

**Al Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno de Navarra  
Gobierno de España**

D. /D<sup>a</sup> [REDACTED], con DNI n.º [REDACTED], con domicilio a efecto de notificaciones en C/ [REDACTED] [REDACTED], nº [REDACTED], piso [REDACTED], municipio: [REDACTED], código postal: [REDACTED], ante esta entidad comparezco, y como mejor proceda en Derecho, **DIGO**:

Que el pasado 14 de septiembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Navarra N.º 216, el anuncio de puesta a exposición pública a fin de realizar alegaciones al proyecto de "línea aérea de transporte de energía eléctrica a 400 kv, doble circuito, Itsaso - Castejón/Muruarte, y de autorización administrativa previa de desmontaje de la instalación de la línea aérea de transporte de energía eléctrica a 220 kv, simple circuito, Itsaso-Orkoien 1 y de la instalación de la línea aérea de transporte de energía eléctrica a 220 kv, simple circuito, Itsaso-Orkoien 2"; y que mediante este escrito, en tiempo y forma, realizo las siguientes:

### **ALEGACIONES**

#### **1. FALTA UN ANÁLISIS ADECUADO DE LA NECESIDAD DE REALIZAR EL PROYECTO**

El Estudio de Impacto Ambiental, a modo de justificación del proyecto, recoge lo indicado en el documento de "Propuesta de desarrollo de la RDT de energía eléctrica período 2021-2026" del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD)<sup>1</sup>. Este documento justifica la necesidad del Nuevo eje Navarra - País Vasco (línea eléctrica Itxaso - Castejón/Muruarte) con los siguientes argumentos:

*La conexión actual entre Navarra y País Vasco es por medio de dos líneas de 220 kV de capacidad limitada, lo que provoca sobrecargas de red que requieren la aplicación de restricciones técnicas, aumentando los costes de generación.*

*El refuerzo de la conexión entre Navarra y País Vasco supone el último eslabón del proyecto de eje de transporte Norte de 400 kV. Además de la motivación global de integración de renovables y eliminar restricciones técnicas, este proyecto posibilitará la alimentación a nuevos ejes ferroviarios y el incremento de la capacidad de interconexión con Francia.*

*Se trata de una actuación muy beneficiosa para el sistema, tanto por la reducción de restricciones técnicas en la zona como por la maximización de integración de energía renovable. Asimismo, la actuación provoca una disminución de las pérdidas eléctricas de la red de transporte.*

*En escenarios de elevada producción eólica en la zona coincidentes con demandas elevadas y exportación de energía a Francia se producen sobrecargas inadmisibles en la red de 220 kV existente, lo cual provoca la aplicación de restricciones técnicas con el consecuente aumento de costes al sistema.*

Como se puede comprobar, entre los argumentos más importantes esgrimidos para esta nueva infraestructura están: un supuesto aumento de costes del sistema eléctrico si no se realiza el

---

<sup>1</sup> <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=391>

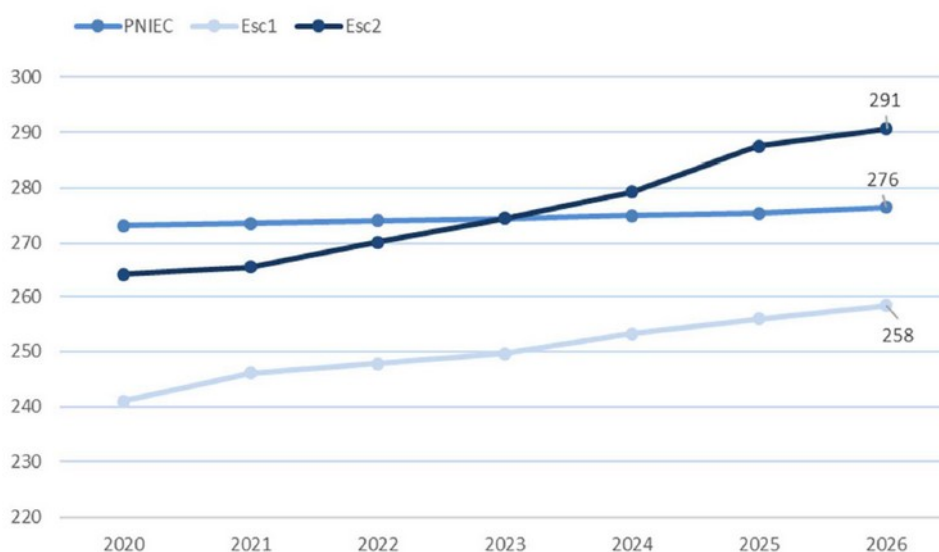
proyecto, y si se realiza: el supuesto aumento de la capacidad de evacuar electricidad proveniente de los grandes proyectos renovables de Navarra, la alimentación del Tren de Alta Velocidad, y el aumento de la interconexión eléctrica con Francia (por el mismo orden que aparecen en el texto anterior).

### Costes del sistema y precios de la electricidad:

Como hemos visto, un argumento esgrimido para realizar el proyecto de nueva línea eléctrica es el de evitar un aumento de los precios de la electricidad. Sin embargo, desde una perspectiva de coste-beneficio cabría plantearse quién se beneficiaría de esta integración de sistemas y quién se haría cargo de los costes asociados. En concreto, si la integración de la Península Ibérica con los sistemas eléctricos del centro de Europa logra aumentar la generación renovable y, por consiguiente, disminuir los costes de generación a nivel de la Unión Europea, esto se haría en detrimento de los costes de la electricidad para los consumidores españoles, que no se verían beneficiados de esta integración pero que verían encarecida su factura eléctrica al tener que hacerse cargo de una parte del coste total del proyecto, estimado en 642 M€ para los consumidores.

Esto se entiende mejor si echamos un vistazo a los resultados de la investigación realizada por Wagner<sup>2</sup>. En dicho trabajo, el autor justifica, en base a herramientas de modelado matemático de los sistemas eléctricos europeos, que España no se vería beneficiada de una posible bajada de precios causada por un aumento de la capacidad de interconexión, pero sí que lo haría el centro de Europa por debido a la sincronía de la producción renovable de la península respecto al resto de países de Europa central. Del mismo modo, Wagner argumenta como la capacidad de producción renovable de las periferias europeas pueden complementar la demanda del interior del continente, pero que esto no ocurriría en la dirección inversa. Teniendo todo esto en cuenta, parece poco defendible que los consumidores y consumidoras del Estado Español tengan que financiar una infraestructura de semejante coste, cuando no va a dejar ningún beneficio en el territorio, pero sí numerosos impactos económicos, ambientales y sobre la salud.

A este respecto, podemos analizar las previsiones del Estado Español en el consumo eléctrico en los años venideros. En la Figura 1 se muestran los tres escenarios de evolución de la demanda eléctrica considerados en la propuesta de Planificación de la Red del Transporte 2021-2026 propuesta por el MITECO.



<sup>2</sup> Wagner, F., 2014. Considerations for an EU-wide use of renewable energies for electricity generation. Eur. Phys. J. Plus 129, 1–14. <https://doi.org/10.1140/epjp/i2014-14219-7>

*Figura 1. Escenarios de evolución a futuro de la demanda eléctrica utilizada en la propuesta de Planificación de la Red del Transporte 2021-2026 propuesta por el MITECO.*

Dichos escenarios se pasan a describir a continuación:

- **PNIEC:** Se basa en variaciones del PIB realizadas en base a valores facilitados por el MINECO y actualizados a la revisión del Programa de Estabilidad del año 2018. Bajo este supuesto, se estima que la demanda eléctrica en barras de central asciende desde los 273 TWh en 2020 (aprox.) hasta los 276 TWh en 2026, un alza del 1.1%.
- **ESC1:** En cuanto al PIB, considera una caída significativa en el año 2020 con una recuperación a partir del año 2021. Bajo este supuesto, se estima que la demanda eléctrica en barras de central asciende a los 240 TWh en 2020 (aprox.) a los 258 TWh en 2026, un alza del 7.5%
- **ESC2:** Siguiendo el mismo supuesto del PNIEC, se basa en la evolución del PIB prevista en la “Actualización del programa de estabilidad 2019” de abril de 2019. De esta manera, se estima que la demanda eléctrica en barras de central asciende desde los 265 TWh en 2020 (aprox.) hasta los 291 TWh en 2026, un alza del 9.8%.

Cabe destacar que, de estos 3 escenarios, sólo el ESC1 considera los impactos en la economía derivados de la crisis sanitaria del COVID19 y, por lo tanto, el único que introduce la situación económica real en el momento de lanzar a consulta pública la propuesta de planificación. De hecho, parece que la única justificación para definir un ESC2 que obvia dicha crisis, conocida en el momento de presentación del documento, responde al interés de seguir trabajando con los datos del PNIEC (decisión finalmente tomada en la propuesta de Planificación de la Red de Transporte 2021-2026), presumiblemente debido al hecho de que esta planificación ya estaba desarrollada con anterioridad a marzo del 2020.

Por si fuera poco, a esto habría que sumarle el hecho de que, a pesar de que el ESC1 sí tiene en cuenta los impactos en la economía del COVID19, éste supone una recuperación inmediata de la economía a partir de 2021, algo altamente cuestionable si hacemos caso a las voces expertas sobre el tema. De hecho, el Gobierno ya ha reducido las expectativas de recuperación para 2021 a un 6.5%, frente a una estimación inicial entre el 7,2% y el 9,8%<sup>3</sup>. Teniendo en cuenta todo esto, resulta difícil de justificar la necesidad del presente proyecto en un escenario donde en el medio plazo se esperan unos niveles de consumo sensiblemente menores a los utilizados en la planificación del TYNDP2018.

De este modo, si se considera el exceso de potencia instalada y la actual situación de déficit eléctrico francés (probablemente estructural), el proyecto podría contribuir notablemente al alza de los precios de la energía, especialmente en España.

Así, vemos que el aumento de las interconexiones eléctricas no produce una reducción de los precios a los consumidores. Lo demuestra el hecho de que, a pesar del fuerte aumento de las importaciones (+154% desde 2014), el precio para el consumidor español no ha dejado de aumentar (+38% desde 2015) a 25 c€/kWh, siendo el 4º más caro de la UE. Incluso el informe de la Comisión de Expertos de la Transición Energética<sup>4</sup>, estudio encargado por el Ministerio de Energía, indica que las nuevas interconexiones probablemente aumentarían los precios para los consumidores españoles entre un 5 y un 6%.

Sin embargo, las interconexiones eléctricas sí reportan mayores beneficios económicos para el oligopolio eléctrico español (las tres mayores empresas eléctricas copan entre el 80% y 90% del

<sup>3</sup> <https://elpais.com/economia/2021-04-09/el-gobierno-rebaja-al-65-la-prevision-de-crecimiento-para-2021-por-el-debil-arranque-de-ano.html>

<sup>4</sup> <https://www.mincotur.gob.es/es-es/GabinetePrensa/NotasPrensa/2018/Paginas/informe-comision-expertos20180402.aspx>

mercado eléctrico). Esto es así dado que este proyecto también podría servir para aumentar las importaciones masivas de electricidad nuclear desde Francia. Este fue el 75% del uso de las interconexiones en 2017, por ejemplo, cuando se importó de Francia hasta 17.100 GWh<sup>5</sup>, lo que supone 23,5% del consumo residencial español. Y esta energía de origen nuclear, que se adquiere en Francia a un precio muy barato (5c€/kWh en 2016<sup>6</sup>) es revendida a un precio mucho más caro a los consumidores en España, a 25 c€/kWh (el 4º más caro de la UE). Se trata, por tanto de un pingüe negocio para las empresas eléctricas españolas, que no repercute en los consumidores, dado que no supone una disminución de los precios de la electricidad.

De este modo, el conjunto de líneas eléctricas de interconexión previstas suponen, por tanto, un inaceptable despilfarro de dinero público europeo por un importe total superior a 8.000 M€. Esta cantidad representarían para el promotor REE 3.000 M€, o dos tercios de su plan de inversiones a medio plazo que, sin duda, acabarán pagando también los consumidores.

### **Integración de las renovables e interconexiones eléctricas:**

Para hacer una evaluación adecuada de la necesidad del presente proyecto de línea eléctrica, es importante destacar que el proyecto no es indispensable para la integración de energías renovables, puesto que la interconexión eléctrica es sólo una de las técnicas y prácticas existentes para lidiar con el reto que supone la integración de las renovables en el sistema eléctrico, especialmente debido a la intermitencia en su producción. En este sentido, resulta fundamental justificar de forma clara la necesidad de realizar este proyecto, en lugar de dirigir su presupuesto a otras acciones que puedan resolver de forma más satisfactoria los problemas asociados a la intermitencia de las fuentes de generación renovables.

En concreto, entre las opciones tecnológicas existentes para facilitar la integración de las renovables, específicamente debido a la intermitencia intrínseca de estas fuentes, la literatura científica identifica principalmente las siguientes 4 medidas:

1. Gestión de la demanda: adaptación del consumo de electricidad a la disponibilidad de energía renovable (medida 1)
2. Acoplamiento de sectores o *sector coupling*: integración de flujos energéticos, entrantes y salientes, de sectores actualmente aislados (transporte, edificios e industrias, principalmente, permitiendo integrar electricidad, calor/refrigeración y movilidad) (medida 2).
3. Almacenamiento de energía eléctrica: acumulación de los excedentes en periodos de sobreproducción para su posterior uso en instantes de déficit productivo (medida 3).
4. Ampliación de la red: para poder intercambiar electricidad entre territorios en los momentos en los que se den periodos simultáneos de exceso y déficit de producción real entre territorios (medida 4).

Estas 4 opciones para la gestión de la intermitencia de las fuentes renovables son complementarias. De esta forma, ninguna de ellas por sí sola es suficiente ni tampoco totalmente indispensable (aunque habría que matizar niveles de potencia para cada opción y sistema energético que se evalúe). De esta forma, un sistema en que se promueva mayor gestión de la demanda (medida 1), más integración entre sectores (medida 2) y más almacenamiento (medida 3) podría no necesitar ampliar más la red ya existente (medida 4). De hecho, teniendo en cuenta que los recursos económicos necesarios para llevar a cabo la transición energética son limitados, no se puede aceptar ningún planteamiento que no se derive de un análisis sistemático del coste beneficio de todas las opciones existentes.

---

<sup>5</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Rapport-interconnexions-2018>

<sup>6</sup> <https://prix-elec.com/energie/comprendre/exportation-electricite-francaise>

Arrojando luz sobre esto, Brown et al., en el estudio que desarrollan a nivel de sistema energético europeo, establecen que, para todos los escenarios analizados, el beneficio de las interconexiones se reduce en la medida en la que los sectores se vayan acoplando (medida 2)<sup>7</sup>. Conclusiones semejantes son arrojadas por un estudio solicitados por la Comisión Europea<sup>8</sup> o el publicado por Pfeifer et al. para el caso de Croacia<sup>9</sup>, donde estiman como la cantidad de electricidad generada en un sistema que éste no puede integrar se reduce de forma significativa a medida que se van incluyendo mecanismos de aumento de flexibilidad (Figura 2).

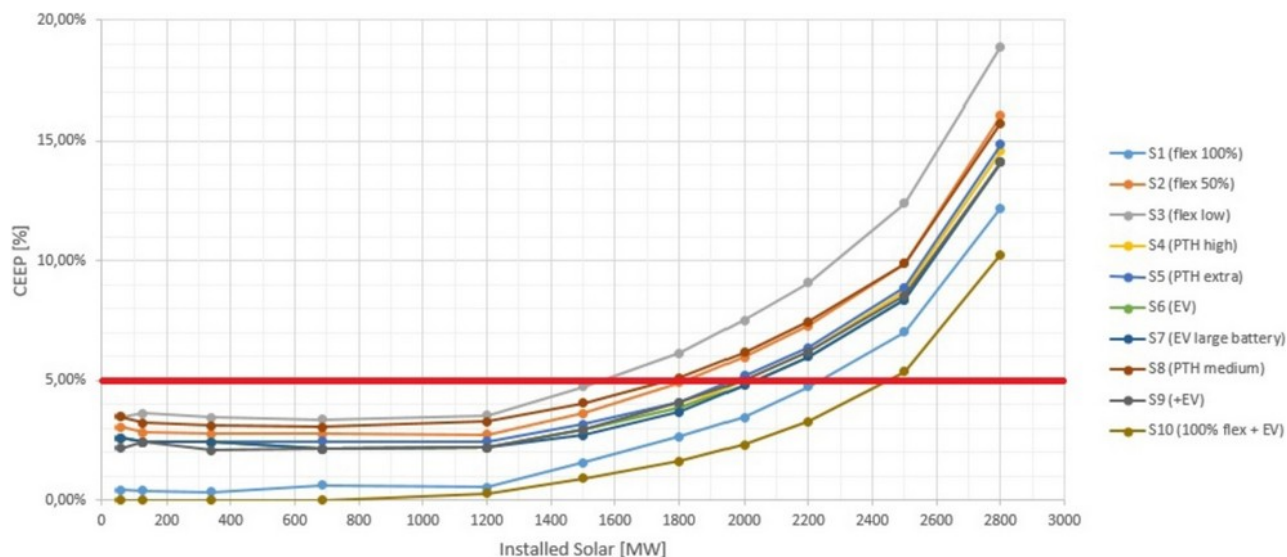


Figura 2. Energía no integrada en el sistema energético de Croacia en función de distintas medidas de aumento de la flexibilidad (medidas 1, 2 y 3).

Adicionalmente, de la propia Figura 2 también podemos extraer que el potencial de las herramientas de aumento de flexibilidad del sector energético es especialmente alto para niveles de penetración renovable bajos y moderados, como es el caso del 32% que se apunta como objetivo en el estudio de impacto ambiental del presente proyecto de interconexión eléctrica. Esto debería primar el desarrollo de estas herramientas, de mucho menor impacto y que resultan en una mayor flexibilidad y resiliencia del sistema energético. Esto es especialmente relevante cuando se tiene entre manos un proyecto excepcionalmente caro para los contribuyentes. Sin embargo, vemos como la Comisión Europea, a pesar de las evidencias científicas aquí expuestas está apostando de forma clara por un modelo centralizado que prima las grandes inversiones y la participación de un reducido número de actores.

De hecho, si la expansión de la red y, notablemente, el incremento de las interconexiones internacionales contribuye a algo, es al apuntalamiento de un sistema eléctrico “centralizado”, entendido como un sistema que se apoya principalmente en grandes instalaciones de generación de energía localizadas de forma dispersa por el territorio en aquellos lugares donde el recurso energético es mayor y la inversión económica a realizar es menor. Sin embargo, esta tipología no es la única y se podría contraponer un sistema energético “descentralizado”, entendido como aquel en el que se pone el énfasis en la producción a menor escala en zonas ya urbanizadas, el autoconsumo, las mejoras de eficiencia, así como las 3 primeras opciones de gestión de la intermitencia de las renovables. En este segundo caso se reduciría la necesidad de grandes redes de transporte. Como indican Bauknecht et al., existen una serie de beneficios y desventajas para

7 Brown, T., Schlachtberger, D., Kies, A., Schramm, S., Greiner, M., 2018. Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system. Energy 160, 720–739. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.222>

8 <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/60fadfee-216c-11ea-95ab-01aa75ed71a1/language-en>

9 Pfeifer, G. Krajacic, D. Ljubas, N. Duic, Increasing the integration of solar photovoltaics in energy mix on the road to low emissions energy system - economic and environmental implications, Renew. Energy 143 (2019)1310e1317, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.080>



ambos modelos, tomando tanto una perspectiva puramente económica-monetaria como de participación social, de forma que cuál podría ser preferible no está claro y depende también de condicionantes político-sociales que deben de ser analizadas pormenorizadamente<sup>10</sup> (Figura 3).

**Table 1**  
Possible configurations of technological infrastructure dimensions. Source:  
Based on [6]

	Connectivity	Proximity	Flexibility	Controllability
Decentralised	Power plants with smaller capacities are connected to the distribution grid level.	Power plants are located close to demand.	Flexibility (storage, DSM etc.) is connected to the distribution grid level.	Decentralised balancing of generation and demand, e.g. via distribution grids and decentralised markets or prosumers.
Centralised	Power plants with larger capacities are connected to the transmission grid level.	Power plants are located far away from demand, e.g. because sites are chosen based on optimal conditions of production, i.e. cost reducing or output maximising.	Flexibility is connected to the transmission grid level.	Decentralised balancing of generation and demand via the transmission grid and centralised markets.

*Figura 3. Posibles configuraciones para la integración de renovables.*

Teniendo esto en cuenta, es interesante pensar cómo se ha fraguado la apuesta europea por las interconexiones eléctricas. Lejos de realizar un análisis específico de las necesidades de interconexión entre los Estados Miembros y considerar las distintas alternativas de flexibilidad que apuntábamos arriba, toda la política de interconexiones eléctricas, movilizada a través de Proyectos de Interés Común, se basa en que la capacidad de interconexión entre estados alcance un porcentaje fijo de la capacidad de producción instalada, fijándose un objetivo del 10% para 2020 y del 15% para el 2030. La elección de estas ratios es totalmente arbitraria y no existe ningún documento técnico donde se justifique este porcentaje único. De hecho, hay que considerar que la capacidad instalada en cada Estado Miembro es una consecuencia directa de la capacidad de interconexión existente que viene dada por ciertas limitaciones geofísicas que ahora parece que se quieren obviar. Resulta por lo tanto difícil de justificar que la sobrecapacidad de algunos Estados, que es consecuencia directa de una determinada situación de interconexión, se utilice ahora como justificación para aumentar la capacidad de interconexión. En lugar de revisar estos criterios y sustituirlos por algún indicador que recoja la realidad de la producción y el consumo energético de cada Estado (¿consumo medio anual, ¿potencia media vertida a la red?, etc.), parece que la Comisión Europea hace oídos sordos, siguiendo con un planteamiento difícil de defender en base a criterios técnicos.

Debe tenerse en cuenta, además, que un sistema basado en grandes líneas de transporte de Alta Tensión requiere mantener un aporte de una gran potencia eléctrica de manera continua, por lo que un fallo en una pequeña parte de la red se transmite a toda ella con gran rapidez, haciéndola

<sup>10</sup> Bauknecht, D., Funcke, S., Vogel, M., 2020. Is small beautiful? A framework for assessing decentralised electricity systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 118, 109543.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109543>

más frágil. Sin una gran disponibilidad de energía (lo que es previsible en un futuro no muy lejano) un sistema basado en grandes redes de transporte resulta inestable y, a partir de un cierto nivel, puede volverse directamente inviable. Se trata, por tanto, de un sistema mucho menos fiable, tanto en la actualidad como a futuro, donde cada vez se verán más claramente los problemas de este modelo.

Al respecto, hay que tener presente también que, según un informe del año 2010 del estadounidense Electric Power Research Institute (EPRI), España contaba en ese periodo con 189 Km. de líneas de 400 kV por GW de capacidad instalada, en comparación con los aproximadamente 100 kilómetros por GW existentes en la mayor parte de Europa. Pero además, la planificación de la Red Eléctrica Española para el periodo 2021-2026 pretende aumentar aún más el número de líneas de 400 kV, como es el caso de la que aquí se discute.

De este modo, dicho informe del Electric Power Research Institute concluía con la constatación de que la red de transporte a 400 kV de España ya estaba sobredimensionado en 2010 en un 198 %.

Tras consultar los informes que pretenden “justificar” la necesidad de la línea eléctrica aquí alegada, y de otras líneas planificadas, constatamos que **estos proyectos se han fundamentado en proyecciones de tendencias propias de los años 1990-2000**. Se diría, por ello, que responde a una inercia que hoy en día, con un escenario económico y sociopolítico muy distinto, debería frenarse. En caso contrario la red eléctrica Europea podría sufrir graves problemas de estabilidad.

De este modo, si se considera el actual mercado ibérico de la electricidad, puede concluirse que el proyecto contribuiría a apuntalar un modelo energético centralizado basado en grandes centrales de combustibles fósiles y grandes proyectos de energías renovables. Se mantendría así la actual situación de un mercado oligopólico, que consigue mantener precios altos en la energía, y que es además contraproducente para la transición energética.

### **El Tren de Alta Velocidad:**

Otro de los argumentos esgrimidos para la realización de este proyecto de línea eléctrica de alta tensión es “*la alimentación a nuevos ejes ferroviarios*”, lo que apunta claramente a las infraestructuras del Tren de Alta Velocidad (TAV) que se están construyendo actualmente en la Comunidad Autónoma Vasca y en Navarra.

Se trata de proyectos que llevan muchos años en construcción y de los que no se puede afirmar cuando podrán ser puestos en funcionamiento, y por lo tanto empiecen a consumir electricidad. Parece evidente, en base a la evolución de la economía y sus sucesivas crisis, que se puede dar la posibilidad de que estas infraestructuras no se pongan nunca en marcha, o lo hagan de una manera parcial en alguna fecha lejana, visto el pequeño grado de desarrollo que llevan.

Lo que es evidente es que el Tren de Alta Velocidad, si se llega a poner en marcha en algún momento, será un gran consumidor de electricidad, mucho mayor que el tren actual, que además discurre en gran parte de sus trayectos de forma paralela al TAV, por lo que este último no aporta ninguna conexión nueva.

Así, y de una manera aproximada, se puede decir que un tren convencional circulando a 200km/h tiene un coste energético que ronda los 30kWh/viajero/km frente al coste energético de un Tren de Alta Velocidad circulando a 300km/h con un coste energético casi el doble -ronda los 60kWh/viajero/km. Supongamos cuatro viajes al día Pamplona-Madrid, 365 días al año, incluyendo el consumo energético de las aceleraciones, etc. Si se compara el consumo energético

previsto para un Tren de Alta Velocidad a 300km/h y el consumo energético del actual tren Alvia, se estiman alrededor de 40.000.000kWh/año consumidos de más<sup>11</sup>.

Además, a este consumo instantáneo de electricidad, es necesario sumar todos los consumos energéticos que se han producido durante la construcción, y los necesarios para el mantenimiento de estas infraestructuras:

- El coste energético de la fabricación del hormigón, el acero, los movimientos de tierra, y todo lo necesario para la construcción del nuevo trazado.
- El coste energético de construir los nuevos trenes de alta velocidad.
- El coste energético de la explotación de la infraestructura, vías y servicios de mantenimiento (que son mucho más exigentes que los del ferrocarril actual, debido a las tolerancias admisibles).
- El coste energético de los servicios auxiliares: aire acondicionado, construcción de las nuevas estaciones de tren, movimiento de vehículos generado si se construyen estas estaciones fuera de los núcleos de población, etc.
- El coste energético de aumentar la potencia pico eléctrica demandada (porque independientemente de que el consumo energético de un TAV sea mayor o menor, lo que es incuestionable es que aumenta la potencia pico eléctrica demandada), del orden de 8.000kW de potencia para un tren en marcha.

Todos estos exigentes condicionantes nos indican cómo la construcción y puesta en marcha de la infraestructura de Alta Velocidad Ferroviaria es muy dificultosa, y por ello está tardando tanto en concluirse. En el fondo lo que se encuentra detrás de todos estos efectos es la dificultad para poner en marcha y mantener infraestructuras que requieren un aumento del consumo energético, en unos momentos en los que cada vez es más patente la crisis energética en la que nos estamos adentrando, que obligarán a realizar cada vez mayores reducciones de consumo. Más adelante, en otra alegación, abundaremos en estos hechos, que van a condicionar mucho las infraestructuras que se habrán de construir para afrontar el futuro.

### **Un hecho, el proyecto de nueva línea eléctrica serviría para el aumento de producción de las ilegales Centrales Térmicas de Castejón:**

Si hasta ahora hemos analizado los tramposos supuestos con los que argumentan la necesidad de construir este proyecto de línea eléctrica, que no se cumplen en la actualidad y en el futuro aún menos, ahora vamos a constatar un hecho: la reducida producción de las centrales térmicas de ciclo combinado a gas natural de Castejón. Este asunto no se ha utilizado como argumento sobre la necesidad de esta infraestructura por parte de la promotora, y sin embargo su análisis nos demuestra que se encuentra en el origen de esta línea de alta tensión.

El propio nombre de la línea proyectada "Itxaso - Castejón/Muruarte" ya nos indica dónde nace todo este proyecto, en las centrales térmicas de Castejón. Durante los años 2002 y 2008 se construyeron en este municipio de Navarra 3 grupos de Centrales Térmicas de Ciclo Combinado, con una capacidad de producción en conjunto de 1.230 MW. De estas centrales parte una línea eléctrica de 400 Kv de tensión que actualmente termina en la subestación de Muruarte, en las cercanías de Pamplona. De este modo, la nueva línea permitiría suministrar con la electricidad producida en las centrales de Castejón (además de otras plantas renovables de Navarra) a la Comunidad Autónoma Vasca, y a Francia, como se ha visto en los párrafos anteriores.

---

<sup>11</sup> Hacia la soberanía energética. Crisis y soluciones desde Euskal Herria, Xabier Zubialde Legarreta, Editorial Txalaparta, 2017. Ver: <https://www.txalaparta.eus/eu/berriak/tav-hacia-la-soberania-energetica-xabier-zubialde>



Es sobradamente conocido que estas centrales apenas han funcionado algunas horas durante muchos años, y tienen una producción muy inferior a la prevista en el momento de su construcción. A continuación mostramos los datos de producción de los 3 grupos de las centrales térmicas de Castejón, según se ha publicado en la prensa recientemente<sup>12</sup>:

Año	Empresa Elerebro (grupo Total Energies)		Hidronor (grupo Iberdrola)
	Castejón 1 (GWH)	Castejón 3 (GWH)	Castejón 2 (GWH)
2010	530	488	204
2011	1.454	1.350	704
2012	335	521	7
2013	243	138	0
2014	92	198	0
2015	337	387	0
2016	636	652	0
2017	533	872	0
2018	213	442	0
2019	1.246	889	912
2020	810	819	638

De este modo, y a la vista de los datos ofrecidos, se puede decir que los 2 grupos de la empresa Elerebro se encontrarían funcionando por bastante por debajo de lo que funcionaron en el año de más producción de la serie de años considerada (2011). Sin embargo, esta medida de la producción se encuentra aun y todo sobre-estimada. Hay que tener en cuenta que estas centrales se diseñaron para producir<sup>13</sup> 2.900 y 2.200 GWH al año, respectivamente, por lo que, su producción actual sería muy inferior a lo que podría llegar a producir a plena capacidad. Además, hay que corroborar que la central de Iberdrola ha permanecido prácticamente parada durante 7 años seguidos.

Se constata, por lo tanto, que estas centrales de Castejón, punto de inicio de la línea eléctrica Castejón – Muruarte, a la que se conectaría la nueva línea discutida en este documento, funcionan muy por debajo de su capacidad real.

De este modo, de llevarse a cabo la nueva línea eléctrica, permitiría que la electricidad que estas centrales pueden llegar a producir fuera dirigida a otros mercados potenciales más grandes que el navarro: el de la Comunidad Autónoma Vasca, y sobre todo el francés y europeo en su conjunto. Y es necesario recordar que estas centrales funcionan quemando gas natural, por lo que su contribución al Cambio Climático es negativa.

Por lo tanto, el hecho que queremos poner de relieve en este apartado es que, los verdaderos beneficiarios de la puesta en marcha de este proyecto son las empresas propietarias de las centrales de Castejón. Esto es así porque la nueva línea eléctrica permitiría que, potencialmente, estas centrales se pusieran en marcha en más ocasiones, produciendo más electricidad, y elevando por tanto sus beneficios.

Sin embargo, estas centrales son notoriamente ilegales, al estar asentadas en una localización en la que no debería haberse permitido su instalación en el momento en el que se hicieron. Así lo ha

<sup>12</sup> <https://www.noticiasdenavarra.com/navarra/tudela-y-ribera/2021/08/12/termicas-bajaron-25-produccion-ano/1172350.html>

<sup>13</sup> [https://es.wikipedia.org/wiki/Central\\_térmica\\_Castejón\\_1](https://es.wikipedia.org/wiki/Central_térmica_Castejón_1)

determinado en varias ocasiones el Tribunal Supremo español, que ha dictado ya varias sentencias en contra del segundo grupo de la central Térmica de Elerebro en ese municipio.

Sin embargo, las centrales siguen en funcionamiento, y al menos en el caso del grupo 2, de una manera completamente irregular. Y ello a pesar de que es notorio que no son necesarias para el abastecimiento eléctrico de Navarra, ni tampoco de las regiones cercanas, al comprobarse que han permanecido casi paradas en los últimos años.

Se trata este de un argumento más para demostrar la no necesidad de la línea proyectada, de la misma manera que se establece la no necesidad de las propias centrales de Castejón.

Teniendo en cuenta todos los aspectos anteriormente señalados, vemos que no se puede justificar la necesidad del proyecto de nueva línea eléctrica Itxaso – Castejón/Muruarte, Esto hace que sea necesario **que se vuelva a reevaluar la necesidad del proyecto, sobre todo teniendo en cuenta el elevadísimo coste para los contribuyentes y los condicionantes económicos y de oportunidad que se han citado.**

## **2. LOS LIMITES DE LOS RECURSOS DE NUESTRO FINITO PLANETA OBLIGA A REPENSAR EL DESPLIEGUE DE LAS RENOVABLES Y SUS LINEAS ELÉCTRICAS ASOCIADAS**

La discusión sobre la adecuación de este y otros proyectos de este tipo a la realidad actual del Estado Español precisa aun de un análisis más profundo. Porque vemos que es necesario realizar además un análisis de la capacidad de nuestro planeta para abordar una transición hacia las energías renovables como la que se pretende por parte de los Gobiernos. Hay que decir que esa transición, tal y como se está implementando, supone mantener el desorbitado consumo actual de energía, promoviendo que simplemente se cambie su origen, pasando de fuentes de energía fósil, a fuentes de energía renovable.

Hay que tener en cuenta que nos enfrentamos a una serie de crisis encadenadas y relacionadas, producidas por ese alto nivel de consumo de materias primas y energía de la humanidad. Estamos produciendo la destrucción de ecosistemas naturales y la extinción de múltiples especies vegetales y animales, lo que facilita la aparición de enfermedades que pasan de los animales a los humanos. La emisión de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero que realizamos está contribuyendo a desestabilizar el clima. Y estamos agotando los yacimientos de combustibles fósiles, cuya combustión es la mayor productora de la emisión de ese CO<sub>2</sub>, y también los de minerales y otras materias primas, como veremos a continuación.

### **Consumo exponencial de recursos y tendencia a su dispersión**

El planeta Tierra es finito y por lo tanto tiene una serie de límites que no pueden ser traspasados: los límites planetarios. Algunos de estos límites vienen impuestos por la propia naturaleza del planeta, que dispone de una cantidad de recursos muy grande, pero en todo caso limitada.

Pero además, las leyes de la termodinámica, imponen otros límites infranqueables. Así, su segundo principio impone la única dirección posible en la transformación de la energía: de energía utilizable para realizar un trabajo a energía no utilizable o disipada en forma de calor residual. Y este principio se aplica también a la materia, como se aprecia fácilmente con un ejemplo: una gota de tinta que cae al agua se dispersa libremente. Pero el efecto contrario, la concentración de esa tinta dispersa en una nueva gota de tinta pura, no es posible que se realice sin utilizar una cantidad extraordinaria de energía para ello.

El economista rumano Nicholas Georgescu-Roegen postuló así un Cuarto Principio de la Termodinámica que afirma que la materia disponible se degrada de forma continua e irremisible en materia no disponible en la práctica. Esto implica que el reciclado perfecto es imposible. Y que

para aumentar la tasa de reciclaje hay que aumentar el consumo energético. Llegados al límite, en el caso imposible de tratar de conseguir una tasa de reciclaje del 100%, la energía necesaria para ello tendería al infinito.

Dentro de este contexto, vemos como en la Tierra existen ciertas zonas en las que tanto la energía (en forma de hidrocarburos), como la materia (en forma de minerales), se encuentran concentrados. Denominamos a esas zonas yacimientos, y los explotamos en diversos tipos de minas y canteras. Y es una práctica habitual que los primeros yacimientos en ser explotados son aquellos que son más ricos en el materia a extraer, y que además son de fácil acceso y requieren menos energía para ello.

Esta tendencia nos lleva a que, con el paso del tiempo, los recursos naturales que explotamos sean cada vez más pobres, necesiten un aumento en el consumo de energía para extraerlos, y dejen una mayor cantidad de residuos, creando mayores impactos ambientales. Se llega así a un momento en la explotación de un recurso finito que es su cenit o pico: el momento en el que mayor es su extracción y a partir del cual por mucho que se intente, la cantidad que se extrae disminuye.

De este modo, muchos de los elementos que explotamos han llegado ya a su pico de extracción. Sería el caso de, por citar solo los más conocidos, el mercurio, el plomo, el fósforo, el oro, la plata, el cinc. Quizás también el cobre, que habría llegado a su límite de extracción en el año 2020<sup>14</sup>. Hay que tener en cuenta que la fecha exacta del pico es difícil de determinar, y solo se puede confirmar pasado una cierta cantidad de años, cuando se comprueba que su tasa de extracción no vuelve a ser la que era.

Por otra parte, el consumo de todo tipo de productos tiene una tendencia a aumentar constantemente. Algo que es coherente con el sistema capitalista para el cual una disminución en el crecimiento de ese consumo es una crisis y es necesario evitarla. Esta tendencia hace que el aumento de la extracción de minerales y otras materias primas de la corteza terrestre haya aumentado de manera exponencial en las últimas décadas.

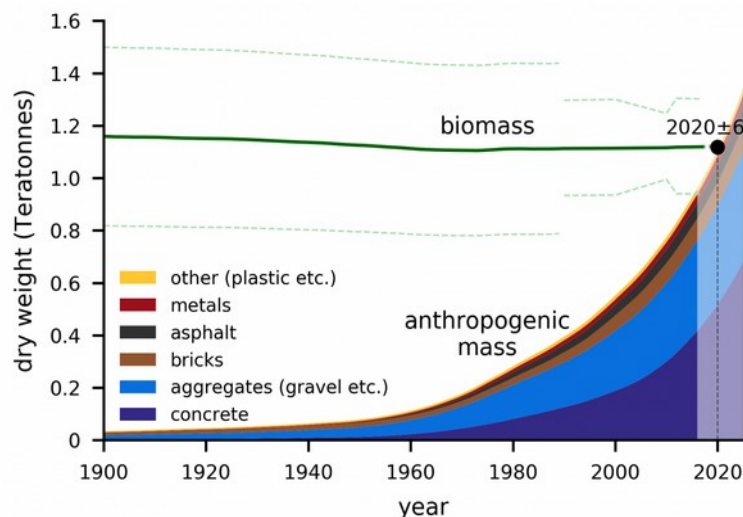


Figura 4: Evolución de la utilización de materias primas para la fabricación de objetos.  
Fuente: wis-wander.weizmann.ac.il, citado por Antonio Aretxabala en su artículo.

Tal y como informa el geólogo Antonio Aretxabala<sup>15</sup>, en el pasado año 2020 la masa de objetos artificiales creados por la humanidad habría ya superado el peso total de la biomasa, o masa de cuerpos de los organismos vivos del planeta. Los principales objetos fabricados por el ser humano

14 Extraído de la tabla 8.2 del libro “En la espiral de la energía” de Ramón Fernández Durán y Luis González Reyes: <https://www.ecologistasenaccion.org/29055/libro-en-la-espiral-de-la-energia/>.

15 <https://www.15-15-15.org/webzine/2021/02/06/planeta-hormigon/>.

de esa lista serían el hormigón y sus agregados (incluidas arena y grava), ladrillos, asfalto, metales y “otros materiales”, que incluyen plásticos, madera tratada para la construcción, papel y vidrio. El gráfico que hemos visto indica claramente el aumento exponencial de la masa artificial en los últimos años. Masa que estaría formada en su mayor parte por hormigón (“concrete”, en azul oscuro) y sus agregados (en azul claro).

Por su parte, la investigadora de la Universidad de Zaragoza Alicia Valero, que investiga el uso que realizamos de las materias primas, indica que desde 1950 el consumo de minerales se ha multiplicado por siete, siendo los materiales de construcción, las sales, y los metales como el hierro, aluminio, cobre, manganeso, cinc, cromo, plomo, titanio y níquel, los más consumidos. Y todo indica que, de seguir intentando mantener la tendencia de consumo, para el año 2050 la extracción de metales debería quintuplicar la actual, y en el caso del oro, plata, cobre, níquel, estaño, cinc, plomo o antimonio, su demanda en esas fechas debería ser superior a las reservas existentes<sup>16</sup>...

### **Recursos naturales necesarios para la transición a las renovables y otros problemas de estas**

El mayor reto para poder cambiar y que las energías renovables sean mayoritarias, es la necesidad de transformar la mayor parte de los procesos de nuestra economía a la utilización de electricidad, para permitir que ésta pueda ser generada con medios renovables. Hay que tener en cuenta que la práctica totalidad de la energía renovable se produce en forma de electricidad. Eso supone un gran cambio, dado que en la actualidad la energía que consumimos en Navarra en forma de electricidad supone tan solo el 21% del total.

Para encarar este cambio se hará necesario multiplicar las infraestructuras para la generación de electricidad renovable, para su transporte a través de la red eléctrica, y finalmente de aparatos que suministren y consuman esta electricidad. Y ello supone aumentar el consumo de minerales, en especial de cobre, el metal conductor de electricidad por excelencia.

Alicia Valero señala que la generación de electricidad con fuentes renovables implica un considerable aumento de la extracción de materias primas del subsuelo, sobre todo metales. Así, por ejemplo, indica que la generación de electricidad con aerogeneradores precisa de 25 veces más metales que para generar la misma cantidad en una central térmica de gas natural como las de Castejón. Ello ocurre porque se necesitan muchos aerogeneradores para generar la misma electricidad, de manera que se aumenta su consumo de materiales<sup>17</sup>.

De entre los minerales escasos que se utilizan tanto en la generación de electricidad renovable, como en otras aplicaciones eléctricas y electrónicas, tenemos al conjunto de elementos denominados “tierras raras”. Se trata de minerales que no se encuentran nunca en concentraciones altas en minas específicas, sino que están muy dispersos y en general se extraen en cantidades muy pequeñas junto con otros minerales. Algunos de estos elementos, como el neodimio y el disprosio utilizados en imanes para aerogeneradores, son materias primas necesarias para conseguir mayor rendimiento de las renovables. Además, su producción se realiza mayoritariamente en China, que produce más del 80%.

De este modo, vemos cómo es muy posible que una transición hacia las energías renovables como la que se pretende en los planes de los diferentes Gobiernos, no sea posible debido a la dificultad para abastecerse de los minerales y elementos que ésta necesitaría. Algo que debe ser añadido a los otros problemas que genera el abastecimiento energético con renovables.

Para empezar, hay que recordar que la extracción de todos estos minerales se realiza principalmente utilizando combustibles fósiles, algo que se ha de evitar debido a las condiciones

<sup>16</sup> <https://www.ecologistasenaccion.org/10664/limites-a-la-disponibilidad-de-minerales/>.

<sup>17</sup> <https://eltopo.org/limites-minerales-de-la-transicion-energetica/>.

que impone la lucha contra el Cambio Climático, y que además tiene una tendencia a reducir su abastecimiento debido a la progresiva disminución de las reservas de estos combustibles. Lo mismo ocurre con la fabricación e instalación de las infraestructuras renovables, que también son muy dependientes de los combustibles fósiles.

Además, hay que recordar que las energías renovables sufren de otros problemas que colisionan con los usos y costumbres de la sociedad actual: son estacionales. En el caso de la energía de origen renovable no es posible regular su producción de manera sencilla, obtenemos la energía cuando las fuentes están en marcha siguiendo diversos ciclos que tienen que ver con las estaciones del año, el día y la noche, e incluso otras variaciones de más corto periodo.

A esto hay que unir el hecho de que la electricidad es una forma de energía que no es fácilmente almacenable. Por su naturaleza, es necesario generar la misma cantidad de electricidad y en el mismo momento en que se consume. Si se genera una cantidad mayor, es necesario tratar de almacenarla, algo que sólo se consigue transformándola en otro tipo de energía, lo que produce grandes pérdidas de energía tanto en la transformación inicial para almacenarla, como en la posterior para liberarla del almacén. Este fenómeno hace que la transición hacia las renovables sea dificultosa, y que además sea necesario un aumento desmesurado de la cantidad de medios para captar este tipo de energía que es necesario instalar.

Se genera así un círculo vicioso, por el cual cuanto mayor penetración de la generación renovable queremos conseguir, mayor es la cantidad de parques renovables que se deben de instalar, y por lo tanto, mayor es la cantidad de líneas eléctricas que es necesario tender. Ocurre, por lo tanto, que se hace necesario duplicar o multiplicar por factores aún mayores la cantidad de instalaciones renovables para conseguir la misma cantidad de electricidad producida realmente por ellas.

Pero además, nos encontramos con otro aspecto que aumenta aun más este hecho. Otra de las formas de integrar las renovables en el sistema eléctrico, y tratar de solventar su estacionalidad, es la instalación de muchas más líneas de interconexión eléctrica. De este modo se consigue eliminar en parte el problema estacional de corto periodo que implica el hecho de que en una región no haya en un momento determinado producción renovable, a cuenta de traer esa electricidad desde otros puntos geográficos en los que ello no ocurra.

Para intentar hacer frente a estos problemas, se han ideado proyectos como el representado en la siguiente imagen, denominado Desertec. Se trata de gigantescos proyectos en los que se utilizarían las posibilidades de ciertas regiones del mundo para captar su potencial de energía renovable, como es el caso del desierto del Sahara y su potencial solar fotovoltaico, para transportar así la electricidad generada a las zonas de mayor consumo, en la imagen el norte de Europa.



Figura 5: Mapa del proyecto Desertec. Fuente: Wikipedia.

Es importante recordar aquí, que este proyecto fue rechazado por la propia industria y los países impulsores, debido a los múltiples problemas que presenta su despliegue, entre ellos todos los comentados en esta alegación.

Sin embargo, proyectos como el discutido en este texto tratan de llevarnos en esa misma dirección. Algo que ya se ha visto como puede ser imposible dentro de este mundo finito en el que vivimos. Vemos necesario, por lo tanto, que **todos los proyectos de este tipo planificados se paralicen** y se analice adecuadamente cuales son las posibilidades de un planeta finito como el que vivimos. De este modo, **creemos que se ha de optar por la Alternativa Cero, como va a ser indicado en la siguiente alegación.**

### 3. LA ALTERNATIVA CERO NO HA SIDO ADECUADAMENTE ANALIZADA, Y NO SE TIENE EN CUENTA EL PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN

Todo lo expuesto hasta ahora en este texto nos informa sobre las dificultades para seguir con la trayectoria que nuestro sistema económico lleva, y la necesidad de realizar un completo cambio de modelo económico y social. Algo que nos debería llevar a analizar la posibilidad de no realizar el proyecto propuesto, y por lo tanto elegir la alternativa cero, la de no realizarlo.

El análisis de la realización o no de un proyecto, y sus diversas alternativas se realiza en el Estudio de Evaluación Ambiental. Este análisis concluye con la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), que determina si procede o no, a los efectos ambientales, la realización del proyecto y, en su caso, establece las condiciones en las que puede desarrollarse. Y, como ya hemos apuntado, también contempla la posibilidad de no llevarlo a cabo, la conocida como alternativa cero. A la alternativa cero se hace referencia expresa en la regulación del estudio de impacto ambiental. (art. 35.1 b de la ley 21/2013, de Evaluación Ambiental<sup>18</sup>):

*“Sin perjuicio de lo señalado en el artículo 34.6, el promotor elaborará el estudio de impacto ambiental que contendrá, al menos, la siguiente información en los términos desarrollados en el anexo VI:*

[...]

18 <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913>



*b) Descripción de las diversas alternativas razonables estudiadas que tengan relación con el proyecto y sus características específicas, incluida la alternativa cero, o de no realización del proyecto, y una justificación de las principales razones de la solución adoptada, teniendo en cuenta los efectos del proyecto sobre el medio ambiente.”*

Respecto a la alternativa cero o de no actuación, debe constar una descripción de los aspectos pertinentes de la situación actual del medio ambiente y una representación de su evolución probable en caso de no ejecutar el proyecto.

A la alternativa cero se hace además referencia expresa en la regulación del Estudio de Impacto Ambiental (Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental, Anexo VI.A.2.c) en lo referente al estudio de las posibles alternativas de un determinado proyecto establece en el Anexo VI que se deben evaluar distintas alternativas de cara a determinar cuáles “*resultan medioambientalmente más adecuadas, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 1.1.b) que sean técnicamente viables, y justificación de la solución adoptada*”:

*a) Un examen multicriterio, estudiado por el promotor, de las distintas alternativas que resulten ambientalmente más adecuadas, y sean relevantes para el proyecto, incluida la alternativa cero, o de no actuación, y que sean técnicamente viables para el proyecto propuesto y sus características específicas; y una justificación de la solución propuesta, incluida una comparación de los efectos medioambientales, que tendrá en cuenta diversos criterios, como el económico y el funcional, y entre los que se incluirá una comparación de los efectos medioambientales. La selección de la mejor alternativa deberá estar soportada por un análisis global multicriterio, donde se tenga en cuenta, no sólo aspectos económicos, sino también los de carácter social y ambiental.*

*b) Una descripción de las exigencias previsibles en el tiempo, en orden a la utilización del suelo y otros recursos naturales, para cada alternativa examinada.*

*c) Respecto a la alternativa 0, o de no actuación, se realizará una descripción de los aspectos pertinentes de la situación actual del medio ambiente (hipótesis de referencia), y una presentación de su evolución probable en caso de no realización del proyecto, en la medida en que los cambios naturales con respecto a la hipótesis de referencia puedan evaluarse mediante un esfuerzo razonable, de acuerdo a la disponibilidad de información medioambiental y los conocimientos científicos.*

De esta forma, no puede descartarse la posibilidad, inherente a la técnica de la evaluación ambiental, de que, en la declaración de impacto, a la vista de la información disponible, el órgano ambiental llegue a la conclusión de que el proyecto tiene repercusiones muy negativas para el medio ambiente y de que no existen soluciones alternativas, por lo que considere su realización incompatible con la protección ambiental.

Sin embargo, en el presente Estudio de Impacto Ambiental la alternativa “0” es descartada. Para ello, el EIA hace un repaso a las planificaciones existentes en Europa y el Estado Español sobre el despliegue de la producción eléctrica, aportando cifras previstas de producción. Y finalmente concluye que:

*“La no ejecución del proyecto conllevaría tener que mantener las dos líneas de 220 kV y aumentar su capacidad, aspecto este que incluso no sería suficiente. El territorio se mantendría en las mismas condiciones que actualmente. No obstante, con este proyecto, se desmantelan dos instalaciones y se construye una nueva, cuyas pérdidas energéticas son menores y permite transportar más producción de energía renovable. Por ello, es necesario un mallado de la red y un sistema eléctrico que permita*

*aprovechar toda la energía de renovables que está planificada, disminuyendo, como se ha comentado, la emisión de GEI.”*

Como vemos, en una frase el informe concluye indicando que el mantenimiento y aumento de la capacidad de las actuales 2 líneas de 220 kV existentes “no sería suficiente”. Y sin embargo, no aporta ningún dato que avale esa afirmación, no conocemos las razones para indicar por qué razón el aumento de la capacidad de las líneas actuales no sería suficiente...

El informe también mezcla dos conceptos diferentes, al intentar mostrar cómo se desmantelarían las dos líneas actuales y se construiría una nueva en su lugar, lo que quiere hacer parecer como un menor impacto ambiental. Sin embargo, esto no tiene por qué ser necesariamente así. Hay que tener en cuenta que para el desmantelamiento de las líneas actuales, y para la construcción de la nueva, se va a actuar sobre el medio natural, formado en gran parte por bosques naturales de alto valor ecológico. Y la nueva línea va a tener una mayor altura de torretas y por lo tanto mayores impactos en la naturaleza y el paisaje.

De este modo, vemos cómo se desautoriza la posibilidad de la alternativa cero, cuando en base a los argumentos expuestos en las anteriores alegaciones, creemos que es la opción más adecuada a las condiciones económicas y sociales que se nos avecinan.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que el presente proyecto aparece en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020<sup>19</sup>, el último aprobado. Sin embargo, se puede comprobar fácilmente cómo a fecha de 2021 el presente proyecto de línea eléctrica no ha iniciado aun su construcción, dado que se encuentra aún a exposición pública. Por lo tanto, no puede hacerse valer ni invocar la existencia de Evaluación Ambiental Estratégica en la planificación de la Red de Transporte 2015-2020 puesto que tal planificación ha perdido su vigencia por expiración del plazo (finalizaba en 2020) sin haber sido ejecutado el proyecto aún en 2021, lo cual hace decaer necesariamente la vigencia de dicha Evaluación Ambiental Estratégica.

En consecuencia, el proyecto que ahora nos ocupa carece de evaluación ambiental y debe ser sometido a un procedimiento completo que incluya entre otras, el estudio de alternativas y también la alternativa cero.

Lo anteriormente expuesto se enmarca dentro de los principios fundamentales de precaución y de cautela (Tratado UE artículo 191.2) que constituyen principios generales de la Unión Europea en el ámbito del medio ambiente.

El principio de precaución es un enfoque de la gestión del riesgo, según el cual, en caso de que una determinada política o acción pudiera causar daños a las personas o al medio ambiente y no existiera consenso científico al respecto, la política o acción en cuestión debería abandonarse.

Con base en este principio se exige que en caso de amenaza para el medio ambiente o la salud y en una situación de incertidumbre científica se tomen las medidas apropiadas para prevenir el daño. Este principio debe inspirar las políticas públicas requeridas por los desafíos presentes y futuros

En virtud del Principio de Precaución entendemos que en el presente caso no se está garantizando un nivel elevado de protección del medio ambiente y de la salud humana, animal o vegetal no asegurándose la ausencia de riesgo o en el caso de que exista un riesgo potencial no se está garantizando su control.

**Teniendo esto en cuenta todo esto, cabe señalar que el estudio de impacto ambiental es incompleto pues no incluye un análisis detallado de la alternativa cero ni cumple las razones que se esgrimen en dicho estudio de impacto ambiental para no tener que hacerlo.**

<sup>19</sup> <https://energia.gob.es/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Paginas/desarrollo.aspx>

**En concreto, por las razones expuestas anteriormente, el proyecto no puede considerarse como parte de la red de transporte en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020 y, por lo tanto, ni está aprobado por ley ni está sometido a un Estudio de Impacto Ambiental Estratégico.**

#### **4. SOBRE EL SUPUESTO DESMANTELAMIENTO DE LAS LÍNEAS ACTUALES QUE SE INDICA EN ESTE PROYECTO**

En la anterior alegación veíamos como el proyecto afirma que, junto con la construcción de la nueva línea Itxaso – Castejón/Muruarte, se desmantelarán las dos líneas eléctricas que actualmente atraviesan toda Sakana, las denominadas Itxaso - Orcoyen 1 y 2. Ya hemos dicho cómo este hecho no nos parece suficiente para disminuir los impactos del nuevo proyecto, aunque es evidente que supone una disminución de los mismos si lo comparamos con los proyectos presentados en anteriores ocasiones.

Sin embargo, existen dudas de que el desmantelamiento de las líneas actuales se vaya a llevar a cabo de una forma completa, en base a lo que se puede leer en los documentos puestos a exposición pública.

La “mejor” descripción de los trabajos a emprender para realizar el proyecto se encuentra en el apartado 8.7 Calendario de actuaciones del proyecto, del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto, y solamente en este lugar. No hemos encontrado en todos los documentos del proyecto una descripción detallada que nos explique cómo se desarrollarían los trabajos a efectuar, y que por lo tanto nos dé una visión general de cómo se van a desarrollar, y cuál sería el estado final de todas las infraestructuras involucradas. Nos parece extraño que el propio documento de Proyecto de Ejecución de la línea eléctrica no detalle de una manera clara cuál será la evolución de los trabajos, ni muestre un simple cronograma de los mismos.

Según el citado y escueto apartado 8.7 del EIA, y sobre todo el cronograma de la página 165, al parecer los pasos a dar para completar el proyecto serían:

- Las primeras fases serían las de desbroces y construcción de accesos a algunas de las torretas y tramos del nuevo trazado. Posteriormente se realizaría la obra civil de todos los tramos de la nueva línea.
- A continuación se instalan las torres y después los tendidos de los tramos 1 y 2 de la nueva línea, que no coinciden con líneas existentes.
- Después se instalaría un bypass, que aparentemente sería provisional, para unir los dos tramos en los que coinciden el trazado de la nueva línea y el de las actuales, uno en la Itxaso - Orcoyen 1 y otro en la 2. El bypass se construiría cercano al punto donde estas dos líneas se cruzan actualmente, en las inmediaciones de la población de Satrustegi, y permitiría que una conexión entre esas dos subestaciones siguiera en funcionamiento durante todo el tiempo que dure la construcción de la nueva.
- Una vez puesto en marcha el bypass, se desmantelarían los 2 tramos de las líneas actuales que coinciden con el trazado de la nueva línea. De esa manera el terreno quedaría expedito para construir la nueva en esas zonas.
- De este modo, en la siguiente fase se instalarían las torres y se tenderían los cables de los tramos de la nueva línea que se sitúan en la misma calle de las líneas actuales en algunas ocasiones, o en sus cercanías en otras. Al concluir estos trabajos, la nueva línea entraría en funcionamiento.

- La fase final, según este cronograma, consistiría en el desmantelamiento del bypass y los tramos de las líneas actuales que no coinciden con la nueva, y que hasta entonces habrían estado en funcionamiento, formando una única línea de 220 kV Itxaso – Orcoyen.

Como vemos en esta descripción de los trabajos, existe un momento hacia el final de todo el proceso en el cual estarían en marcha dos líneas, la nueva de 400 kV que se pondría en marcha, y una línea de 220 kV formada por la unión de dos tramos de las actuales líneas que lo habría estado durante todo el proceso.

Este hecho permite que se pueda dar la situación por la cual esta última línea de 220 kV no sea desmantelada finalmente, y se mantengan en marcha indefinidamente las dos líneas descritas. Y en los textos y planos puestos a exposición pública existen indicios razonables de que esto pudiera suceder.

Así, por ejemplo, en el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto, en las dos ocasiones en las que se habla de este desmantelamiento, se indica que se trata solo de una posibilidad:

- Apartado 1. Introducción (página 3): *“Es por ello que, tras estudiar los condicionantes técnicos, ambientales, el mallado de la red y los requerimientos previstos en la distribución eléctrica y la planificación energética, se decide incluir en este EIA el **posible** desmantelamiento de estas dos líneas de 220 kV, de las que RED ELÉCTRICA es propietario”.*
- Apartado 10. Estudio de alternativas y selección del pasillo de menor impacto (página 494): *“Así, teniendo como premisa que el objetivo final será el trazado de un nuevo eje de 400 kV y el **posible** desmontaje de los dos ejes de 220 kV se desarrollará, por tanto, el análisis de alternativas de posibles trazados de la L/400 kV Itxaso- L/Castejón Muruarte, proponiendo la alternativa de menor impacto”.*

Por su parte, algo parecido se observa en los planos de detalle que ofrece el documento Proyecto de Ejecución de la línea. En ellos se observa una gran diferencia entre los planos de los tramos de la nueva línea que discurren por el mismo trazado de las líneas actuales, en los cuales en cada torreta de la línea actual indica que es *“a desmontar”*. Sin embargo, en los planos de detalle que corresponden a los tramos en los que la nueva línea discurre cercana a las actuales, pero sin ocupar el mismo espacio, en las torretas de las líneas actuales **no se indica que sean “a desmontar”**.

De este modo, y viendo que técnicamente es posible el mantenimiento en funcionamiento de una línea a 220 kV, junto con la nueva línea proyectada a 400 kV, existen dudas razonables si finalmente el desmantelamiento de la primera no se llevará a cabo, y se mantengan las dos líneas, con los impactos que esto produciría por los efectos sinérgicos que las dos líneas crean en el medio ambiente, y sobre todo en la fauna, donde se produce un efecto barrera importante.

Creemos, por lo tanto, que el proyecto no establece de una manera categórica el desmantelamiento de las líneas actuales. La descripción de los trabajos a realizar es escasa y poco detallada. Y las menciones al desmantelamiento son ambiguas y condicionales.

**Por todo ello, se debe de rehacer todo el Proyecto y su Estudio de Impacto Ambiental para recoger sin ambigüedades el desmantelamiento completo de las líneas actuales. Así mismo, tanto los proyectos, como las autoridades deben de establecer las debidas garantías de que este desmantelamiento finalmente se producirá, algo que, como se ha visto, queda en duda con los actuales documentos.**

## 5. NO SE HAN ANALIZADO LOS EFECTOS ACUMULATIVOS Y SINÉRGICOS, QUE SE VERÁN AUMENTADOS DE FORMA SIGNIFICATIVA CON UN NUEVO PROYECTO RECIENTEMENTE PRESENTADO

En el Estudio de Impacto Ambiental presentado apenas se han estudiado los efectos acumulativos y sinérgicos que pueden aparecer al coincidir el nuevo tendido eléctrico con otras infraestructuras. La ya citada ley 21/2013, de Evaluación Ambiental, en su artículo 35.1 c, indica lo siguiente, cuando establece el contenido que ha de tener el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto:

*c) Identificación, descripción, análisis y, si procede, cuantificación de los posibles efectos significativos directos o indirectos, secundarios, **acumulativos y sinérgicos** del proyecto sobre los siguientes factores: la población, la salud humana, la flora, la fauna, la biodiversidad, la geodiversidad, el suelo, el subsuelo, el aire, el agua, el medio marino, el clima, el cambio climático, el paisaje, los bienes materiales, el patrimonio cultural, y la interacción entre todos los factores mencionados, durante las fases de ejecución, explotación y en su caso durante la demolición o abandono del proyecto.*

Así mismo, el Anexo VI de la misma ley define los citados efectos de la siguiente forma:

*c) Efecto acumulativo: Aquel que al prolongarse en el tiempo la acción del agente inductor, incrementa progresivamente su gravedad, al carecerse de mecanismos de eliminación con efectividad temporal similar a la del incremento del agente causante del daño.*

*d) Efecto sinérgico: Aquel que se produce cuando, el efecto conjunto de la presencia simultánea de varios agentes, supone una incidencia ambiental mayor que el efecto suma de las incidencias individuales contempladas aisladamente.*

De este modo, este tipo de impactos ambientales se pueden producir por la presencia en el mismo lugar de diferentes tipos de infraestructuras que causen impactos similares, de forma que la suma de ellos es mayor que el impacto producido por cada una de las infraestructuras consideradas por separado.

Se puede comprobar cómo en el área en estudio para la implantación de la nueva línea de alta tensión proyectada existen múltiples infraestructuras lineales ya construidas (líneas eléctricas de alta tensión de diversos tipos, autopistas, autovías, carreteras, líneas ferroviarias...), y otras importantes en proyecto, como es el caso del Tren de Alta Velocidad, que pueden hacer que sus efectos negativos sobre la salud y el medio ambiente se potencien.

Sin embargo, y como hemos dicho, el EIA en su apartado 15. Efectos sinérgicos y acumulativos (página 982 y siguientes), no cita ninguna de las anteriores infraestructuras, informando tan solo de una línea eléctrica de 220 kV (la Orcoyen – Tafalla), y comentando “de pasada” que pudiera existir otras derivadas de los proyectos renovables que se proyectan en la zona de influencia, aunque sólo llega a citar una única planta solar fotovoltaica y su línea de evacuación, y no indica dónde se encontraría.

Mientras, los proyectos de parques solares y eólicos en Navarra son a día de hoy incontables. Esto hace que sean muchas también las líneas de alta tensión que de ellos parten, y que tienen como puntos de destino las subestaciones de Muruarte u Orcoyen, por citar solo las que se encuentran en el ámbito del proyecto aquí alegado.

De este modo, y tal y como informan desde el ayuntamiento de Tiebas – Muruarte de Reta, a fecha de julio de 2021 existían 12 proyectos de energía renovable que tienen previsto llevar líneas de alta tensión hasta la inmediaciones de la subestación de Muruarte. Alrededor de esta última localidad hay previstas 3 nuevas subestaciones promovidas por las diversas empresas que

promueven los citados proyectos renovables, y de todas ellas se evacua la electricidad a la subestación existente de REE (ver figura 6, a continuación)<sup>20</sup>.



*Figura 6: Líneas eléctricas y subestaciones previstas alrededor de la localidad de Muruarte de Reta y cercanas a la subestación Muruarte. Fuente, noticia en Diario de Noticias de 9 de julio de 2021. Algunas de las nuevas líneas eléctricas están dibujadas con trazo continuo rojo (en la imagen no aparecen todas), y las 3 nuevas subestaciones son cuadrados rojos.*

En el caso de la subestación de Orcoyen, también cercana a la zona por donde transcurre la línea eléctrica aquí alegada, también están previstas varias líneas eléctricas de proyectos renovables que llegarían a una nueva subestación promovida por diversas empresas promotoras, y que se instalaría junto a la actual subestación Orcoyen de REE. En concreto, una alegación presentada por el ayuntamiento de Oltza a la citada subestación “Promotores Orcoyen”, indica que a ella llegarían al menos 6 líneas eléctricas de alta tensión de proyectos de energías renovables que han estado a exposición pública recientemente. Y eso contando solo los conocidos a la fecha de realizar la alegación, en el futuro pudieran ser más.

Todas estas líneas de alta tensión transcurren en parte de su recorrido paralelas a la aquí alegada, o se cruzan con ella, y en cualquier caso invaden territorios cercanos por los que esta transcurre, de manera que se crea una maraña de conducciones en la zona.

Además, sorprende también la no mención en el EIA del presente proyecto del resto de infraestructuras lineales que en gran parte del trazado discurren paralelas a la línea proyectada. Este efecto es aun más patente en todo en el valle de Sakana, donde en la actualidad se encuentran las siguientes infraestructuras lineales en un corredor de apenas 5 kilómetros de anchura y que se extiende durante 35 kilómetros: autovía, carreteras, ferrocarril convencional, las 2 líneas eléctricas actuales, gaseoductos... a lo que habría que añadir el proyecto del Tren de Alta Velocidad. Todos estas infraestructuras llevan trazados paralelos, separados por una escasa distancia, y por lo tanto generan importantes impactos por el efecto barrera que producen, además de otros.

La suma de todas las infraestructuras mencionadas, junto con la discutida en esta alegación, tendrán, por lo tanto, importantes efectos sinérgicos y acumulativos.

<sup>20</sup> Ver la denuncia realizada por el ayuntamiento de Tiebas – Muruarte de Reta en la prensa. Diario de Noticias del 9/7/2021: <https://www.noticiasdenavarra.com/navarra/comarca-pamplona/2021/07/09/muruarte-reta-proyectos-eolicos-fotovoltaicos/1163322.html>, y Diario de Navarra del 13/8/2021: <https://www.diariodenavarra.es/noticias/navarra/pamplona-comarca/2021/08/14/muruarte-reta-teme-futuro-497332-1002.html>



De este modo, se puede afirmar sin lugar a dudas que los efectos acumulativos y sinérgicos de las diferentes infraestructuras lineales que se acumulan en la zona de influencia de este proyecto **no han sido analizados**. Debe por lo tanto hacerse una valoración real de estos efectos acumulativos y sinérgicos, y por lo tanto **se ha de reiniciar la tramitación de este proyecto cuando estos efectos hayan sido convenientemente analizados en el Estudio de Impacto Ambiental**.

A todo lo anterior hay que añadir que recientemente hemos conocido un nuevo proyecto de línea eléctrica, con una gran afección ambiental y que discurriría paralelo en toda la longitud que tiene el proyecto aquí alegado. Se trata de la línea eléctrica que proyectan diferentes empresas privadas del grupo Forestalia, y que unirían diferentes proyectos de parques eólicos y solares situados en la zona de Ejea de los Caballeros (Zaragoza), con las subestaciones de REE situadas en Vitoria (Alava) y Gatika (Vizcaya)<sup>21</sup>.

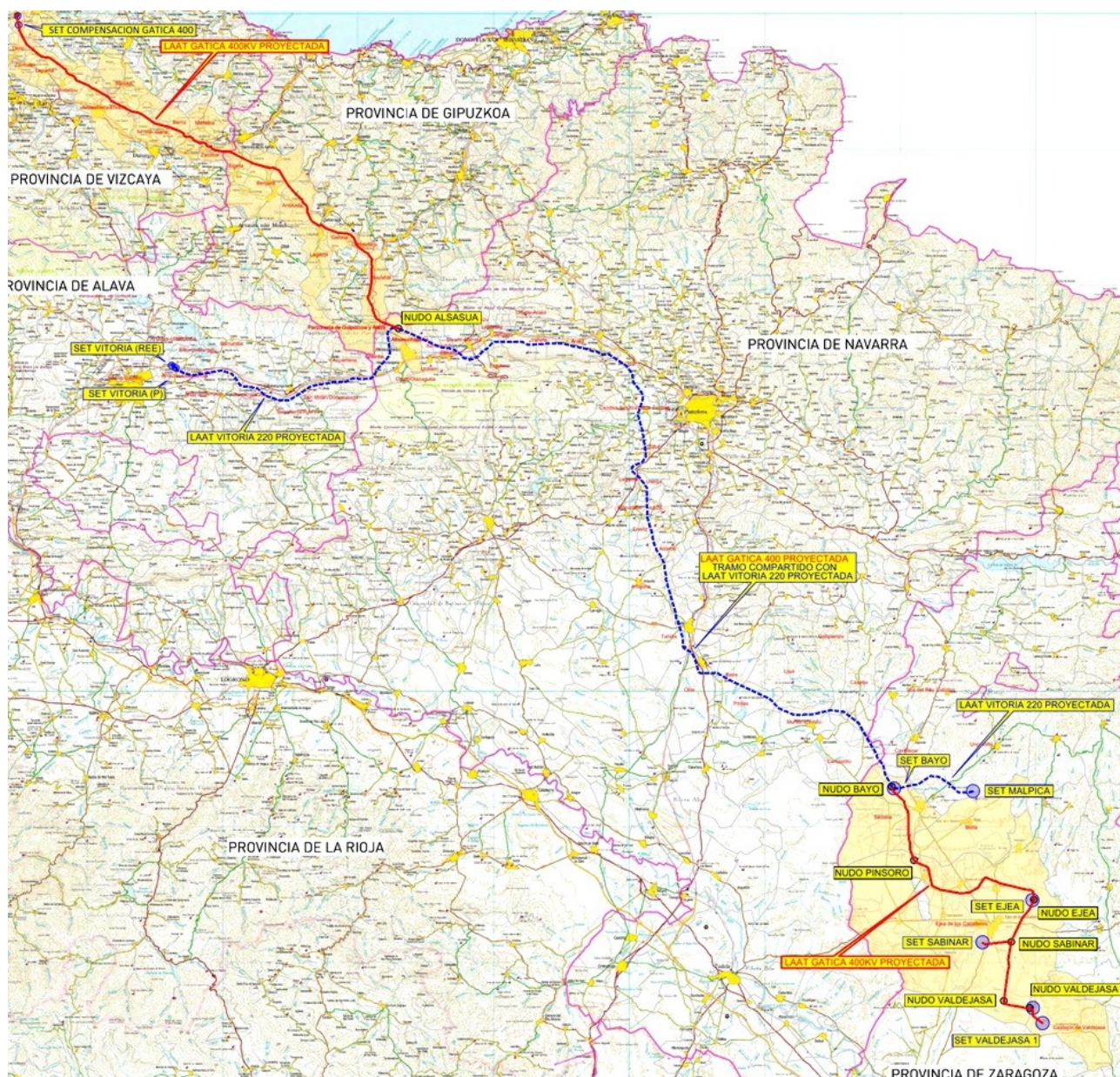


Figura 7: Mapa de localización completo del proyecto de línea eléctrica a 400 kV de Forestalia.

21 Ver los siguientes dos proyectos publicados en el BOE: parque solar fotovoltaico UME: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-B-2021-40195>, y parques eólicos Luna y otros: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-B-2021-40194>.



El proyecto está impulsado por el grupo empresarial de Forestalia, e implica la construcción de una línea eléctrica de más de 250 kilómetros de longitud, línea de muy alta tensión (400 kV), de titularidad privada y de uso exclusivo de su promotor, y con el objetivo de transportar electricidad de origen renovable producida en Aragón hacia la Comunidad Autónoma Vasca.

Los dos proyectos presentados por el promotor forman una línea eléctrica que recorre el territorio navarro por los municipios de (además de otros): Carcastillo, Murillo el Fruto, Beire, Olite, Tafalla, Añorbe, Eneriz (desde esta zona la línea de Forestalia iría ya paralela al proyecto de REE aquí alegado), Adios, Muruzabal, Uterga, Legarda, Undiano, Astrain, Paternain, Ororbia, Aldaba, Otxobi, y recorriendo Sakana completa de este a oeste y afectando a prácticamente todos los pueblos (entre ellos: Errotz, Satrustegi, Uharte Arakil, Etxarri Aranatz, Altsasu, Olazti...).

Desde Altsasu el proyecto de Forestalia se separa en dos líneas, una hacia Gipuzkoa continuando paralela a la línea de REE hasta Itxaso, y la otra hacia Vitoria. De este modo, el trazado completo de las líneas tiene 267,2 Km entre la zona de Ejea y la subestación de Gatika, y de 179 km hasta Vitoria.

De esta manera, si ambos proyectos llegaran a realizarse (el aquí alegado de REE y el del grupo empresarial Forestalia), nos encontraríamos con dos líneas de alta tensión que transcurrirían de forma paralela en casi todo el trayecto de la línea de REE, y a unos 150 metros de distancia una de otra, según hemos podido comprobar en los planos del anteproyecto de Forestalia (ver figura 8, a continuación).

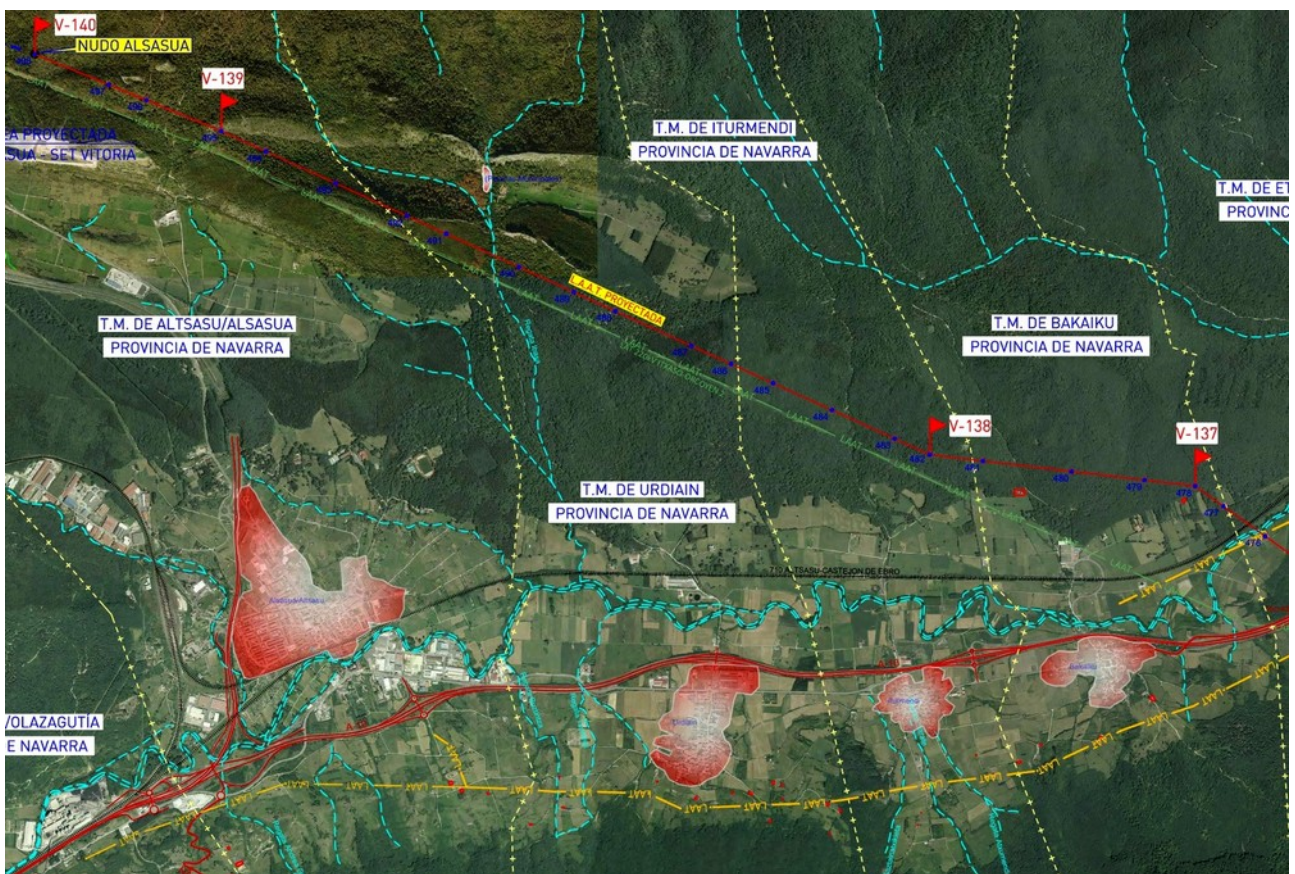


Figura 8: Mapa de detalle de línea eléctrica a 400 kV de Forestalia (en rojo), circulando en paralelo a la actual línea de 220 kV Itxaso – Orcoyen 2 (en verde), en una parte de su recorrido que coincide con el trazado de la línea de 400 kV Itxaso – Castejon/Muruarte aquí alegada. Midiendo la distancia entre ambas líneas en este punto se puede comprobar que es de aproximadamente 150 metros.

Como se puede comprobar en las imágenes adjuntas, el trazado de la línea eléctrica de REE aquí alegada coincide completamente con el proyectado por la empresa Forestalia en parte de su recorrido. De este modo, los efectos acumulativos y sinérgicos de ambos proyectos en conjunto son de una magnitud muy importante. Todo ello hace necesario que se paralice la tramitación de ambos proyectos y se vuelvan a analizar los impactos conjuntos en los Estudios de Impacto Ambiental de ambos proyectos.

Esto nos lleva a reiterar otra vez lo ya indicado en párrafos anteriores. Los efectos acumulativos y sinérgicos de las diferentes infraestructuras lineales que se acumulan en la zona de influencia de este proyecto, y en concreto las dos líneas de alta tensión de 400 kV que acabamos de ver, **no han sido analizados**. En este último caso por haber sido conocido el nuevo proyecto de Forestalia con posterioridad a la redacción del proyecto de REE, pero en los casos comentados al principio de la alegación por la mera desidia del proyectista. Debe por lo tanto hacerse una valoración real de estos efectos acumulativos y sinérgicos de todos los proyectos existentes y previstos hasta la fecha, y por lo tanto **se ha de reiniciar la tramitación de este proyecto cuando todos estos efectos hayan sido convenientemente analizados**.

Por todo lo expuesto,

La entidad alegante considera que este proyecto no solamente **NO ES NECESARIO**, sino que, por las razones expuestas, **RESULTARÍA CONTRAPRODUCENTE** su instalación.

Considera que no se han analizado adecuadamente, ni la necesidad de instalación del proyecto, ni los impactos ambientales y sociales que causaría en los territorios por los que discurre. Un análisis más detallado de todos los impactos que se producen, incluido por su gran relevancia la sinergia y multiplicación de los impactos negativos por la yuxtaposición de infraestructuras lineales paralelas a escasa distancia, estamos seguros que resultaría en la denegación del proyecto.

Creemos, por tanto, que se deben de analizar adecuadamente todas las alternativas posibles, incluida la alternativa 0, la de no realizar el proyecto, como se ha indicado en la alegación correspondiente.

Por todo ello, esta entidad **SOLICITA**, que habiéndose presentado este documento, lo admita, y en su virtud tenga por presentadas las alegaciones anteriores, a fin de que tras los trámites oportunos acuerde la anulación del proyecto de referencia. Y por extensión, solicito que **se paralicen todos los proyectos de este tipo en curso, y se abra un proceso de reflexión y planificación adecuada del modelo energético que necesitamos en Navarra**.

Así mismo, **SOLICITA** que, en virtud del artículo 4 de la Ley 39/2015 sobre el Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, se me considere como interesado en todos los expedientes y tramitaciones relacionados con el presente proyecto, y que, en virtud del artículo 40 y siguientes de la misma Ley, se me notifique personalmente de la resolución que se de a los mismos.

En [REDACTED], a [REDACTED] de [REDACTED] de 2021.

Firmado: [REDACTED]