red Eléctrica (Datos aciculados a 31/12/2021)

KM DE CIRCUITO	2017	2018	2019	2020	2021
400kV	21.735	21.737	21.748	21.764	21.768
220kV	19.641	19.735	19.853	19.886	20.068
150 - 132 - 110kV	524	636	697	753	753
110kV	2.035	2.075	2.067	2.078	2.098
Total	43.934	44.183	44.365	44.482	44.687

Red de transporte peninsular y no peninsular de Red Eléctrica (Datos aciculados a 31/12/2021)

POTENCIA (MVA)	2017	2018	2019	2020	2021
Total	88.744	91.626	91.591	93.021	93.871

INFRAESTRUCTURAS

TABLA 5.3 | Demanda de energía eléctrica en España en 2021

	SISTEMA PENINSULAR		SISTEMAS NO PENINSULARES		TOTAL NACIONAL	
	GWh	%21/20	GWh	%21/20	GWh	%21/20
Hidráulica	20.592	-3,4	3	-12,6	29.505	-3,4
Hidroeléctrica	-	-	23	18,2	23	18,2
Eólica	59.184	10,0	1.312	18,9	60.496	10,2
Solar fotovoltaica	20.504	37,4	451	19,4	20954	36,9
Solar térmica	4.706	3,7	-	-	4.706	3,7
Otras renovables	4.709	5,3	10	-1,9	4.719	5,3
Residuos renovables	751	23,9	127	6,3	878	21,0
Generación renovable	119.445	9,6	1.926	17,9	121.371	9,7
Turbinación bombeo	2.649	-3,7	-	-	2.649	-3,7
Nuclear	54.041	-3,1	-	-	54.041	-3,1
Carbon	4.941	3,0	45	-79,9	4.986	-0,7
Fuel/gas	0	-	4.049	-3,4	4.049	-3,4
Ciclo combinado	37.581	-2,0	6912	22,0	44.493	1,1
Cogeneración	26.036	-3,6	41	22,2	26.078	-3,5
Residuos no renovables	2.110	11,3	127	6,3	2.238	11,0
Generación no renovable	127.359	-2,5	11.175	9,2	138.534	-1,6
Consumos en bombeo	-4.318	-6,7	-	-	-4.318	-6,7
Enlace Península-Baleares	-890	-37,6	890	-37,6	0	-
Saldo intercambios internacionales físicos	895	-72,7	-	-	895	-72,7
Demanda	242.492	2,4	13.991	5,2	256.482	2,6

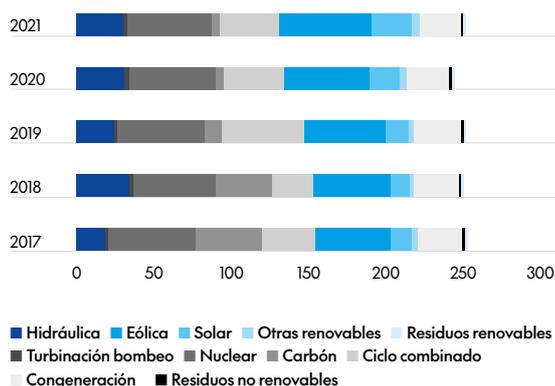
TABLA 5.4 | Evolución de la demanda de energía eléctrica y el PIB en España

	DEMANDA			PIB
	GWh	▲ (%)	corregida ¹ (%)	
2017	252.506	1.1	1,4	3,0
2018	253.566	0,4	0,5	2,3
2019	249.257	-1,7	-2,7	2,1
2020	236.755	-5,0	-5,0	-10,8
2021	242.492	2,4	2,4	5,1

▲ Variación respecto al año anterior.

¹ Por los efectos de laboralidad y temperatura

FIG. 5.2 | Evolución de la estructura de la producción del sistema eléctrico peninsular



Fuente fig. 5.4: INE

La red de transporte primario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

La red de transporte secundario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte.

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

Red Eléctrica de España, S.A.U. actúa como transportista único desarrollando la actividad en régimen de exclusividad en los términos establecidos en la Ley. El 25 de febrero de 2019 se publica la Orden TEC/212/2019, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de ener-

INFRAESTRUCTURAS

existentes y la dotación de sistemas de monitorización dinámica de capacidad de transporte (DLR) en 722 km de líneas existentes. La planificación de nuevas líneas es mucho más reducida y asciende a 2.681 km nuevos ejes y 733 km de trazas para cables submarinos.

5.1.1.3 Red de Transporte en la Comunidad Foral de Navarra. Situación actual

En la figura 5.4 se puede observar el trazado de la red de transporte de energía eléctrica en la Comunidad Foral de Navarra.

De la red de transporte de la Comunidad Foral de Navarra se puede destacar que la alimentación a la ciudad de Pamplona y su entorno industrial se realiza a través de la subestación de Muruarte, a partir de la energía que llega a través de la línea a 400 kV “Castejón-Muruarte”.

La conexión entre Navarra y el País Vasco se realiza a través de dos líneas eléctricas a 220 kV entre Orkoien e Itxaso, que datan de los años 60-70.

En los últimos años, se han realizado actividades de refuerzo como las que se indican a continuación:

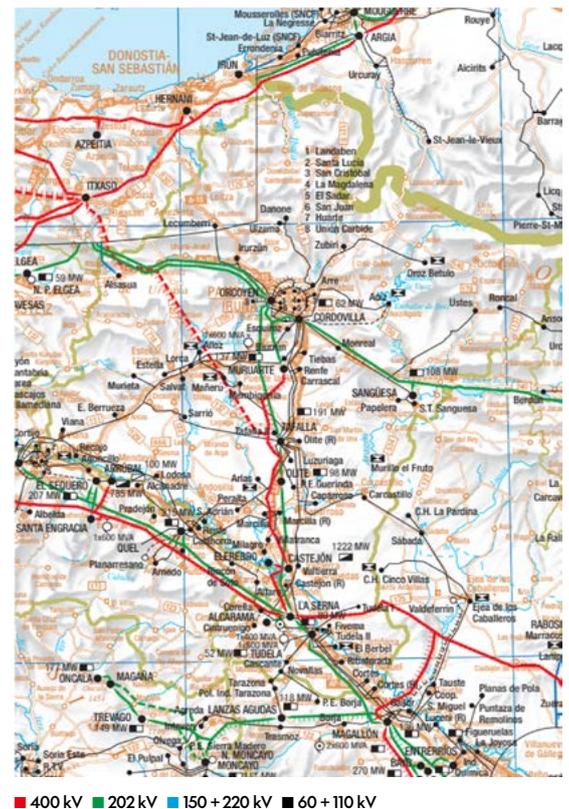
- Ampliación subestación Orkoien (220 kV).
- Repotenciación de la línea Cordovilla-Orkoien.
- Repotenciación de la línea Cordovilla-Muruarte.
- Repotenciación de la línea La Serna - Olite.
- Repotenciación de la línea Olite-Tafalla.
- Repotenciación de la línea Orkoien-Tafalla.
- Repotenciación de la línea La Serna-Quel.
- Repotenciación de la línea Orkoien-Muruarte.
- Ampliación de la Subestación de La Serna (220 kV).

5.1.1.4 Capacidad de evacuación de la Red

La capacidad de conexión máxima admisible para generación renovable en los nudos de la red de transporte y red de distribución subyacente en Navarra según los datos publicados en diciembre de 2022 por Red Eléctrica Española (REE) se resume a continuación.

Las capacidades de conexión expuestas expresan valores indicativos y pueden no contemplar todos los escenarios de conexión de generación posibles; las posibilidades de aplicación a una instalación de generación específica se

FIG. 5.4 | Red Eléctrica de España, S.A.U. (2018)



determinarán en el procedimiento de acceso correspondiente.

(Sc) Capacidad máxima del nudo según los resultados obtenidos de los estudios de potencia de cortocircuito.

(FC) Se indica el valor máximo según análisis de flujo de cargas, no limitante desde el punto de vista reglamentario, aunque la conexión de un contingente de generación superior al indicado podría suponer fuertes restricciones de producción por limitaciones de red con vertidos significativos de dichas instalaciones.

(*) La aceptabilidad indicativa indicada para una potencial conexión a distribución sólo refleja la perspectiva de la red de transporte, por lo que se requerirá en todo caso la previa valoración del gestor de la red de distribución correspondiente. Se muestran los nudos para los que Red Eléctrica ha tramitado solicitudes de aceptabilidad, reflejando los valores mostrados con > que sería aceptable al menos el valor indicado (valores superiores requieren estudio específico).

Como puede comprobarse en la tabla 5.5 (página siguiente), en la actualidad, no existe

INFRAESTRUCTURAS

TABLA 5.5 | Capacidad de conexión de la red en Navarra (diciembre 2022)

Capacidad de acceso disponible/no disponible para solicitudes de generación a la red de transporte y aceptabilidades

NOMBRE Y TENSIÓN DEL NUDO	CRITERIO LIMITANTE MGES	CRITERIO LIMITANTE MPE	1	2	3	4	5	6	6
CASTEJON 400	D_Nudo	D_Nudo	496	496	Concurso por resolución SEE y solicitudes de autoconsumo según RDL 6/2022	0	0	0	0
CORDOVILLA 220	E_Zona	E_Zona	0	0		0	0	0	0
MURUARTE 400	D_Nudo	D_Nudo	538	538	Concurso por resolución SEE y solicitudes de autoconsumo según RDL 6/2022	0	0	0	0
MURUARTE 220	E_Zona	WSCR/E_Zona	0	0		0	0	0	0
OLITE 220	E_Zona	E_Zona	0	0		0	0	0	0
ORCOYEN 220	E_Zona	E_Zona	0	0		0	0	0	0
SANGÜESA 220	E_Zona	E_Zona	0	0		0	0	0	0
SERNA 400	D_Nudo	D_Nudo	338	338	Concurso por resolución SEE y solicitudes de autoconsumo según RDL 6/2022 Margen zonal reservado concurso por resolución SEE/posible Concurso/solicitudes de autoconsumo según RDL 6/2022	0	0	0	0
SERNA 220	D_Nudo	WSCR	564	241	Concurso por resolución SEE y solicitudes de autoconsumo según RDL 6/2022 Margen zonal reservado concurso por resolución SEE/posible Concurso/solicitudes de autoconsumo según RDL 6/2022	0	0	0	0
TAFALLA220	E_Zona	E_Zona	0	0		0	0	0	0
TIERRA ESTELLA 220	E_Zona	WSCR/E_Zona	0	0		0	0	0	0
TUDELA 220	E_Nudo	E_Nudo	257	257	Concurso por resolución SEE y solicitudes de autoconsumo según RDL 6/2022	0	0	0	0

1. Capacidad de acceso no disponible para MGES (MW); 2. Capacidad de acceso no disponible para MPE (MW); 3. Motivo capacidad no disponible; 4. Capacidad de acceso no disponible para MGES RdT (MW); 5. Capacidad de acceso no disponible para MPE RdT (MW); 6. Capacidad de acceso disponible para MGES o MPE no conectado al primer nivel de transformación RdD (MW); 7. Capacidad de acceso disponible para MPE RdD (MW)

Capacidad de acceso liberada para solicitudes de autoconsumo según el real decreto-Ley 6/2022

NOMBRE Y TENSIÓN DEL NUDO	Capacidad de acceso liberada para MGES (MW)	Capacidad de acceso liberada para MPE (MW)	Capacidad de acceso otorgada para MGES (MW)	Capacidad de acceso otorgada para MPE (MW)	Capacidad de acceso disponible para MGES (MW)	Capacidad de acceso disponible para MPE (MW)
CASTEJON 400						
CORDOVILLA 220						
MURUARTE 400	43	43	0	0	43	43
MURUARTE 220						
OLITE 220						
ORCOYEN 220						
SANGÜESA 220						
SERNA 400						
SERNA 220	66	19	0	0	66	19
TAFALLA220						
TIERRA ESTELLA 220						
TUDELA 220	31	25	0	0	31	25

INFRAESTRUCTURAS

capacidad disponible para nuevos proyectos no planificados, si bien, se considera que, de los parques eólicos y fotovoltaicos actualmente en tramitación, no todos serán aprobados. Esta circunstancia producirá que se libere puntualmente capacidad de conexión disponible para nuevas propuestas.

5.1.1.5 Red de distribución eléctrica

Tal y como indica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la actividad de distribución de energía eléctrica es aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.

Los distribuidores son los gestores de las redes de distribución que operen.

Tendrán la consideración de instalaciones de distribución todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 34 de la Ley, se consideren integradas en la red de transporte.

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

No formarán parte de las redes de distribución los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de distribución, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

5.1.1.5.1 Red de Distribución en la Comunidad Foral de Navarra. Situación actual

En la Comunidad Foral de Navarra operan nueve empresas distribuidoras. La actividad de distribución eléctrica, al igual que el transporte,

es un monopolio natural, es decir, no es eficiente que las distintas empresas distribuidoras compitan entre sí, duplicando en una misma zona instalaciones que encarecerían el coste para el consumidor final.

- i-DE Redes Eléctricas Inteligentes, S.A.U.
- E-Distribución Redes Digitales S.L.U.
- Berrueza S.A.
- Electra Valdizarbe Distribución S.L.U.
- Electra José Antonio Martínez S.L.
- Electra saltea S.L.
- Distribuidora eléctrica Isaba S.L.U.
- Electra Orbaiceta S.L.
- Elektra Urdazubi S.L.

La Red Eléctrica de Distribución en la Comunidad Foral de Navarra consta de los siguientes niveles de tensión: 132 kV, 66 kV, 30 kV, 20 kV, 13,2 kV, 400 V y 230 V.

La red de Alta Tensión, mayormente implementada en 66 kV nominales, tiene como misión el suministro de potencia a consumos industriales en general y a las subestaciones transformadoras para las redes de distribución de Media Tensión (20 kV y 13,2 kV). Las redes de Media Tensión, que son mayoritariamente a la tensión de 13,2 kV, proporcionan servicio a las pequeñas industrias, entendiéndose como pequeñas aquellas cuya demanda se sitúa en torno a 1 MW, así como a los centros de transformación a baja tensión para la atención a consumos domésticos y todo servicio minoritario en general.

Existe un sistema alta tensión en 132 kV formado por las subestaciones de Alsasua y Bidasoa que suministra potencia a redes de 30 kV a las zonas Arakil y Burunda, entre Alsasua y Huarte-Arakil y a través de STR a la zona de Baztan, Cinco Villas y colindantes, respectivamente.

Toda la distribución, tanto en Alta como en Media Tensión, está configurada, salvo excepciones, con líneas de simple circuito de configuración radial que pueden interconectarse entre sí por uno o varios puntos para proporcionar vías alternativas de suministro a los consumos en caso de averías o actuaciones de mantenimiento.

Las subestaciones transformadoras de Muy Alta Tensión (220 kV) a Alta Tensión (66 kV) son, en general, de diseño en doble barra en ambos niveles, como configuración que proporciona la máxima flexibilidad de operación y seguridad de servicio. Las subestaciones transformadoras a Media Tensión se implantan con una configuración en "H" desde la Alta Tensión y

INFRAESTRUCTURAS

una simple barra partida en la Media Tensión (13,2 kV y 20 kV). La distribución en 13,2 kV es mayoritaria dentro de la Media Tensión, siendo a la tensión de 20 kV ciertos circuitos del NE de la Comunidad Foral (circuitos de la Subestación de Aoiz, Arike, Ustés y el circuito “Valcarlos” de la Subestación de Zubiri).

Los Centros de Transformación Media/Baja Tensión, siempre que es posible garantizan su funcionamiento con dobles alimentaciones o con configuraciones Entrada-Salida en zonas urbanas -red subterránea- que permita la alimentación “en retorno” en el caso de líneas de simple circuito. La distribución en Baja Tensión es normalmente radial.

A continuación, se indica en la tabla 5.6 las características principales de la red de distribución de I-DE, principal distribuidor de energía eléctrica implantado en Navarra.

Capacidad de evacuación red de distribución

Existe, además de capacidad en la red de transporte, una capacidad en la red de distribución para proyectos de menor potencia que dependen del punto de nudo en su acometida de la red de transporte para potencias superiores a 5MW o directamente gestionables en la red de distribución para potencias inferiores a esa potencia.

Esta capacidad de acceso a red, variable en función del desarrollo de red y acceso de renovable a la misma puede ser observada actualizada en la página:

<https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/produccion-energia/mapa-capacidad-acceso>

TABLA. 5.6 | Características principales red de distribución de I-DE en Navarra

INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN	2021		
	Nº	MVA	KM
Subestaciones primarias: STs	19	1.580	
Subestaciones receptoras: STRs	66	1.597	
Centros de transformación en servicio	3.621	1.532	
Líneas de muy alta tensión			38
Líneas de alta tensión			1.703
Líneas de media tensión			3.303
Líneas de baja tensión <1kV			4.850

Fuente: I-DE

Cabe indicar que es obligación de todas las empresas distribuidoras publicar y mantener actualizado el mapa capacidad de acceso a red.

Digitalización de la red

El punto de partida de la implantación del concepto de redes inteligentes comienza en el año 2013 con el proyecto de Sistemas de Telegestión y Automatización de la Red (STAR) que ha sido una ambiciosa iniciativa de I-DE, cuyo objetivo ha sido llevar a cabo una transformación tecnológica en el campo de las redes inteligentes.

Los beneficios se podrían catalogar en:

- Mas y mejor información al cliente: permitiendo reducir posibles errores de información al mínimo y aconsejarles sobre el uso más eficiente de la energía y de los contratos.
- Mas información y mando sobre la red: permitiendo automatizar operaciones o hacerlas en remoto, ahorrando costes y tiempo. Para el cliente estas mejoras se traducen en mayor calidad de suministro y mayor agilidad de información y ejecución de nuevas conexiones.
- Optimización de la capacidad de la red y de las inversiones asociadas a la misma: la mayor “inteligencia” introducida en la red, permite aprovechar mejor sus capacidades para incrementar su uso, reduciendo o retrasando la necesidad de inversiones.

El proyecto STAR es la base de la transformación hacia el DSO, al poner los cimientos de la digitalización y hacia el desarrollo de nuevos modelos de negocio.

En una segunda fase se está desarrollando un plan de digitalización que permite la “inteligencia de red”, incluyendo especialmente la automatización de elementos de red en las zonas rurales, donde le potencial de mejora es mayor.

En el plan se han considerado las siguientes líneas estratégicas:

- Incrementar los niveles de automatización de la red (Centros de transformación y líneas de distribución).
- Implementación de nuevos sistemas de gestión.
- Mejora de las telecomunicaciones.
- Modernización de los equipos obsoletos, reemplazando equipos de automatización que han completado su vida útil.
- Mejorar la integración de generación distribuida.

INFRAESTRUCTURAS

5.1.2 INFRAESTRUCTURAS DE GAS

Conforme al art. 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el sistema gasista y la red básica de gas natural presentan las siguientes características:

1. El sistema gasista comprenderá las siguientes instalaciones: las incluidas en la red básica, las redes de transporte secundario, las redes de distribución, los almacenamientos no básicos y demás instalaciones complementarias.

2. A los efectos establecidos en la presente Ley, la red básica de gas natural estará integrada por:

- Los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión. Se considerarán como tales aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares, diferenciándose entre:
 - **Red troncal:** Gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. En todo caso se considerarán incluidas las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.
 - **Red de influencia local:** Gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural.
- Las plantas de regasificación de gas natural licuado que puedan abastecer el sistema gasista y las plantas de licuefacción de gas natural.
- Los almacenamientos básicos de gas natural, que puedan abastecer el sistema gasista.

3. Las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares.

4. Las redes de distribución comprenderán los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la Red Básica o de transporte secundario.

5. Almacenamientos no básicos de gas natural son las estructuras de almacenamiento de gas natural en el subsuelo y las instalaciones de superficie que se requieran, con carácter temporal o permanente, para el desarrollo de la actividad de explotación del almacenamiento subterráneo de gas natural, incluidos los gasoductos de conexión entre el almacenamiento y la red básica de gas natural. Estas instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.

6. La red de transporte de gas natural está gestionada por la empresa ENAGAS.

El sistema gasista ha suministrado 378,4 TWh en el año 2021, experimentando un incremento del 5% frente al año anterior, si bien, la recuperación de la actividad económica se ha enmarcado en un contexto de altos precios energéticos (figura 5.5).

Cuenta con 6 plantas de regasificación con recepción de GNL de 14 orígenes distintos y que en 2021 representó el 54% del aprovisionamiento de gas en España. Así mismo, cuenta con conexiones internacionales con Portugal, Francia y Argelia, este último a través de Marruecos.

FIG. 5.5 | Evolución precios del suministro de gas natural 2021.

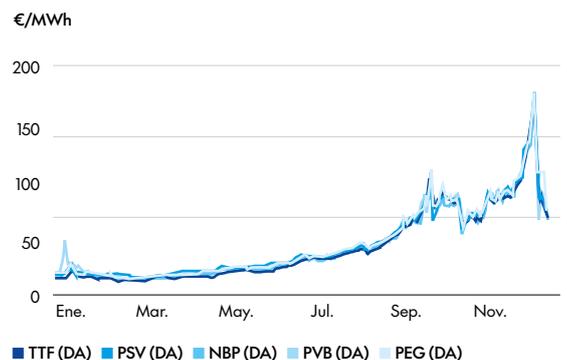


TABLA. 5.7 | Demanda de gas natural en España 2021

	2021	2020	2021vs.2020	
	Cierre	Real	TWh	(%)
Convencional	288,1	271,2	16,8	+6,2%
DC/Pymes	60,4	56,4	3,9	+6,9%
Industrial	213,2	201,4	11,8	+5,9%
Cisternas GNL	14,5	13,4	1,1	+8,5%
Servicio eléctrico	90,4	88,9	1,5	+1,6%
Total demanda nacional	378,4	360,1	18,3	+5,1%

INFRAESTRUCTURAS

Es de vital importancia para el sistema gasista, hoy sistema de gas natural, adaptarse e incorporar en sus sistemas de distribución otros gases renovables como pueden ser el biometano y el hidrógeno, impulsados por cambios normativos, en especial la Ley de Cambio climático y Transición Energética, aprobada en mayo de 2021, así como la hoja de ruta del Hidrógeno y Hoja de Ruta del Biogás.

5.1.2.1 Red de transporte de gas. Situación Actual

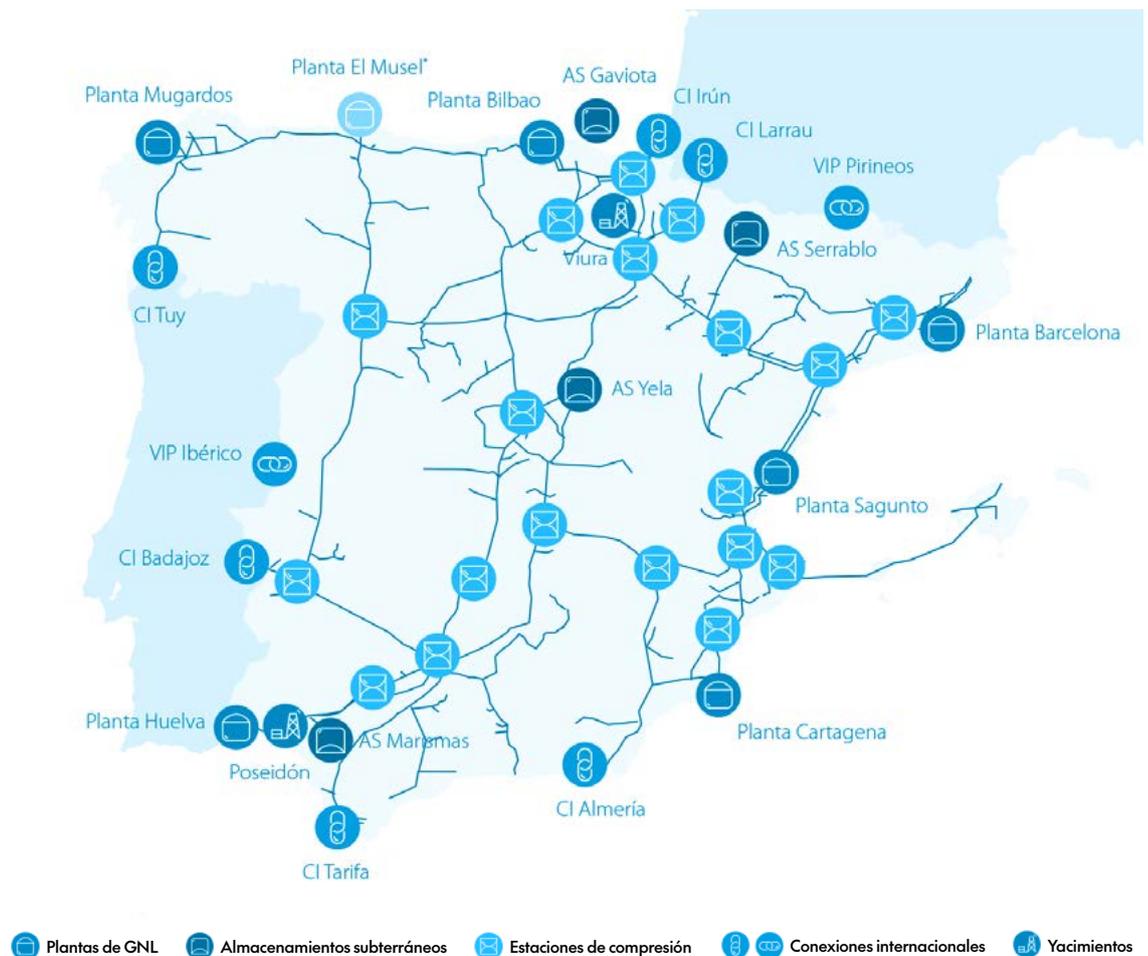
La situación actual de las infraestructuras de transporte estatal es la reflejada en el siguiente plano (figura 6.6) que incluye 11.369 km de transporte primario, 1.992 km de transporte secundario y 19 estaciones de compresión.

5.1.2.2 Red de transporte de gas. Planificación estratégica

ENAGAS como operador del sistema gasista, tiene prevista una serie de acciones de cara a conseguir reducir la dependencia de Rusia y acelerar la transición energética con un objetivo de penetración de renovables del 45% para el año 2030. Para ello, es clave el impulso a la producción y consumo de gases renovables entre los que se pueden citar los siguientes ejes de transición:

- Permitir alcanzar un blending de hasta el 3% de H2.
- Adaptación de nuevas infraestructuras.
- Alcanzar la neutralidad en carbono en 2040.
- Desarrollo de conexiones de biometano.

FIG. 5.6 | Red de transporte de gas



INFRAESTRUCTURAS

De entre estos proyectos destaca por su implicación con Navarra el proyecto de producción de biometano de la planta de biogás de HTN en Caparroso, que prevé generar hasta 153 GWh y su inyección en la red de gas natural.

Estos proyectos de blending, tanto de hidrógeno como de biogás están desarrollados en el capítulo 2 de generación en el apartado de gases renovables.

En el periodo 2022-2030 prevé invertir 2.775 M€ en su propósito de descarbonización y seguridad de suministro.

5.1.2.3 Red de transporte de gas. Actuaciones previstas en Navarra

Está previsto realizar instalaciones de mejora en la red de gas natural en los próximos años.

5.1.2.4 Red de distribución de gas

Las de redes de transporte y distribución de gas por zonas de Navarra se muestran en los planos de las páginas siguientes.

Todos estos planos pueden verse con mayor detalle en el Portal de Coordinación de Canalizaciones Subterráneas (PCCS) de TRACASA.
<https://pccs.tracasa.es/pccs-entrada.html>

FIG. 5.7 | Red de transporte de gas en Navarra

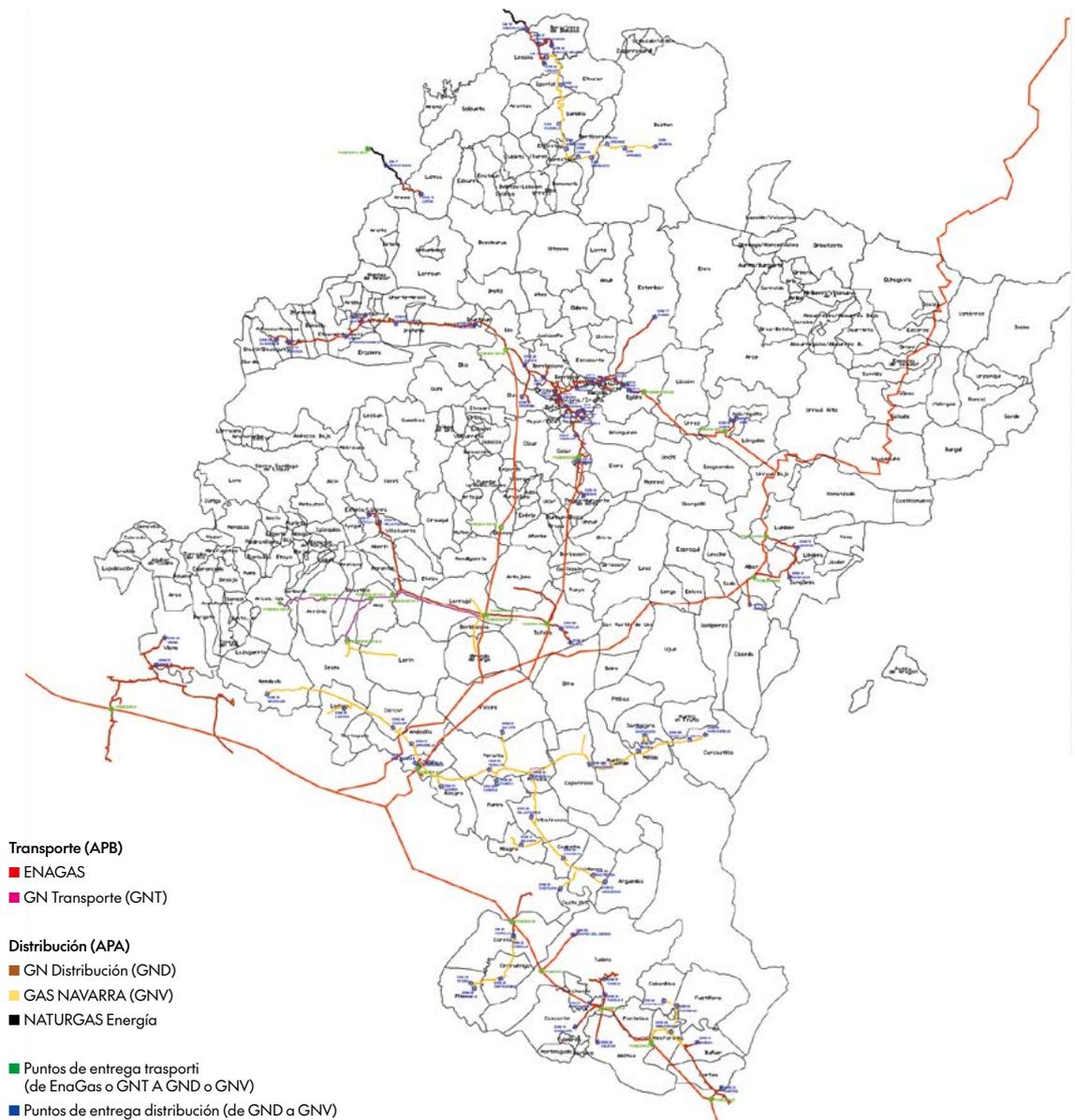
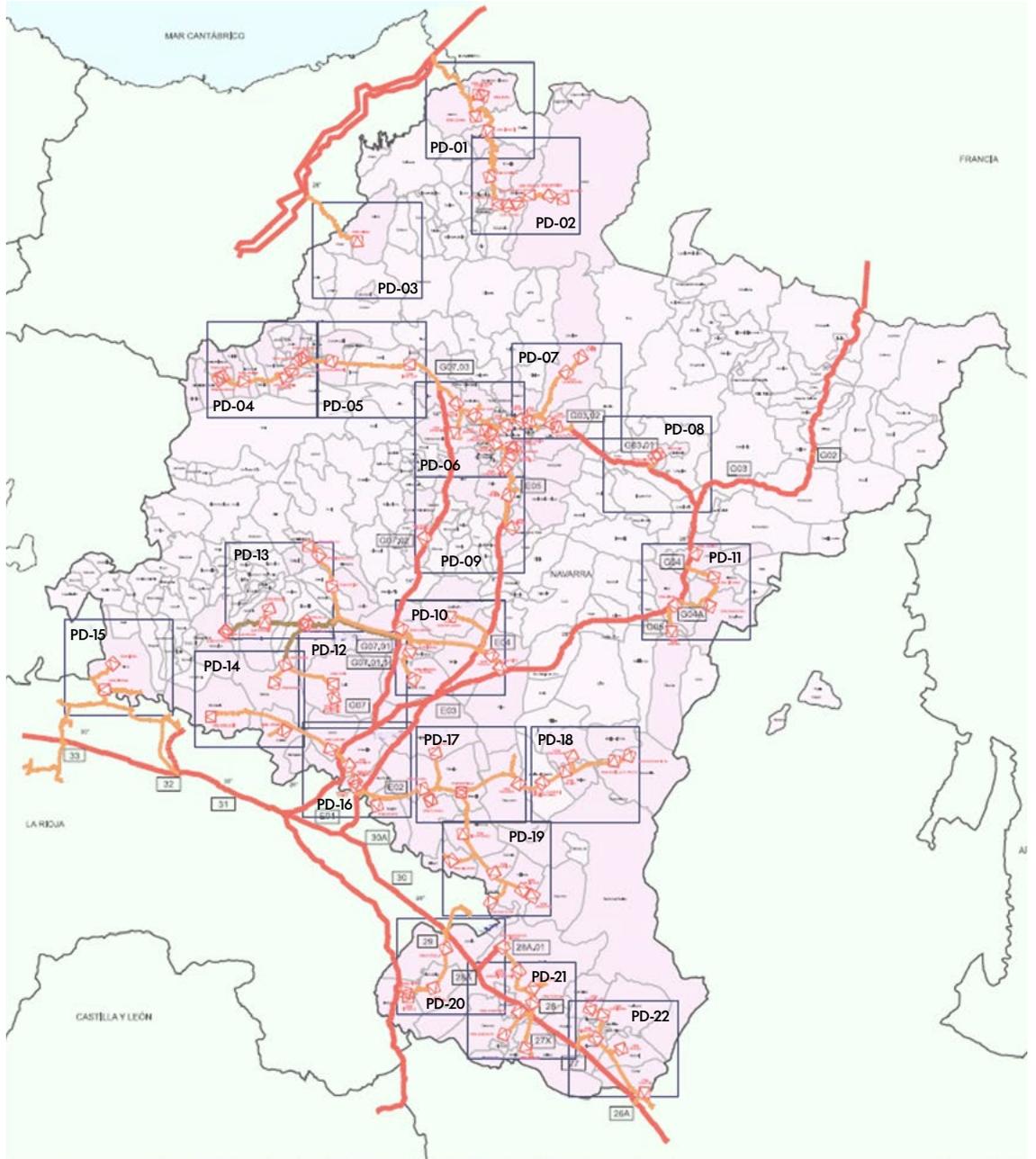
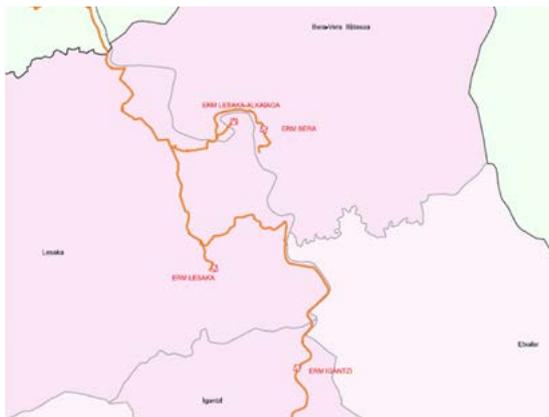


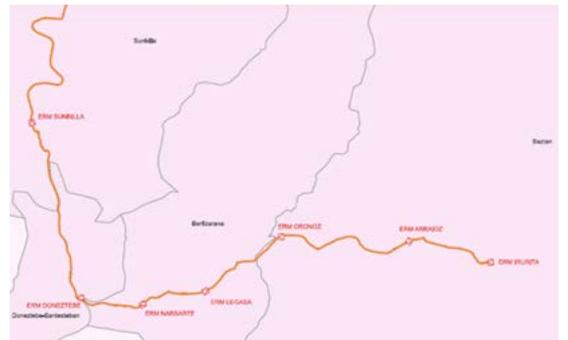
FIG. 5.8 | Planos de las redes de transporte y distribución de gas por zonas de Navarra



PD-01



PD-02



PD-03



PD-04



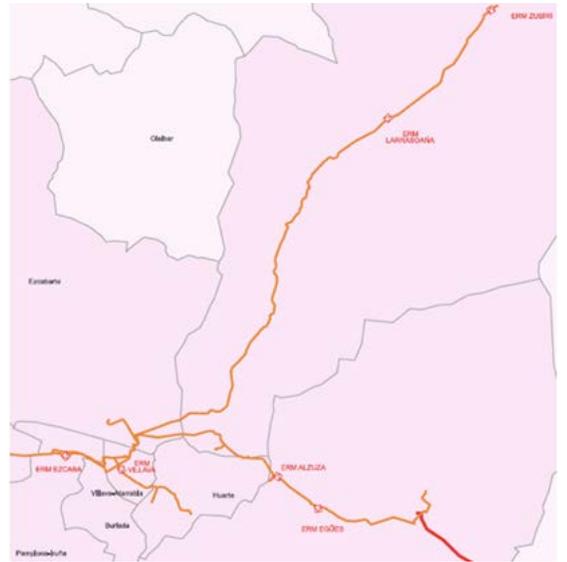
PD-05



PD-06



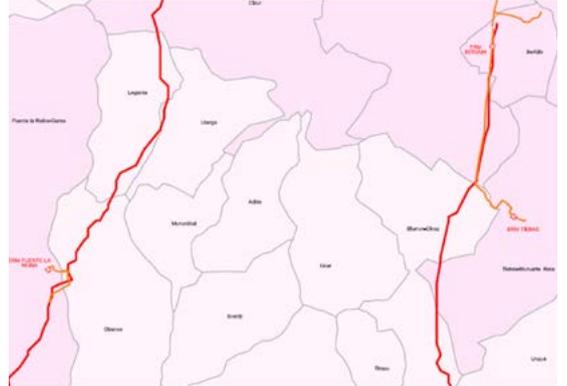
PD-07



PD-08



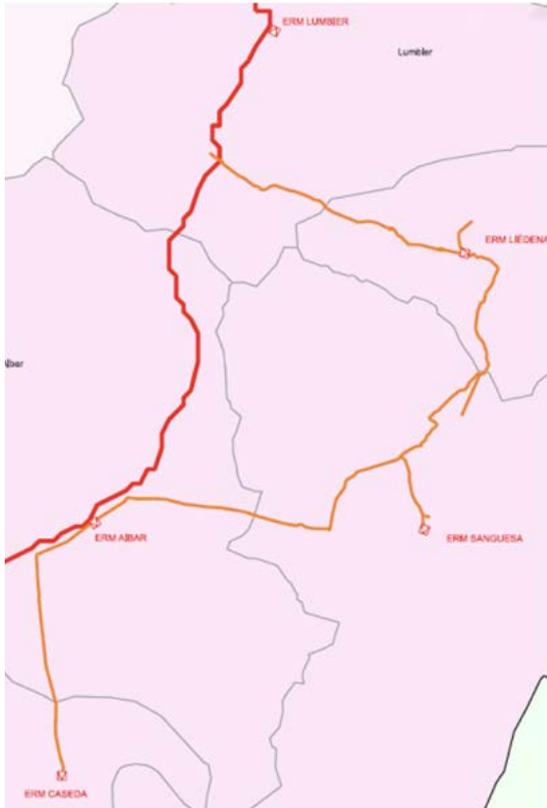
PD-09



PD-10



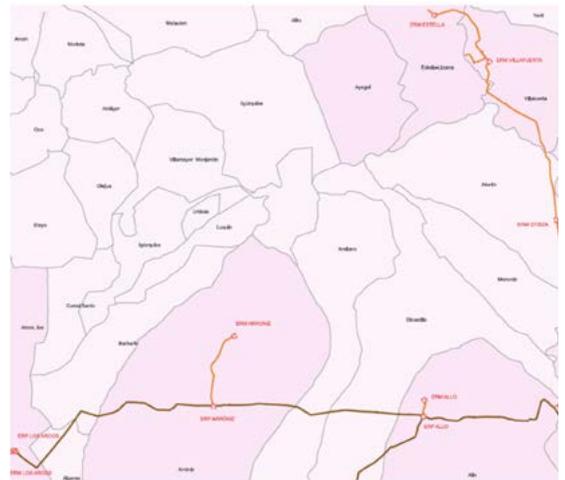
PD-11



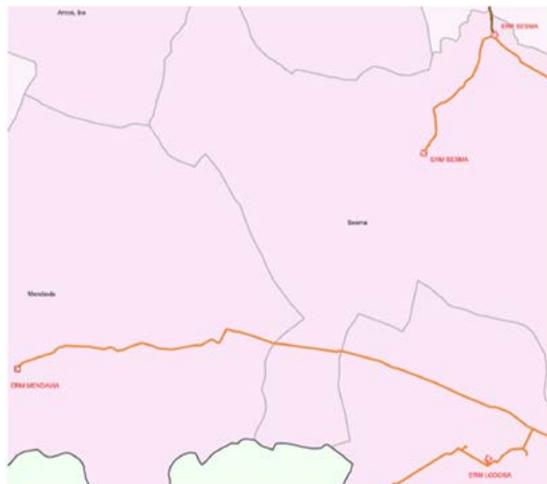
PD-12



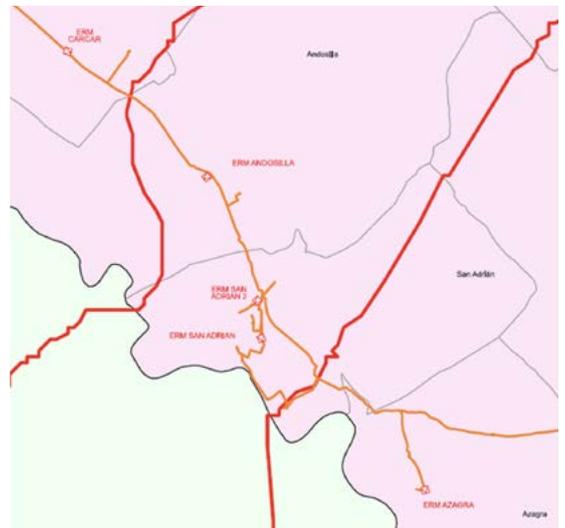
PD-13



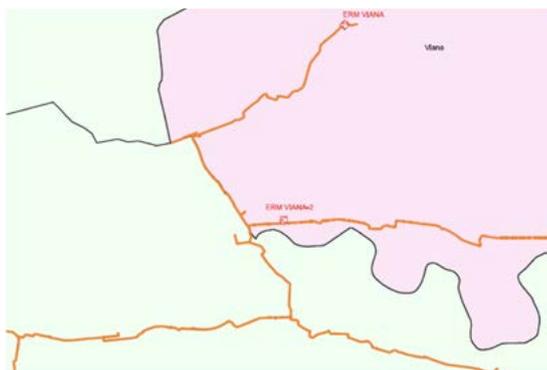
PD-14



PD-16



PD-15



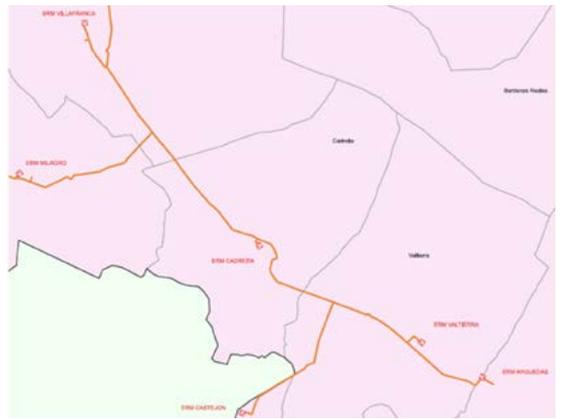
PD-17



PD-18



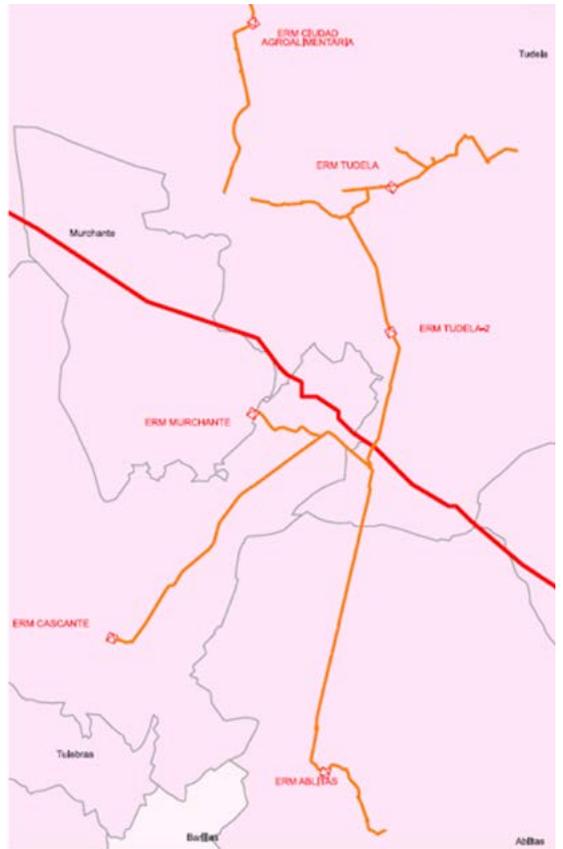
PD-19



PD-20



PD-21



PD-22



INFRAESTRUCTURAS

5.1.3 MARCO LEGISLATIVO

5.1.3.1 Infraestructura eléctrica

Las principales disposiciones legales en infraestructuras eléctricas son las siguientes:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables.
- 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.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2026.
- Resolución de 8 de abril de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de marzo de 2022, por el que se aprueba la planificación de la red de transporte de energía eléctrica Horizonte 2026.
- Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

- Procedimientos de operación de Red Eléctrica de España, S.A.U.

- Especificaciones particulares de las empresas distribuidoras.

5.1.3.2 Infraestructura de gas

Las principales disposiciones legales en infraestructuras de gas son las siguientes:

- Ley 34/1998, de 7 de octubre, Ley de Hidrocarburos (BOE nº 241, de 08/10/1998), modificada en virtud de la Ley 12/2007, de 2 de julio, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del parlamento europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.
- Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998 para adaptarla a la Directiva 2003/55/CE, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. (BOE nº 158, de 03/07/2007).
- Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias. (BOE nº 211, de 04/09/2006).
- Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. (BOE nº 151, de 24/06/2000).
- Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de gas natural (BOE nº 313, de 31/12/2002).
- Orden Ministerial de 18 de noviembre de 1974, Reglamento de Redes y Acometidas de Combustibles Gaseosos (BOE nº 292, de 06/12/1974).

INFRAESTRUCTURAS

- Ley de 16 de diciembre de 1954, Ley de Expropiación Forzosa (BOE nº 351, de 17/12/1954).
- RD-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.
- RD-ley 14/2022 de 1 de agosto, de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural.

5.2 OBJETIVOS E INDICADORES

5.2.1 OBJETIVOS

Los objetivos estratégicos y globales relacionados con las infraestructuras son los siguientes:

- 1.8. Apoyar la transición energética hacia un modelo sostenible en todos los sectores y segmentos de consumo.
- 1.9. Impulsar el cambio en el transporte hacia “vehículos cero emisiones” y nuevas soluciones modales incrementando la utilización de las energías renovables y reduciendo las emisiones contaminantes hasta cubrir el 29% del consumo de energía final del transporte con energías renovables.
- 1.10. Impulsar un nuevo modelo energético favoreciendo la generación distribuida.
- 1.12. Fomentar el impulso normativo y legislativo en consonancia con exigencias europeas, estatales y la voluntad de Navarra de mantener su liderazgo en un modelo energético sostenible.
- 1.15. Promover la cooperación y colaboración con otras regiones, territorios y agentes como fórmula para multiplicar, transferir y alinear el modelo energético con la vanguardia de conocimiento.

Los objetivos específicos planteados en materia de infraestructuras son los siguientes:

Energía Eléctrica

- 5.1. Contribuir a la seguridad del sistema de suministro.
- 5.2. Contribuir a la garantía de suministro acorde al crecimiento vegetativo, a los nuevos

mercados y potenciales desarrollos, así como a los núcleos aislados.

- 5.3. Apoyar al desarrollo del mallado de la red de transporte.
- 5.4. Contribuir a la implantación de una red inteligente que permita la modernización tecnológica.
- 5.5. Mejorar de la calidad zonal de los suministros energéticos
- 5.6. Promocionar el régimen especial y ordinario (Integración de las Energías renovables).
- 5.7. Dar suministro a proyectos singulares (Autoabastecimiento y generación distribuida de energía). Garantizar la ejecución de proyectos de autoproducción, generación distribuida de energía y gestión de la demanda.
- 5.8. Apoyar la Minimización del impacto ambiental por ejecución de redes más respetuosas medioambientalmente.

Gas natural

- 5.9. Apoyar la extensión de la red canalizada de distribución de gas a municipios y polígonos industriales mejorando la cobertura de demanda de gas natural.
- 5.10. Contribuir a Garantizar de seguridad de suministro de gas
- 5.11. Contribuir a conseguir un sistema energético económicamente sostenible
- 5.12. Apoyar e impulsar la integración de gases renovables en el sistema.

5.2.2 INDICADORES

Los objetivos relacionados con las infraestructuras energéticas llevan una serie de indicadores asociados que reúnen los siguientes requisitos:

1. Estar alineados con los objetivos concretos.
2. Ser medibles (posibilidad de fácil disponibilidad de datos).
3. Que las magnitudes que reflejen permitan actuar de una manera directa a la administración para modificar sus resultados.

Una vez identificados los distintos indicadores para cada una de las áreas específicas, se se or-

INFRAESTRUCTURAS

ganizan y jerarquizan, de manera que se puedan definir los niveles y las necesidades de medición y que sea viable la gestión de los mismos.

En un primer nivel se han considerados unos indicadores denominados estratégicos que son los necesarios para evaluar la senda del cumplimiento de los objetivos estratégicos y globales del Plan y en un segundo nivel, otros indicadores de menor relevancia, pero así mismo necesarios para calcular los primeros y evaluar el cumplimiento de los objetivos específicos y las diferentes actuaciones propuestas en cada área específica del Plan y, por último, se han recogidos otros indicadores de tercer nivel que también son monitorizados por el Servicio de Transición Energética y que pueden servir para seguir la realización de las actuaciones propuestas en cada área específica del Plan.

Los indicadores estratégicos y sus metas a 2030 recogidos este apartado de infraestructuras energéticas son los reflejados en la tabla 5.8. Por otro lado, los indicadores considerados de segundo nivel para este área de actuación junto con sus objetivos a 2030 son los reflejados en la tabla 5.9.

A continuación, se recogen los indicadores monitorizados por el Servicio de Transición Energética para este capítulo:

- **Infraestructura eléctrica - Red de Transporte**
 - Nuevas subestaciones (nº).
 - Tensión (kV).
 - Longitud (km).
 - Incremento capacidad acceso renovables red de transporte frente a 2020.
- **Infraestructura eléctrica - Red de Distribución**
 - Nuevas subestaciones distribución (nº).
 - Mejora red existente (km).
 - Nuevas redes (km).
 - Tensión (kV).
 - Longitud (km).
 - Cumplimiento planes inversión presentados por empresas distribuidoras (%).
 - Apoyo de la Administración a aquellas zonas donde se quiere reforzar o potenciar la infraestructura eléctrica (€).
- **Infraestructura eléctrica – Continuidad y calidad de suministro**
 - Niepi (nº de cortes).
 - Cumplimiento de la Norma UNE-EN 50.160

TABLA 5.8 | Indicadores estratégicos y metas a 2030 relacionados con las infraestructuras energéticas PEN 2030

INDICADORES ESTRATÉGICOS		UNIDAD	META 2030
V. Infraestructuras, transporte y distribución	Inversión asociada al fortalecimiento de infraestructuras (2020-2030)	M€	>300
	Inversión asociada a despliegue red de hidrógeno	M€	>100

TABLA 5.9 | Indicadores de segundo nivel y metas 2030 en infraestructuras energéticas PEN 2030

INDICADORES INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS		META 2030
Infraestructura eléctrica - Red de Transporte	Nuevas/ampliación subestaciones 400 kV (nº)	1
	Nuevas/ampliación subestaciones 220 kV (nº)	2
	Nuevas líneas/cables 400 kV (km acumulados)	290
	Nuevas líneas/cables 220 kV (km acumulados)	70
	Repotenciación líneas 400 kV (km acumulados)	0
	Repotenciación líneas 220 kV (km acumulados)	30
Infraestructura eléctrica - Red de Distribución	Planes inversión presentados por empresas distribuidoras (€/año)	35.000.000
Infraestructura eléctrica - Continuidad y calidad de suministro	TIEPI Total (tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en MT)	0,500
	TIEPI Imprevisto (tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en MT)	0,300
	Contratos (nº)	400.000
	Demanda energía (MWh/año)	4.650.000
Infraestructura de gas	Extensión red transporte (km/año)	0
	Extensión red de distribución (m/año)	6.000
	Acometidas realizadas (nº acometidas/año)	200

INFRAESTRUCTURAS

- **Infraestructura de gas**
 - Índice de cobertura (población zona concesión / población total Navarra).
 - Grado de penetración en grandes consumidores.
 - Grado de penetración en los usuarios domésticos.
 - Nº de solicitudes de conexión recibidas por Gas Navarra, S.A. por parte de las empresas comercializadoras.
 - Nº de nuevas poblaciones gasificadas.
 - Número total de municipios y localidades gasificadas en Navarra.
 - Número de puntos de suministro.
 - Número de usuarios.
 - Cumplimiento planes de inversión presentados por las empresas de gas (%).
 - Grado de penetración gases renovables en la red de distribución o transporte.

5.3 PLANIFICACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS

La planificación de programas y actuaciones, la priorización de objetivos en infraestructuras, así como la definición de indicadores asociados, metas y plazos es la siguiente (tabla 5.10).

5.3.1 INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

5.3.1.1 Red de Transporte de energía eléctrica

La planificación eléctrica tiene por objeto prever las necesidades del sistema eléctrico para garantizar el suministro de energía a largo plazo,

TABLA 5.10 | Planificación de programas y actuaciones en materia de infraestructuras

Ámbito del PEN 2030. INFRAESTRUCTURAS									
PROGRAMA A DESARROLLAR / ORDEN DE PRIORIDAD	OBJETIVO ESPECÍFICO PRIORIZADO	INDICADOR ASOCIADO	METAS Y OBJETIVOS						
			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Infraestructura eléctrica de transporte / 1									
Nueva Subestación Tierra Estella 220 kV y línea doble circuito 220 kV Muruarte-Tierra Estella	RRTT	5.4)				100%			
Infraestructura eléctrica de transporte / 2									
Ampliación subestación de La Serna 220 kV) / REE	RRTT - EvRe	5.4)				100%			
Infraestructura eléctrica de transporte / 3									
Ampliación subestación Olite 220 kV) / REE	RRTT - EvRe	5.4)				100%			
Infraestructura eléctrica de transporte / 4									
Repotenciación de las líneas E.A 220 kV Itxaso -Orkoien 1 y 2	RRTT - ApD	5.1), 5.4)							100%
Infraestructura eléctrica de transporte / 5									
Línea Entrada -Salida en la SE a 400 kV Itxaso de la línea eléctrica doble circuito Castejón-Muruarte	RRTT - EvRe, ApD	5.1), 5.4)							100%
Infraestructura eléctrica de transporte / 6									
Aumento capacidad de transporte de la línea eléctrica a 220 kV simple circuito Itxaso-Orkoien 2	RRTT - EvRe, ApD	5.1), 5.4)							100%
Infraestructura eléctrica de transporte / 7									
Línea eléctrica a 400 kV La Serna Magallón / REE	RRTT - EvRe	5.4)							100%
Infraestructura eléctrica de transporte / 8									
Línea eléctrica de evacuación SET ID El Boyal entre Mallén-Cortes	RRTT - EvRe	5.4)						100%	
Infraestructura eléctrica de transporte / 9									
Línea eléctrica a 220 kV entre subestaciones de Muruarte y línea Cordovilla-Orkoien T.M Pamplona	RRTT, ApD	5.1), 5.4)						100%	
Infraestructura eléctrica de distribución / 10									
ST La Serna: 2º trafo 220/66 kV 125 MVA y módulo 66 kV	RRDD - EvRe	5.5), 5.10)						100%	

INFRAESTRUCTURAS

VIENE DE PÁGINA ANTERIOR

Ámbito del PEN 2030. INFRAESTRUCTURAS		INDICADOR ASOCIADO	METAS Y OBJETIVOS						
PROGRAMA A DESARROLLAR / ORDEN DE PRIORIDAD			2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
ACTUACIÓN PLANIFICADA / AGENTES IMPLICADOS	OBJETIVO ESPECÍFICO PRIORIZADO								
Infraestructura eléctrica de distribución / 11									
Batería de almacenamiento en red MT Luzaide-Valcarlos	ApD	5.10)					100%		
Infraestructura eléctrica de distribución / 12									
ST Bidasoa. Sustitución transformación 132/30 kV	ApD	5.10)					100%		
Infraestructura eléctrica de distribución / 13									
ST Alsasua. Sustitución transformación 132/30 kV	ApD	5.10)					100%		
Infraestructura eléctrica de distribución / 14									
ST Tudela. Ampliación transformación 220/66 kV	ApD	5.10)						100%	
Infraestructura eléctrica de distribución / 15									
STR Huarte. Compactación 13 kV y cambio sistema 66 kV a DB GIS	ApD	5.10)						100%	
Infraestructura eléctrica de distribución / 16									
STR Lodosa. Cambio sistema 66 kV con paso a DB GIS	EvRe, ApD	5.10)						100%	
Infraestructura eléctrica de distribución / 17									
STR Esquiroz. Compactación 13 kV y renovación sistema 66 kV	ApD	5.10)						100%	
Infraestructura eléctrica de distribución / 18									
Nueva ST Tierra Estella 220/66 kV	ApD	5.10)							100%
Infraestructura eléctrica de distribución / 19									
STR Legasa. Compactación sistema 13 kV	ApD	5.10)							100%
Infraestructura eléctrica de gas / 20									
Estación de compresión tramo Larrau-Villar de Arnedo TM Lumbier ENAGAS		5.22)							100%
Infraestructura eléctrica de gas / 21									
Crecimiento zona consolidada (91,7 km)/ Nedgia Navarra, S.A.		5.22)							70%
Infraestructura eléctrica de gas / 22									
Conexiones a industriales en AP / Nedgia Navarra, S.A.		5.22)							100%
Infraestructura eléctrica de gas / 23									
Crecimiento mercado industrial (5 km) / Nedgia Navarra, S.A.		5.22)							100%
Infraestructura eléctrica de gas / 24									
Inyección de hidrógeno y biogás en la red de gas natural		5.22)						3%	5%

así como definir las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica y se realizará como establece el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Únicamente tendrá carácter vinculante la planificación de la red de transporte con las características técnicas que en la misma se definen.

La planificación eléctrica podrá incluir un anexo, de carácter no vinculante, con aquellas instalaciones de la red de transporte que se estime necesario poner en servicio durante los años posteriores al horizonte de la planifica-

ción. La inclusión de una instalación en este anexo servirá solamente a los efectos de iniciar los trámites administrativos pertinentes de la referida instalación.

5.3.1.1.1 Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026

En lo que afecta a la Comunidad Foral de Navarra, están previstas las siguientes actuaciones:

Apoyo a la red de distribución

Las actuaciones incluidas permiten mejorar la interfaz transporte-distribución en Navarra mejorando la seguridad del suministro de

INFRAESTRUCTURAS

FIG. 5.8 | Apoyo a la red de distribución de Navarra



la demanda en la zona de Tierra Estella con una inversión de 23,7 M€. Adicionalmente, la actuación permitirá una mayor integración de renovables en la zona (figura 5.8):

- Nueva subestación Tierra Estella 220 kV y nuevo doble circuito Muruarte-Tierra Estella 220 kV.
- Ampliaciones (2) de la subestación de Tierra Estella 220 kV, en la red de distribución.

Refuerzo Aragón-Navarra. Integración de renovables y resolución de restricciones técnicas.

La inversión de esta actuación se calcula en 40,7 M€ (tabla 5.11).

Nuevo eje Navarra - País Vasco.

La actuación consiste en reforzar la conexión entre la subestación de Itxaso (País Vasco) y el eje Muruarte - Castejón (Navarra) con una inversión de 65,2 M€ (figura 5.9):

- Nuevo doble circuito Itxaso - Muruarte 400kV e Itxaso - Castejón 400 kV

Interconexiones internacionales.

España-Francia por los Pirineos-Navarra-Landes

El proyecto consiste en una nueva interconexión entre España y Francia por la zona oeste de los pirineos entre la región de Olza en España y Cantegrit en Francia. Esta nueva interconexión será en corriente continua, con tecnología VSC y formada por dos monopolos simétricos de 1000 MW cada uno y permite:

- Integración de España y la península ibérica en el mercado único europeo contribuyendo a reducir la diferencia de precios entre países.

FIG. 5.9 | Nuevo eje Navarra-Pais Vasco



PLANIFICACIÓN H2021-2026			Actuaciones en subestaciones:	
Red existente:	Subestaciones	Líneas	Elementos de control de flujo:	Nuevas reactancias:
Red planificada:	● 400 kV	— 400 kV	● Elementos por estabilidad dinámica	● Nuevas transformaciones:
Actualizaciones en trámite:	● 220 kV	— 220 kV	● Para apoyo a red de distribución:	● Para conexión de generación y almacenamiento:
	● 110 kV	— 110 kV	● Para conexión de subestaciones a red de transporte:	
	● 60 kV	— 60 kV	● Para electrificación de vías ferroviarias:	
	● 30 kV	— 30 kV	● Para conexión de generación y almacenamiento:	

TABLA 5.11 | Refuerzo Aragón-Navarra

Tabla de unidades físicas

	220 kV	400 kV
Posiciones (uds.)		6
Línea aérea (km)		90
Repotenciación (km)	153	

Nota: la tabla incluye todos los activos incluidos en la actuación en estudio, independientemente de la fecha de puesta en servicio (que se detalla más abajo) así como de si suponen costes para el sistema o para terceros. Se computan kilómetros de circuito, mientras que en la tabla de detalle son kilómetros de traza.

Listado de detalle de actuaciones

		MVA [inv.]	MVA [ver.]	km (±10%)	UDS.	TIPO	MOTIV.	PREV.
Ampliación de subestaciones	La Serna 400 kV				3	Conv.	RdT	2025
	Magallón 400 kV				3	Conv.	RdT	2025
Nuevas líneas/cables	La Serna - Magallón 400 kV	2.400	2.000	45		Línea	RES	2025
Repotenciación de líneas	Jalón - Magallón 220 kV, cto 1	763	649	19		Línea	RES	2024
	Jalón - Magallón 220 kV, cto 2	763	649	19		Línea	RES	2024
	Lanzas Agudas - Magallón 220 kV, cto 1	763	649	27		Línea	RES	2024
	Magallón - Moncayo 220 kV, cto 1	763	649	57		Línea	RES	>2026
	Tudela - Magallón 220 kV, cto 1	434	370	30		Línea	RES	2020

INFRAESTRUCTURAS

- Contribuir a integrar la energía renovable existente y futura en toda Europa, y especialmente en España y la península ibérica.
- Reducir el aislamiento eléctrico de España y la península ibérica, y mejorar su nivel de interconexión de cara a cumplir los objetivos fijados por la UE.
- Cumplir los acuerdos intergubernamentales de la Declaración de Madrid y los valores de intercambio del escenario.
- Objetivo 2030 de PNIEC.

Tiene un presupuesto de 1.470 M€ y permite la integración adicional de 3.628.000 MWh/a de renovables.

Otras actuaciones

La tabla 5.12 refleja otras actuaciones con puesta en servicio posterior a 2026.

FIG. 5.9 | Nuevo eje Navarra-Pais Vasco



5.3.1.2 Red de Distribución eléctrica (planes de inversión)

En cuanto a las redes distribución, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico establece que las empresas distribuidoras deben presentar, cada año, sus planes de inversiones anuales y plurianuales al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a las respectivas Comunidades Autónomas.

La Secretaría de Estado de Energía aprueba los citados planes de inversión, previo informe emitido por la Comunidad Autónoma.

Como proyectos de nuevos desarrollos incluidos en los planes de inversión presentados por las empresas distribuidoras con horizonte 2025, destacan los reflejados en la tabla 5.13.

TABLA. 5.13 | Plazos contemplados en los planes de inversión de 2023-2025

ACTUACIÓN	PUESTA EN SERVICIO PREVISTA
ST La Serna: 2º trafa 220/66 kV 125 MVA y módulo 66 kV	2023
Batería de almacenamiento en red MT Luzaide-Valcarlos	2023
ST Bidasoa. Sustitución transformación 132/30 kV	2023
ST Alsasua. Sustitución transformación 132/30 kV	2023
ST Tudela. Ampliación transformación 220/66 kV	2024
STR Huarte. Compactación 13 kV y cambio sistema 66 kV a DB GIS	2024
STR Lodosa. Cambio sistema 66 kV con paso a DB GIS	2024
STR Esquiroz. Compactación 13 kV y renovación sistema 66 kV	2024
Nueva ST Tierra Estella 220/66 kV	2025
STR Legasa. Compactación sistema 13 kV	2025

TABLA 5.12 | Otras actuaciones con puesta en servicio posterior a 2026

ID	ACTUACIONES CON P.E.S POSTERIOR A 2026 EN NAVARRA	MOTIVACIÓN	OBSERVACIONES
POS59	Interconexión España-Francia HVDC Navarra-Frontera Francesa desde nueva subestación Olza 400kV, con entrada-salida de la línea Ichaso-Murarte/Castejón 400 kV.	Interconexiones internacionales	Proyecto TYNDP276 PCI 2.27.2
POS60	Ampliación de subestación Olza 400 kV	Alimentación eje ferroviario	Alternativa a Irañeta 220kV E/S en las líneas Ichaso-ORcoyen 220kV
POS61	Ampliación de la subestación de Tafalla 220 kV	Alimentación eje ferroviario	
POS62	Nuevo eje Tierra Estella-Laguardia 220 kV	Seguridad de Suministro	
POS63	Ampliación de subestación Tierra Estella 220 kV	Apoyo a la red de distribución	

INFRAESTRUCTURAS

5.3.1.2.1 Horizonte 2030

Dado que los planes de inversión se presentan con un horizonte temporal de 3 años, en este punto se describen las líneas de actuación del principal distribuidor de energía eléctrica de Navarra, I-DE, con horizonte 2030 con el objetivo de preparar la red de distribución para el reto de la electrificación de la economía. Las inversiones de I-DE con horizontes 2030 seguirán estas líneas de actuación.

1. Nuevo modelo DSO operador del sistema de distribución

El modelo tradicional y unidireccional (Distribution Network Operator - DNO) de la distribución de energía, desde las redes de transporte de alta tensión hasta los puntos de consumo, está siendo transformado por la integración de las energías renovables y la descentralización energética. La operación y gestión de estos nuevos recursos hace necesario disponer de una red digital, inteligente y flexible.

Por ello las distribuidoras de electricidad han de evolucionar hacia el modelo DSO (**Distribution System Operators**) que permitirá maximizar la integración de las EE.RR. y acelerar la descarbonización de la economía creando valor para los clientes.

La digitalización es la clave para asegurar el modelo DSO, requiriendo inversiones en automatización, contadores inteligentes, sistemas en tiempo real, big data y analítica de datos.

El modelo DSO utiliza contadores inteligentes que hacen posible la lectura bidireccional del flujo de energía y la comunicación en tiempo real. De esta forma, se posibilita la detección de interrupciones y el restablecimiento del suministro de manera automatizada, facilitando el seguimiento del consumo diario de los clientes a través de plataformas digitales de consulta a su disposición. La transición energética plantea nuevos modelos de negocio (vehículo eléctrico, comunidades energéticas, aerotermia, generación distribuida, etc.) a los que el DSO debe plantear soluciones.

2. Calidad de suministro

En la última década los valores de los principales índices de calidad de suministro (TIEPI y NIEPI) se han reducido cerca de un 60%, pasando de valores de más de dos horas de TIEPI y dos veces y media de NIEPI, a los actuales, muy inferiores a una hora.

La mejora viene explicada por las inversiones realizadas en este periodo: construcción de nueva red, renovaciones de instalaciones, digitalización y automatización de la red, disminución de mercados con potencia no garantizada, actuaciones en el Pirineo navarro.

Cómo inversiones más relevantes que mejorarán la calidad de suministro caben destacar las siguientes:

- Garantizar el suministro a Lecumberri: tal y como se ha comentado anteriormente se está trabajando en un proyecto para dotar de una segunda alimentación a la STR Lecumberri, que actualmente se alimenta desde la red de 66 kV desde la ST de Orcoyen. La segunda alimentación se plantea desde la red de 30 kV desde la localidad de Huici. Con ello, garantizaríamos que Lecumberri cumple con el criterio N-1, ante un fallo en cualquiera de las alimentaciones.

- Garantizar el suministro de Valcarlos: Históricamente el municipio de Valcarlos ha tenido malos índices de calidad de suministro como consecuencia de fenómenos atmosféricos (nevadas y fuertes vientos principalmente), y de que la difícil orografía no permite desarrollar líneas de alimentación alternativa. Por ello, se plantea la instalación de una batería de apoyo a la red de distribución en caso de fallo en la línea.

3. Plan de modernización de la red de 66 kV de la Comunidad Foral de Navarra

La red de 66 kV de la Comunidad Foral de Navarra, tanto por extensión como por tratarse de una red de Alta Tensión sin otras redes intermedias entre la red de transporte y las redes de MT y BT, realiza funciones vitales para el sistema eléctrico de la Comunidad Foral y su adecuada adaptación a los requerimientos que el futuro plantea a las redes eléctricas va a ser clave para la consecución de los ambiciosos retos asociados a la descarbonización de la economía.

En los últimos años I-DE ha realizado un importante esfuerzo inversor tanto en nuevas líneas de 66 kV como en la renovación completa de las existentes. Sin embargo, el hecho de que prácticamente no exista aparcamiento con capacidad de apertura en carga que pueda instalarse en línea para este nivel de tensión y la disponible para ser instalada en subestaciones sea especialmente cara o requiera mucho espacio para ser instalada, ha complicado integrar dichos desarrollos de redes en un plan integral de reestructuración/modernización de la red de 66 kV, que ha llegado el momento de acometer.

Las líneas principales de dicho plan son las siguientes:

- Reconfiguración de las STRs existentes, cambiando el esquema de conexión de las líneas de 66 kV del entorno de las mismas y modernizando el esquema de protección y control. Actuaciones como las renovaciones de las STRs de Huarte, Lodosa y Esquiroz están relacionadas con esta línea de acción y se deberán ir programando el resto de las actuaciones en los años venideros.
- Reconfiguración de los SMRs existentes (STRs sin transformación) y nuevas SMRs en puntos estratégicos que permitan mejorar los esquemas de conexionado de las líneas entre ellas.
- Nuevas subestaciones de seccionamiento (SSs) que permitan sustituir los seccionadores que todavía existen en líneas de 66 kV, mejorando tanto la seguridad de explotación de estas, como la calidad de suministro de los clientes.
- Los principales beneficios que se buscan para la red de distribución de Navarra son:
 - Mejora de la seguridad asociada a la explotación de la red, desde el punto de vista de las personas, del medio ambiente y de los costes de operación asociados.
 - Mejora de la resiliencia de la red y de la calidad de suministro en general.
 - Facilitar conexiones de futuros clientes/generaciones en la red de 66 kV, dado que las reformas se ejecutarán dejando margen de crecimiento en las STRs/SMRs implicadas. Además, la posibilidad de conexión sin tener que extender las redes hasta las STs de cabecera, redundará en menor longitud de las líneas de clientes y por tanto menor impacto ambiental del conjunto del sistema.

4. Medio ambiente

• Minimización afecciones Biodiversidad.

La biodiversidad y los ecosistemas se sitúan en un lugar protagonista en esta transición. Por ello, es importante integrar la conservación de la diversidad biológica en la actividad, con diversas actuaciones en las instalaciones que permitan reducir el impacto de la distribución de electricidad sobre la fauna. Además, el cambio climático está provocando eventos climáticos extremos que pueden afectar a la infraestructura de la red y, en consecuencia, la calidad del suministro.

Para ello, y para dar cumplimiento al RD 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen las medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión, se están llevando a cabo diversas actuaciones para adaptar las líneas tales como: forrado de conductores, disuasores de posada, aisladores avifauna, salva-pájaros, forros para grapas, etc.

Las actuaciones detalladas anteriormente suponen un importante esfuerzo inversor y un elevado número de trabajos en la red de distribución.

Dentro de este apartado cabe señalar el piloto de crucetas aislantes de vidrio que se está realizando en Navarra con el fin de evitar la afección en la avifauna. También cabe destacar que cada vez se plantean más soluciones de soterramiento de líneas, tanto en desarrollos nuevos como en renovaciones.

• Reducción de emisiones de GEI.

En cuanto a la reducción de emisiones de GEI, se ha firmado un acuerdo voluntario entre el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITERD), los fabricantes y proveedores de equipos eléctricos que usan hexafluoruro de azufre, y compañías de transporte y distribución de energía eléctrica, para la limitación de emisiones de hexafluoruro de azufre.

5. I+D+i

Navarra ha apostado en su modelo energético por las energías renovables. Estas son respetuosas con el medioambiente, disminuyendo las emisiones de carbono en la generación energética. Sin embargo, las EE.RR. tienen una dificultad frente a otras fuentes de energía debido a la variabilidad de la misma. Esto provoca que en ocasiones se produzca mucha energía cuando la demanda es baja y haya que desconectar los parques de la red y perder dicha energía, mientras que en otras ocasiones, hay mucha demanda eléctrica pero no hay recurso renovable. Por otro lado, en las redes de transporte de energía se producen también pérdidas energéticas que aconsejan generar la electricidad cerca de los puntos de consumo. Hoy en día con el uso de las tecnologías existentes de EE.RR., la generación energética puede llevarse directamente al punto de consumo. El Reto AERO 2 dentro de la estrategia S4 permite a los centros tecnológicos de Navarra desarrollar tecnologías de almacenamiento que permitan de una manera inteligente integrar de manera más eficiente mediante tecnologías de almacenamiento la energía eléctrica generada en la red eléctrica.

I-DE, como empresa líder de distribución de energía eléctrica, lidera múltiples proyectos de innovación en el campo de las redes eléctricas y telecomunicaciones en colaboración con universidades y proveedores. Las principales áreas de investigación son:

- La generación distribuida.
- La gestión de la demanda.
- La eficiencia energética.
- Redes inteligentes
- La telegestión de contadores.

En este capítulo caben destacar iniciativas con impacto directo en la red eléctrica de Navarra tales como:

- **Modelo de Red de BT (Proyecto ELVIS)**

El objetivo es la implantación de un sistema de control de la red de baja tensión, con herramientas de movilidad que saquen el máximo valor de la información que hoy tenemos disponible. Este proyecto permitirá optimizar la explotación de la red de baja tensión y optimizar su uso, mejorar la continuidad del servicio en momentos de mantenimiento por incidencia o por mejora de la red, acelerar la identificación de disponibilidad para incrementar la carga de la red de BT y mejorar la calidad de la onda.

- **Desarrollo de soluciones de red no convencionales**

En un entorno donde la solución convencional no es eficiente y hay una instalación de generación renovable, la instalación de una batería mejora la calidad del servicio y mantiene el suministro eléctrico. En este sentido cabe destacar el proyecto de instalación de una batería de apoyo a la red de distribución en Valcarlos.

- **Profundizar en el rol de DSO**

Reforzar productos y servicios entre DSO y clientes, y viceversa, así como las plataformas necesarias para creación de un mercado de gestión de sus transacciones, tienen como objetivo poner en producción la primera plataforma de flexibilidad totalmente integrada con los sistemas de producción.

- **Dotar de mecanismos de flexibilidad para aumentar la capacidad de generación**

Dada la extensión de la red de 66 kV de Navarra, conseguir mecanismos de gestión de la generación adaptados a los requerimientos del futuro (inmediatez, manejo de información de ubicaciones variadas y alejadas, etc.) es un reto para el que vamos a necesitar soluciones innovadoras. Sólo como ejemplo, i-DE tiene actualmente en marcha un proyecto basado en la utilización de

sincrofasores, tecnología que hasta el momento sólo se ha utilizado redes de transporte, consistente en el control de generadores instalados en redes de AT ante el fallo de un transformador 220/66 kV de la subestación de cabecera.

6. Ciberseguridad

Un aspecto clave a considerar dentro de la actividad de distribución es la ciberseguridad. La ciberseguridad es una obligación para I-DE, dado que suministra un servicio esencial, servicio cada vez más dependiente de equipos digitales y sistemas que corren el riesgo de sufrir un ataque. Por ello, se ha establecido el Plan Director de Ciberseguridad, con el objetivo de coordinar esta área.

Los esfuerzos se centrarán en las siguientes áreas:

- Gobierno de la ciberseguridad
- Seguridad de equipos
- Bastionado
- Arquitecturas de referencia
- Gestión de identidades y accesos
- Gestión de vulnerabilidades
- Monitorización y operación de la ciberseguridad (SOC)
- Ciberseguridad de terceros y de la cadena de suministro
- Seguridad del dato en su ciclo de vida, así como en la respuesta y recuperación ante incidentes.

5.3.2 INFRAESTRUCTURAS DE GAS

5.3.2.1 Proyectos de las distribuidoras de gas

5.3.2.1.1 Plan de inversión anual (2023) de Nedgia Navarra, S.A.

El plan de inversión anual de Nedgia Navarra recoge a modo de resumen las siguientes actuaciones: tabla 4.14.

TABLA. 5.14 | Plan de inversión anual de Nedgia Navarra

TIPO DE PROYECTO	LONGITUD DE REDES (KM)	INVERSIÓN (K€)
Crecimiento zona consolidada	6,7	1.600
Conexiones a industriales en AP	0,7	200
TOTAL	7,4	1.800

TABLA. 5.15 | Plan de inversión anual de Nedgia Navarra

TIPO DE PROYECTO	LONGITUD DE REDES (KM)	INVERSIÓN (K€)
Crecimiento zona consolidada	85	30.500
Crecimiento mercado industrial	5	2.000
TOTAL	90	32.500

TABLA. 5.16 | Proyecto de autorización conjunta anual de Nedgia Navarra

MUNICIPIO	ATENCIÓN DE NUEVOS PUNTOS DE SUMINISTRO		DESPLAZAMIENTOS
	Metros	Acometidas	Metros
Ablitas	7	2	0
Aibar	0	2	0
Alsasua	0	1	0
Andosilla	0	2	0
Aoiz-Agoitz	0	2	0
Aranguren	52	7	0
Arguedas	0	3	0
Arroniz	102	0	0
Artajona	16	1	0
Ayegui	8	3	0
Azagra	0	5	0
Barañain	1.417	2	0
Baztan	0	3	0
Berbinzana	46	1	0
Berriozar	0	2	0
Buñuel	0	1	0
Burlada	0	2	0
Cabanillas	0	2	0
Cadreita	13	2	0
Caparroso	313	5	0
Carcar	0	1	0
Carcastillo	18	3	0
Cascante	14	3	0
Caseda	12	1	0
Castejon	0	3	0
Cintruenigo	14	0	0
Cortes	0	6	0
Estella	0	2	0
Falces	0	3	0
Fontellas	0	1	0

5.3.2.1.2 Plan de inversión plurianual (2024-2034) de Nedgia Navarra, S.A.

El plan de inversión plurianual de Nedgia Navarra recoge a modo de resumen las siguientes actuaciones: tabla 5.15.

5.3.2.1.3 Proyecto para la autorización conjunta anual de instalaciones de Nedgia Navarra, S.A. canalizado durante el año 2021 en Navarra

Las redes de distribución previstas en el Proyecto para la Autorización Conjunta Anual (PACA) de instalaciones de gas natural canalizado durante el año 2021 discurren en la totalidad de su trazado por las zonas con autorización administrativa de las siguientes poblaciones de la Comunidad Foral de Navarra: Ablitas, Aibar, Alsasua, Andosilla, Aoiz-Agoitz, Aranguren, Arguedas, Arroniz, Artajona, Ayegui, Azagra, Barañain, Baztan, Berbinzana, Berriozar, Buñuel, Burlada, Cabanillas, Cadreita, Caparroso, Carcar, Carcastillo, Cascante, Caseda, Castejon, Cintruenigo, Cortes, Estella, Falces, Fontellas, Funes, Fustiñana, Galar, Huarte, Lekunberri, Leiza, Lerin, Lodosa, Los Arcos, Lumbier, Marcilla, Melida, Mendavia, Milagro, Miranda de Arga, Monteagudo, Murchante, Murillo el Cuende, Murillo el Fruto, Noain, Obanos, Olite, Oteiza, Orkoien, Pamplona, Ribaforada, Saguesa, San Adrian, Santacara, Sesma, Tafalla, Tuleda, Uharte, Valle de Egües, Valtierra, Viana, Villafranca, Villatuerta, Villava, Zizur Mayor.

Descripción de las instalaciones:

Nedgia Navarra, S.A. como distribuidor de las zonas autorizadas, tiene previsto construir nuevas canalizaciones para atención de nuevos suministros, desplazamiento de red por afección de nuevas infraestructuras y religues técnicos para garantizar el suministro. La relación prevista en cuantía y ubicación de estas canalizaciones, se indica en la tabla siguiente:

5.3.3 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

Dado que la planificación de la red de transporte de energía es realizada por la Administración General del Estado, la evaluación ambiental de la misma le corresponde al Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.

La Comunidad Foral de Navarra, como administración pública afectada, participa en este

VIENE DE PÁGINA ANTERIOR

MUNICIPIO	ATENCIÓN DE NUEVOS PUNTOS DE SUMINISTRO		DESPLAZA- MIENTOS
	Metros	Acometidas	Metros
Funes	9	2	0
Galar	0	2	0
Huarte	0	1	0
Lekunberri	390	0	0
Leiza	0	1	0
Lerin	0	2	0
Lodosa	136	1	0
Los Arcos	0	1	0
Lumbier	135	0	0
Marcilla	0	2	0
Melida	0	2	0
Mendavia	247	3	0
Milagro	8	5	0
Miranda de Arga	0	1	0
Monteagudo	0	1	0
Murchante	0	5	0
Murillo el Cuende	0	1	0
Murillo el Fruto	0	1	0
Noain	397	1	0
Obanos	0	1	0
Olite	0	2	0
Oteiza	0	1	0
Orkoien	21	0	0
Pamplona	2.288	11	0
Ribaforada	30	4	0
Saguesa	0	1	0
San Adrian	34	0	0
Santacara	0	1	0
Sesma	6	0	0
Tafalla	0	3	0
Tuleda	86	14	0
Uharte	0	1	0
Valle de Egües	0	2	0
Valtierra	0	2	0
Viana	0	1	0
Villafranca	0	1	0
Villatuerta	0	2	0
Villava	31	3	0
Zizur Mayor	0	2	0
TOTAL (m.)	5.867	155	0

procedimiento mediante la emisión de sendos informes, tanto en la fase de consultas sobre el alcance del Informe de Sostenibilidad Ambiental (ISA), como sobre el propio Plan y su ISA una vez elaborados.

Por otro lado, cada una de las infraestructuras de transporte o distribución de gas y electricidad que se plantean se encuentran sometidas al procedimiento de evaluación de impacto ambiental o autorización de afecciones ambientales, por lo que en cada caso se analiza su viabilidad ambiental y se establece, en su caso, las medidas correctoras oportunas.

