

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

## TRABAJO FIN DE MÁSTER

### Estudio de planificación de la red de transporte peninsular

<b>Alumno/Alumna</b>	<i>Solar Laforga, Luis</i>
<b>Director/Directora</b>	<i>Eguía López, Pablo</i>
<b>Departamento</b>	<i>Ingeniería Eléctrica</i>
<b>Curso académico</b>	<i>2017 / 2018</i>

*Bilbao, 3 de septiembre de 2018*



## DATOS BÁSICOS DEL TRABAJO DE FIN DE MASTER

- Alumno: Solar Laforga, Luis.
- Director: Eguia López, Pablo.
- Departamento: Ingeniería Eléctrica.
- Título del Trabajo: Estudio de planificación de la red de transporte peninsular.
- Resumen: el objetivo principal de este trabajo es realizar un estudio de planificación de la red eléctrica de transporte, centrándose principalmente en el estudio de la línea de doble circuito de 400 kV Güeñes – Itxaso. Para ello, utilizando la herramienta PSSE, se analiza el comportamiento de dicha línea bajo diferentes condiciones de operación.
- Palabras clave: eléctrica, planificación, red.
- Izenburua: Penintsular garraio sarearen plangintza azterketa.
- Laburpena: lan honen helburu nagusi penintsular garraio sarearen plangintza azterketa bat egitea da, Güeñes – Itxaso 400 kv-ko linea bikoitzean arreta handia jarriz. Horretarako, PSSE programa erabiliz, linearen portaera aztertuko da funtzionamendu baldintza desberdinen aurrean.
- Hitzgakoak: elektrika, plangintza, sarea.
- Title: Study of the planning of peninsular transport grid.
- Abstract: the main objective of this work is to realize a study of the planning of the electrical transport grid, focusig in the 400 kV double circuit line Güeñes – Itxaso. Using PSSE tool, the behaviour of the line under different working conditions will be analyzed.
- Keywords: electrical, grid, planning.

## Tabla de contenido

1. Introducción .....	1
2. Contexto .....	2
3. Objetivos y alcance .....	5
4. Beneficios del proyecto .....	6
4.1. Beneficios técnicos .....	6
4.2. Beneficios económicos .....	6
4.3. Beneficios sociales .....	7
5. Estado del arte .....	8
5.1. La península Ibérica, una “isla eléctrica” .....	8
5.2. Actuación TI-2: Nueva interconexión España-Francia por Bahía Vizcaya .....	10
5.2.1. Descripción de la actuación .....	10
5.2.2. Justificación técnico - económica.....	10
5.3. Actuación TNE-2: Mallado Navarra - País Vasco 400 kV.....	11
5.3.1. Descripción de la actuación .....	11
5.3.2. Justificación técnico - económica.....	11
5.4. Actuación TN-7: Abanto/Güeñes - Itxaso 400 kV .....	12
5.4.1. Descripción de la actuación .....	12
5.4.2. Justificación técnico - económica.....	14
5.4.3. Características generales de la línea.....	14
6. Análisis de alternativas .....	16
6.1. Definición de los criterios de selección .....	16
6.2. Selección de la alternativa.....	17
7. Solución propuesta .....	18
7.1. Escenario 1 .....	23
7.2. Escenario 2 .....	26
7.3. Escenario 3 .....	29
7.4. Escenario 4 .....	32

7.5.	Escenario 5 .....	35
7.6.	Escenario 6 .....	38
8.	Descripción de las tareas y fases .....	43
9.	Diagrama Gantt.....	44
10.	Descripción de los resultados .....	45
10.1.	Escenario 1.....	47
10.2.	Escenario 2.....	52
10.3.	Escenario 3.....	60
10.4.	Escenario 4.....	67
10.5.	Escenario 5.....	75
10.6.	Escenario 6.....	80
11.	Conclusiones .....	86
12.	Bibliografía.....	88

## Índice de figuras

Figura 1. Evolución de los km de red de transporte peninsular instalados.....	4
Figura 2. Conexiones internacionales con España .....	8
Figura 3. Ratios de interconexión de los países europeos .....	9
Figura 4. Mapa de la zona Norte con las líneas actuales y las futuras actuaciones ....	13
Figura 5. Esquema de la red de 400 kV del subsistema de estudio .....	21
Figura 6. Esquema de la red de 220 kV del subsistema de estudio .....	22
Figura 7. Diagrama Gantt del proyecto .....	44
Figura 8. Ejemplo de la potencia aparente de una línea .....	45
Figura 9. Ejemplo del porcentaje de carga de una línea .....	45
Figura 10. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 1 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	47
Figura 11. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 1 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	48
Figura 12. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 1 con la línea Güeñes - Itxaso .....	49
Figura 13. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 1 con la línea Güeñes - Itxaso .....	50
Figura 14. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 2 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	52
Figura 15. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 2 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	53
Figura 16. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 2 con la línea Güeñes - Itxaso .....	54
Figura 17. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 2 con la línea Güeñes - Itxaso .....	55
Figura 18. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 3 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	60
Figura 19. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 3 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	61
Figura 20. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 3 con la línea Güeñes - Itxaso .....	62
Figura 21. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 3 con la línea Güeñes - Itxaso .....	63
Figura 22. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 4 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	67

Figura 23. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 4 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	68
Figura 24. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 4 con la línea Güeñes - Itxaso .....	69
Figura 25. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 4 con la línea Güeñes - Itxaso .....	70
Figura 26. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 5 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	75
Figura 27. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 5 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	76
Figura 28. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 5 con la línea Güeñes - Itxaso .....	77
Figura 29. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 5 con la línea Güeñes - Itxaso .....	78
Figura 30. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 6 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	80
Figura 31. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 6 sin la línea Güeñes - Itxaso .....	81
Figura 32. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 6 con la línea Güeñes - Itxaso .....	82
Figura 33. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 6 con la línea Güeñes - Itxaso .....	83

## Indice tablas

Tabla 1. Evolución de la potencia instalada .....	3
Tabla 2. Evolución de la generación eléctrica .....	3
Tabla 3. Niveles de potencia de las conexiones internacionales .....	9
Tabla 4. Características técnicas de la línea Güeñes – Itxaso .....	15
Tabla 5. Ponderación de las HS .....	17
Tabla 6. Nudos del subsistema .....	19
Tabla 7. Límites de tensión para el estado de contingencias N-1 .....	20
Tabla 8. Límites de tensión para el estado de contingencias N-2 .....	20
Tabla 9. Estado generación para el escenario 1 .....	24
Tabla 10. Estado cargas para el escenario 1 .....	26
Tabla 11. Estado generación para el escenario 2 .....	27
Tabla 12. Estado cargas para el escenario 2 .....	29
Tabla 13. Estado generación para el escenario 3 .....	30
Tabla 14. Estado cargas para el escenario 3 .....	32
Tabla 15. Estado generación para el escenario 4 .....	33
Tabla 16. Estado cargas para el escenario 4 .....	35
Tabla 17. Estado generación para el escenario 5 .....	36
Tabla 18. Estado cargas para el escenario 5 .....	38
Tabla 19. Estado generación para escenario 6 .....	39
Tabla 20. Estado de cargas para el escenario 6 .....	41
Tabla 21. Pérdidas de carga comunes a los escenarios 1, 2 y 3.....	46
Tabla 22. Pérdidas de carga comunes a los escenarios 4, 5 y 6.....	46
Tabla 23. Estado contingencias N-1 para el escenario 1 sin la línea Güeñes – Itxaso	51
Tabla 24. Estado contingencias N-2 para el escenario 1 sin la línea Güeñes - Itxaso	51
Tabla 25. Estado contingencias N-1 para el escenario 1 con la línea Güeñes - Itxaso	51
Tabla 26. Estado contingencias N-1 para el escenario 2 sin la línea Güeñes - Itxaso	56
Tabla 27. Estado contingencias N-2 para el escenario 2 sin la línea Güeñes - Itxaso	58
Tabla 28. Estado contingencias N-1 para el escenario 2 con la línea Güeñes - Itxaso	58
Tabla 29. Estado contingencias N-2 para el escenario 2 con la línea Güeñes - Itxaso	59
Tabla 30. Estado contingencias N-1 para el escenario 3 sin la línea Güeñes - Itxaso	64
Tabla 31. Estado contingencias N-2 para el escenario 3 sin la línea Güeñes - Itxaso	64
Tabla 32. Estado contingencias N-1 para el escenario 3 con la línea Güeñes - Itxaso	65
Tabla 33. Estado contingencias N-2 para el escenario 3 con la línea Güeñes – Itxaso .....	66

Tabla 34. Estado contingencias N-1 para el escenario 4 sin la línea Güeñes - Itxaso	71
Tabla 35. Estado contingencias N-2 para el escenario 4 sin la línea Güeñes – Itxaso	72
Tabla 36. Estado contingencias N-1 para el escenario 4 con la línea Güeñes – Itxaso .....	72
Tabla 37. Estado contingencias N-2 para el escenario 4 con la línea Güeñes - Itxaso	73

## Lista de abreviaturas

TFM.....	Trabajo Fin de Máster
GWh.....	Gigavatio hora
HS .....	Herramienta Software
km .....	Kilometro
MW.....	Megavattios
MVA .....	Megavoltamperio
MVAr .....	Megavoltamperio reactivo
kV .....	Kilovoltio
RSU .....	Residuo Sólido Urbano
°C .....	Grados centígrados
Hz.....	Hercios
P.O.....	Procedimientos de Operación
pu .....	Por Unidad

***Memoria***

## 1. Introducción

Este documento contiene el Trabajo de Fin de Máster (TFM) denominado “Estudio de planificación de la red de transporte peninsular”.

Dicho trabajo trata de la realización de un estudio de planificación de la red eléctrica de transporte peninsular, centrándose principalmente en el estudio de la línea aérea de 400 kV de doble circuito Güeñes – Itxaso. Para ello se han preparado varias simulaciones mediante un modelo software de la red de transporte.

En una primera parte se presenta el contexto del trabajo, así como los objetivos y alcance del mismo y los beneficios (técnicos, económicos y sociales) que se esperan conseguir con la realización de este TFM.

A continuación se incluye un estado del arte sobre las distintas actuaciones que se han realizado a lo largo de los últimos años que afectan a la zona en concreto de la red que se va a estudiar, además de las futuras actuaciones planificadas para entender el entorno de estudio.

Posteriormente se presenta un análisis de las alternativas software existentes para la consecución del estudio sobre la planificación de la red transporte, donde se valorarán mediante diferentes criterios, justificando la elección adoptada.

Una vez seleccionada la alternativa, se realiza una descripción de la solución adoptada y se explican brevemente sus componentes principales. Con ello, quedan definidos los escenarios con los que se va a trabajar y se explican las simulaciones que se van a llevar a cabo.

Después, se presenta la descripción de las tareas y de las distintas fases seguidas para la ejecución de este proyecto, acompañadas posteriormente por un diagrama Gantt en el que se plasma de forma visual las fases previamente mencionadas.

Posteriormente, se pasa a describir los diferentes resultados del estudio. Dichos resultados se mostrarán tanto de forma gráfica para un primer contacto para asimilarlos de forma sencilla y de forma tabulada, completando los diferentes gráficos para tener la información necesaria para comprenderlos en su totalidad.

Finalmente se exponen unas conclusiones a modo de resumen final que, de acuerdo con los resultados obtenidos en base a las diferentes pruebas, ensayos y simulaciones que se ejecutan sirven para sintetizar la información obtenida y resumir, en parte, todo el proceso llevado a cabo durante la realización de este TFM.

## 2. Contexto

Desde hace muchos años, el sector energético ha pasado a ser un pilar fundamental de la economía al proporcionar tanto un servicio vital para empresas y pequeños comercios, como un bien de consumo final para las familias. Por lo cual, es necesario garantizar el suministro de energía al menor coste posible, dado que de esta forma se logra asegurar la competitividad de cualquier economía, además del bienestar de las familias.

El objetivo primordial de la planificación de las infraestructuras de transporte de energía es la garantía del suministro eléctrico en aquellas situaciones en que la demanda es máxima, tratando de hacerlo al menor coste posible. Para ello es indispensable realizar una previsión de la evolución de la demanda energética en el horizonte de planificación contemplado. Por lo tanto, la planificación de infraestructuras de transporte consta de dos funciones bien diferenciadas: por un lado realizar la previsión de la evolución de la demanda de energía, y por otro lado, contemplar las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte.

En la pasada década, el crecimiento de las infraestructuras de electricidad se vio condicionado por un crecimiento de la capacidad de generación, provocado por un rápido incremento de la demanda de energía hasta el año 2008. Además, en el sector eléctrico, un elevado porcentaje de dicha generación se debía a las energías renovables, geográficamente más repartidas que las tecnologías convencionales y por lo tanto, necesitaban de nueva red de transporte.

Adicionalmente, hay que considerar que tradicionalmente para la planificación de infraestructura de transporte de energía se ha considerado el escenario más adverso, con el fin de poder asegurar la cobertura de la demanda en todo momento, con un margen de seguridad suficiente. Concretamente, para realizar el dimensionamiento de la infraestructura que constituye la red, se considera el escenario de demanda superior y las condiciones de temperatura más elevadas, además de considerar una disponibilidad baja del parque generador y demás recursos del sistema. A lo anterior hay que añadir que es muy común aceptar que para garantizar el suministro es necesario aplicar un coeficiente de seguridad sobre la punta de la demanda de al menos un 10%, lo que conlleva una necesidad de infraestructuras mayor que la estrictamente necesaria para la cobertura de la misma [1].

A continuación se muestra en la Tabla 1 la evolución en la potencia instalada total en los últimos años, dividida por tipos de generación:

Potencia para generación eléctrica (MW)	2013	2016	2020 (predicción)	Variación 2013 / 2020
Carbón	11.857	10.510	10.510	-1.347
Productos Petrolíferos	4.029	3.973	3.068	-961
Gas Natural	32.184	32.197	32.547	363
Nuclear	7.429	7.895	7.895	466
Renovables:	48.267	51.451	56.804	8.537
- Hidroeléctrica	17.284	17.314	17.492	208
- Eólica	23.006	25.579	29.479	6.473
- Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.511	211
- Solar fotovoltaica	4.660	5.226	6.030	1.370
Biomasa, biogás, RSU y otros	1.018	1.033	1.293	275
Otros	2.677	4.152	4.202	1.525
<b>Total</b>	<b>106.442</b>	<b>110.177</b>	<b>115.025</b>	<b>8.583</b>

Tabla 1. Evolución de la potencia instalada [2]

Se observa que en los últimos años la generación renovable es la que más ha sido instalada, concretamente la eólica es la tecnología que más aumento ha experimentado.

En Tabla 2 se muestra el aumento de la demanda de los últimos años, en las que se aprecia un aumento de la demanda a nivel nacional:

Generación eléctrica total (GWh)	2013	2016	2020 (previsión)
Carbón	41.571	47.610	47.848
Productos Petrolíferos	13.854	15.298	11.319
Gas Natural	57.094	65.926	85.221
Nuclear	56.731	59.670	59.670
Renovables	111.121	108.866	121.475
Otros	4.886	5.003	5.822
Producción Bruta	285.258	302.372	331.355
- Consumos propios y en bombeo	-16.330	-14.869	-16.454
- Saldo Neto Importación – Exportación	-6.731	-11.000	-11.000
Demanda	262.197	276.503	303.901
- Pérdidas transporte, distribución y cons. transf.	-30.236	-33.889	-36.565
Demanda final de electricidad	231.962	242.614	267.336

Tabla 2. Evolución de la generación eléctrica [2]

Con los datos expuestos se hace evidente la necesidad de seguir invirtiendo en infraestructura de transporte de energía para poder garantizar el suministro de energía a lo largo del territorio nacional.

A continuación, en la Figura 1 se muestra la evolución de los km de red de transporte instalados a lo largo de los últimos años para comprobar, que efectivamente, se están llevando a cabo mejoras en dicha red.

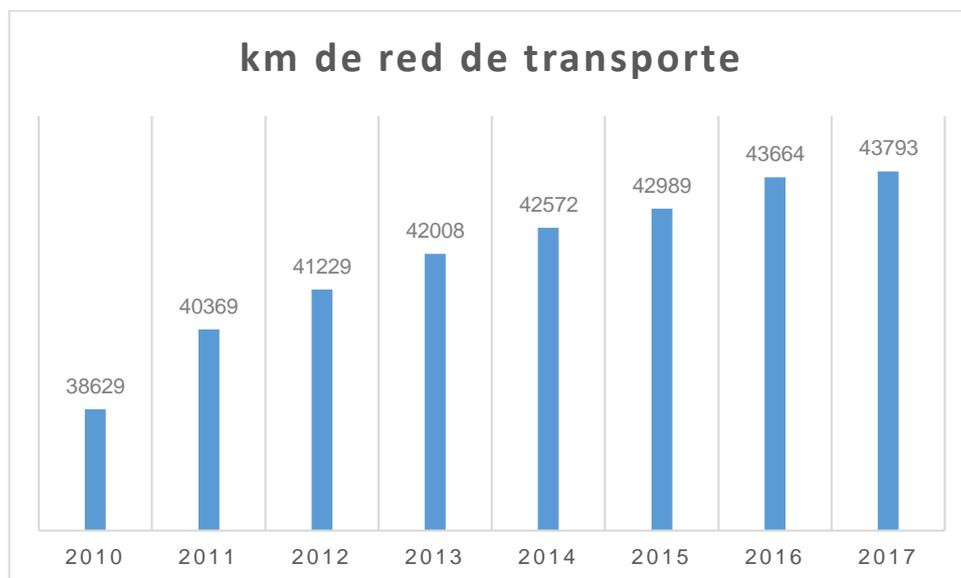


Figura 1. Evolución de los km de red de transporte peninsular instalados [3]

### 3. Objetivos y alcance

El objetivo primordial que se desea lograr a través de este trabajo es realizar un estudio de planificación de la red eléctrica peninsular de transporte, centrándose en la línea eléctrica aérea de doble circuito de 400 kV Güeñes – Itxaso, en la que se comprueba la viabilidad de su instalación.

Para la consecución de éste objetivo se plantea la resolución de una serie de objetivos secundarios:

- Realizar una búsqueda sobre las características de la nueva línea, con el fin de modelizarla.
- Realizar una búsqueda de las distintas actuaciones planificadas en la red de transporte que afecten a la línea de estudio de este trabajo.

Mediante el programa PSSE se han desarrollado una serie de simulaciones, en las cuales se presentan diferentes escenarios de generación y demanda, donde se evalúa el comportamiento del sistema con y sin la inclusión de la nueva línea, para posteriormente comparar los resultados obtenidos en dichas simulaciones y determinar si su instalación está justificada.

El alcance de este proyecto facilitará el desarrollo de objetivos futuros como los que se describen a continuación:

- Las simulaciones planteadas en este trabajo podrán servir para lograr una reducción del tiempo y de recursos necesarios para realizar la planificación de la red de transporte.
- Lograr detectar de forma fiable y eficaz las posibles debilidades del sistema de transporte a través de las simulaciones.
- Lograr una reducción de los cortes de suministro de energía derivados de una mala planificación de la red.

## **4. Beneficios del proyecto**

Los beneficios derivados de este proyecto se pueden desglosar en tres categorías: beneficios técnicos, beneficios económicos y beneficios sociales. Dadas las características de este TFM los beneficios técnicos adquieren una mayor relevancia y de dichos beneficios derivan los beneficios tanto económicos como sociales.

### **4.1. Beneficios técnicos**

Hoy en día una de las funciones de la Red Eléctrica Española consiste en cubrir la demanda de energía eléctrica que se produce diariamente a lo largo de la geografía española. Para ello, se tienen que resolver los continuos cambios que se producen en el sistema y en la demanda de la energía, para poder ajustar el sistema a las características requeridas y así cubrir satisfactoriamente la demanda.

Sin embargo, las líneas eléctricas que conforman la red de transporte tienen unos límites físicos y solamente pueden transportar hasta un determinado nivel de energía. Si se superan dichos límites, los cables de las líneas pueden sufrir degradaciones por calentamiento y dañarse, comprometiendo la garantía de suministro. Además, con el fin de proteger las instalaciones, pueden producirse cortes intencionados para evitar que se sobrepasen los límites críticos, volviendo a producirse una interrupción en el suministro.

Conociendo de antemano el comportamiento que van a experimentar las diversas líneas que componen la red de transporte, se ve aumentada la capacidad de actuación para prevenir algún posible efecto negativo en la continuidad del suministro. De esta forma, se protege la integridad de la propia red, reduciendo la cantidad de recursos técnicos necesarios para garantizar la cobertura de la demanda eléctrica con la calidad exigida.

### **4.2. Beneficios económicos**

El hecho de poder analizar el comportamiento de la red mediante una herramienta de simulación rápida y sencilla supone un ahorro de tiempo. Además, disponer de un modelo software reduce la cantidad de recursos material y humanos necesarios.

De la misma forma, mediante dicho modelo software es posible prever el comportamiento de las líneas eléctricas y analizar si sufrirán deterioros con el fin de preservar su integridad y evitar de esta forma su posible sustitución.

Además de lo mencionado anteriormente, también hay que tener en cuenta la calidad del suministro eléctrico. Conociendo el comportamiento de la red, se puede garantizar que dicho suministro cumpla las condiciones de tensión, frecuencia, forma de onda, etc. que pueden hacer que los equipos queden dañados, lo que conlleva un desembolso económico para realizar su reparación o sustitución.

### **4.3. Beneficios sociales**

En cuanto a los beneficios sociales, los usuarios de la red eléctrica demandan cada vez un mayor nivel de suministro y de mayor calidad. Por ello, conocer la respuesta de la red facilita a sus diseñadores las condiciones a las que van a estar sometidos los distintos equipos.

El hecho de conocer dicho comportamiento tiene como consecuencia la mejora en la capacidad de prevención de los problemas que puedan ocurrir, lo que facilita a los diseñadores de la red el hecho de prever posibles fallos de la red y aplicar medidas para prevenir dichos fallos incluso antes de que se produzcan.

La correcta aplicación de medidas para prevenir los efectos negativos que puedan aparecer, permiten asegurar la calidad y continuidad del suministro eléctrico y la mejora en la explotación de la red de transporte; mejora que deriva en los clientes y en la operativa habitual que pueden desempeñar los aparatos eléctricos que se utilizan normalmente.

## 5. Estado del arte

### 5.1. La península Ibérica, una “isla eléctrica”

El sistema eléctrico español se encuentra conectado con el portugués (constituyendo el sistema eléctrico ibérico), con el del norte de África a través de Marruecos y por la frontera con Francia con el sistema centroeuropeo (véase la Figura 2). Así mismo, el sistema centroeuropeo se encuentra conectado con el del este de Europa, Reino Unido y los países nórdicos, configurado el sistema eléctrico más grande del mundo.

En el año 2002, la Unión Europea alcanzó un acuerdo en el que para el año 2020, todos los Estados Miembros deberían tener un mínimo de un 10% de ratio de interconexión, definiéndose este como la suma de las capacidades de importación frente a la potencia de generación instalada. De esta forma se busca facilitar el apoyo energético entre países, evitar sistemas aislados y favorecer el Mercado Único de electricidad.

Hoy en día, España posee un ratio de interconexión inferior al 5%, todavía alejado del ratio objetivo. Considerando únicamente la interconexión con el resto de Europa a través de Francia, el ratio de interconexión es del 2,8% con la nueva interconexión entre Francia y España por los Pirineos orientales. Por lo tanto España se sigue considerando hoy en día una isla eléctrica [4].

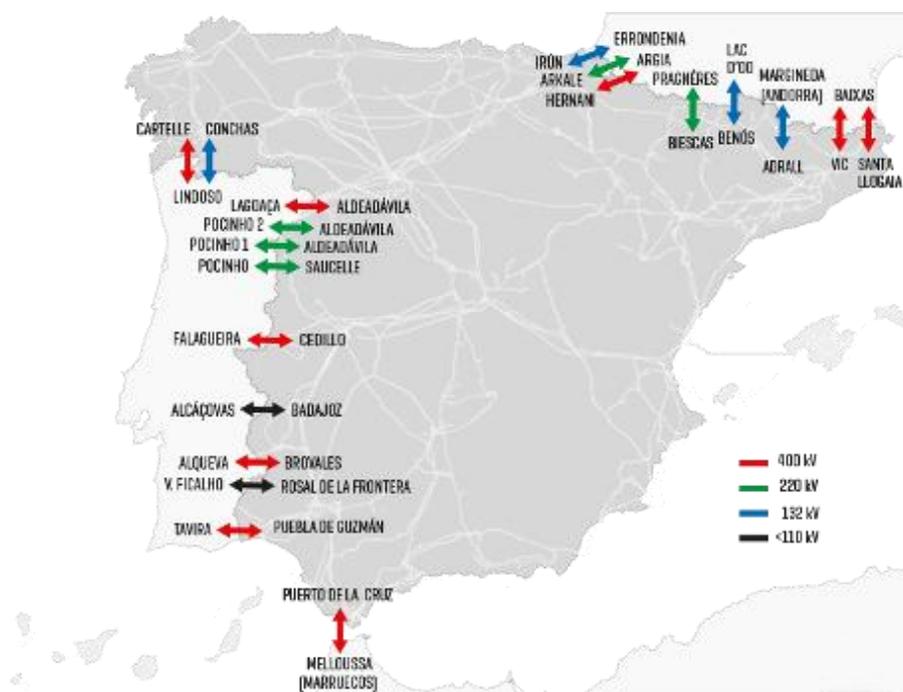


Figura 2. Conexiones internacionales con España [4]

Conexión	Mínimo (MW)	Máximo (MW)
Francia – España	1250	2800
España – Francia	1250	3250
Portugal – España	2350	2900
España – Portugal	2500	3300
Marruecos – España	600	600
España - Marruecos	900	900

Tabla 3. Niveles de potencia de las conexiones internacionales [4]

Para 2020, teniendo en cuenta las actuaciones planificadas, España será el único país de la Unión Europea con un ratio de interconexión inferior al 10% (Figura 3), por lo es necesario proyectar nuevas interconexiones. Entre dichas nuevas interconexiones se encuentran la conexión norte con Portugal entre Galicia y el Minho portugués, la colocación de un transformador desfasador en Arkale, y una interconexión submarina con Francia a través del Golfo de Vizcaya.

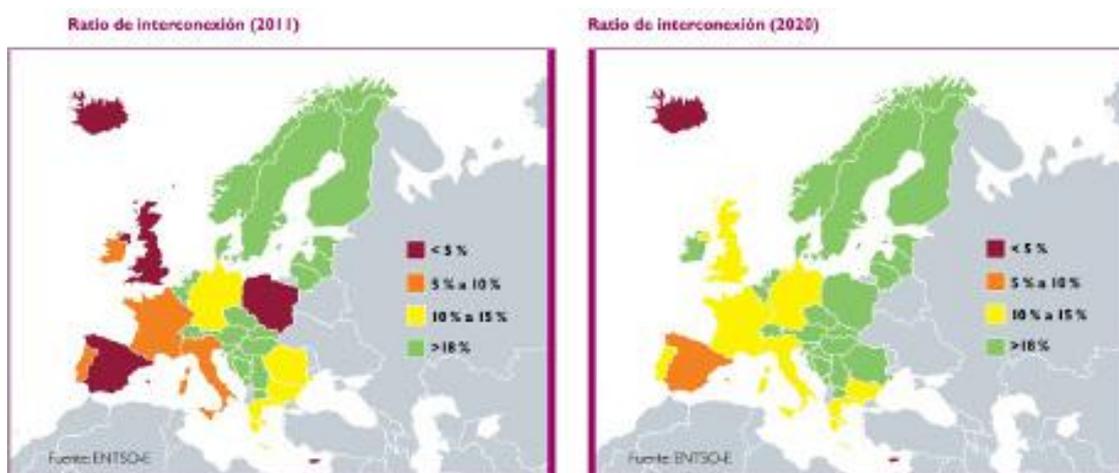


Figura 3. Ratios de interconexión de los países europeos [4]

Para los próximos años se considera prioritario reforzar las interconexiones para poder seguir desarrollando la red de transporte. Dado que se le ha dado prioridad, para poder garantizar las inversiones es necesario mantener una estabilidad en términos regulatorios y unos retornos adecuados de inversión, además debe venir acompañado de una mejor aceptación por parte de la sociedad de las instalaciones.

Para llegar a ese objetivo España quiere aumentar un 7% la interconexión, para ello hay planificadas una serie de actuaciones que se detallan a continuación.

Para poder satisfacer el aumento de la interconexión, en los últimos años se ha estado construyendo una serie de líneas de 400 kV, denominadas “Eje Norte”, la cuales parten desde Galicia y se pretende que finalicen en la zona mediterránea, con la que se quiere dar apoyo a las líneas de interconexión y conseguir poder exportar la generación eólica

de Galicia hacia el resto de España y hacia Francia para poder cumplir con los objetivos de interconexión. Una de las actuaciones que se quiere lleva a cabo para conformar el denominado Eje Norte es la línea de doble circuito de 400 kV Güeñes – Itxaso, la cual es objeto de estudio de este trabajo.

A continuación se mencionan las actuaciones planificadas que están relacionadas directamente con el proyecto de aumentar el nivel de interconexión o para dar apoyo al mismo.

## **5.2. Actuación TI-2: Nueva interconexión España-Francia por Bahía Vizcaya**

Este proyecto responde a la necesidad de un aumento de capacidad de intercambio entre España y Francia con objeto de disminuir el aislamiento de España frente al resto del sistema europeo, aumentar la seguridad del sistema, facilitar la integración de renovables en el sistema Ibérico y contribuir a que el Mercado Ibérico de la Electricidad forme parte del Mercado Interno de la Electricidad promovido por la Comisión Europea.

### **5.2.1. Descripción de la actuación**

- Estación conversora HVDC
  - Doble Circuito Gatika-Estación conversora HVDC.
  - Estación conversora HVDC con tecnología “Voltage Source Converter” (VSC) y configuración en dos bipolos de 1000 MW (2x1000 MW), asumiendo una pérdida máxima de 1000 MW.
- Enlace de interconexión
  - 4 cables submarinos (2 por bipolo): traza de 400 km en total.

### **5.2.2. Justificación técnico - económica**

Se plantea una nueva interconexión en la parte occidental de la frontera con el objetivo de alcanzar una capacidad de intercambio de 4.000 MW entre España y Francia a largo plazo.

Este proyecto permite aumentar la capacidad de intercambio de Francia a España en 1.200 MW y de España a Francia en 2.000MW. Considerando la puesta en servicio en 2015 de la interconexión Sta.Llogaia–Baixas que refuerza los flujos de la zona este de la frontera, un aumento de la capacidad de intercambio requiere reforzar la zona oeste de la frontera con el fin de mantener un equilibrio en los flujos este-oeste en la frontera.

Junto con este proyecto, serán necesarios algunos refuerzos en redes internas de ambos países. Algunos de ellos se consideran necesarios antes del 2020 como el transformador desfasador de Arkale 220 kV incluido en la modificación de la planificación de junio de 2013 o el eje Abanto/Gueñes-Itxaso 400 kV.

El aumento de capacidad de intercambio que permite este proyecto se traduce en que la congestión esperada en la frontera se reducirá en 2020 en un 10-13% desde valores que alcanzarían un 63-77% sin este proyecto. Además permite un incremento de flujos de energía en ambos sentidos permitiendo utilizar la energía más barata en cada momento, de forma que proporciona un beneficio socio-económico en toda Europa [2].

### **5.3. Actuación TNE-2: Mallado Navarra - País Vasco 400 kV**

Los estudios realizados con objeto de evaluar las posibilidades de la red actual para adaptarse a futuros contextos de generación y demanda evidencian la necesidad de un nuevo eje de transporte País Vasco-Navarra- Aragón-Centro/Levante, en donde el refuerzo de la conexión entre Navarra y el País Vasco constituye un pilar vital del referido eje de transporte.

#### **5.3.1. Descripción de la actuación**

- Entrada/salida de Itxaso en la línea Castejón-Muruarte 400 kV
- Repotenciación de las líneas Itxaso-Orcoyen 220 kV 1 y 2
- Cambio de topología Orcoyen-Hernani 220 kV
  - Baja por cambio topológico de la línea Orcoyen-Itxaso 220 kV circuito 1.
  - Baja por cambio topológico de la línea Itxaso-Hernani 220 kV circuito 2.
  - Alta por cambio topológico de la línea Orcoyen-Hernani 220 kV circuito 1.
  - 0,4 km de cable de 220 kV y 1 posición de 220 kV para bypass operable.

#### **5.3.2. Justificación técnico - económica**

Actualmente, la conexión entre Navarra y el País Vasco es muy débil debido a que se realiza a través de dos únicas líneas de 220 kV entre Orcoyen e Itxaso que forman dos circuitos independientes de 220 kV que transcurren por caminos separados, y que datan de los años 60-70 con lo que tienen una capacidad muy limitada.

Adicionalmente, en escenarios de altas demandas en el País Vasco y/o elevado programa exportador con Francia, en los que exista una elevada producción eólica en Navarra y La Rioja y poca generación en la zona de País Vasco, pueden producirse

sobrecargas de hasta el 180% en las líneas Itxaso–Orcoyen 1 y 2 220 kV, y en el eje Orcoyen-Tafalla-Olite 220 kV, tanto en caso de disponibilidad total (N) como ante contingencias (N-1) en la zona.

Esta situación obliga a tomar medidas topológicas en las subestaciones de Itxaso 220 kV, Muruarte 200 kV y Magallón 220 kV para evitar estas sobrecargas. En el año 2012 estas maniobras afectaron a 1.156 horas (el 13% de las horas del año), con la consiguiente reducción del mallado de la red y la seguridad del sistema. Sin embargo, en algunas situaciones, las medidas topológicas no son suficientes y se ha tenido que actuar sobre la generación para evitar poner en peligro la seguridad del sistema. En primer lugar se reduce la generación de ciclo combinado de La Rioja y Navarra, y en último lugar, se toman medidas sobre la eólica de estas dos comunidades [2].

#### **5.4. Actuación TN-7: Abanto/Güeñes - Itxaso 400 kV**

Este proyecto es de carácter estratégico, dado que sus principales objetivos son la consecución del Eje Norte de 400 kV entre Galicia y el País Vasco, y un refuerzo necesario de la red interna para aumentar los intercambios de energía con Francia por el País Vasco.

Además, permite reforzar el intercambio de energía con Navarra en lo que es un eje Cantábrico-Mediterráneo de 400kV que permitirá la complementariedad de recursos entre zonas.

##### **5.4.1. Descripción de la actuación**

Línea Abanto/Güeñes-Itxaso 400 kV

- Baja Abanto-Güeñes 400 kV circuito 1
- Entrada/Salida de Itxaso 400 kV en la línea Abanto-Güeñes 400 kV



Figura 4. Mapa de la zona Norte con las líneas actuales y las futuras actuaciones [5]

#### 5.4.2. Justificación técnico - económica

Esta actuación permite concluir un eje de carácter estratégico como es el Eje Norte, un eje de 400 kV que permitirá conectar Galicia y País Vasco y será el enlace con el futuro eje Cantábrico-Mediterráneo a través de la subestación de Itxaso 400 kV y el proyecto Itxaso-Castejón/Muruarte 400 kV [6]. El resto de actuaciones que forman parte de este eje ya están construidas o se encuentran en construcción. Esta actuación permitirá una mayor flexibilidad de la red en la zona norte, por su fácil adecuación a diferentes situaciones futuras, permitiendo un movimiento de flujos entre zonas según las necesidades del mercado. Permitirá también una mayor robustez de la red de transporte por su capacidad de soportar diferentes situaciones extremas.

Por otra parte, otro proyecto de carácter estratégico asociado a esta actuación es el aumento de la capacidad de intercambio con Francia para permitir un mayor intercambio de energía entre ambos países, con el fin de utilizar la energía más barata en cada momento. A 2020 se estima que las mayores limitaciones a la exportación se localizarán en la zona del País Vasco. Una de las actuaciones clave para reducir estas limitaciones es un transformador desfasador con actuación en la línea Arkale-Argia 220 kV. Sin embargo, a medio-largo plazo, para aumentar los flujos de exportación y asociado a una futura interconexión por el oeste de la frontera, como la expuesta en la justificación TI-2, es necesario el refuerzo de la red de 400 kV del País Vasco. El eje Abanto/Gueñes-Itxaso 400 kV es fundamental para poder tener un adecuado aprovechamiento del nuevo enlace de interconexión por Bahía Vizcaya, ya que sin estas líneas de refuerzo de alimentación y evacuación del enlace, la capacidad de intercambio con Francia podría verse limitada por restricciones internas en el País Vasco ante situaciones de contingencia [2].

#### 5.4.3. Características generales de la línea

La línea objeto del presente proyecto tiene como principales características que se muestran en la Tabla 4:

Sistema	Corriente alterna trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	400 kV
Tensión más elevada de la red	420 kV
Origen de la línea de alta tensión	Abanto y Güeñes
Final de la línea de alta tensión	Itxaso
Temperatura máxima de servicio del conductor	85 °C
Capacidad térmica de transporte en	Verano: 2.129 MVA/circuito

Capacidad térmica de transporte en	Invierno: 2.412 MVA/circuito
Nº de circuitos	2
Nº de conductores por fase	3
Tipo de conductor	Condor AW
Nº de cables compuesto tierra-óptico	1
Tipo de cable compuesto tierra-óptico	OPGW tipo II-25 kA
Nº de cables de tierra convencional	1
Tipo de cable de tierra convencional	7N7 AWG
Aislamiento	De vidrio templado, tipo caperuza y vástago
Apoyos	Torres metálicas de celosía
Cimentaciones	De zapatas individuales
Puestas a tierra	Anillos cerrados de acero descaburado.
Longitud	73,467 km

Tabla 4. Características técnicas de la línea Güeñes – Itxaso [7]

## 6. Análisis de alternativas

En cualquier tipo de proyecto suele ser habitual tener más de una opción para poder realizar los estudios necesarios para la conclusión del mismo, que variará en función de los diferentes aspectos del proyecto.

En concreto, este documento contempla 3 alternativas a través de las cuales se considera factible llevar a cabo el estudio sobre la planificación de la red de transporte. Primero se explican las diferentes alternativas existentes y después los criterios de selección que se han tenido en cuenta para el estudio. Finalmente se elige la alternativa que de acuerdo a los criterios de selección establecidos represente la mejor solución.

Dado del tipo de estudio del que se trata, la única opción viable para llevarlo a cabo es realizar simulaciones software. Este tipo de solución consiste en diseñar un modelo de la red de transporte de la cual realizar el estudio mediante una herramienta software (HS), y sobre él, realizar los experimentos pertinentes con el fin de comprender el comportamiento de la red ante diferentes condiciones de funcionamiento.

De entre las HS que podrían utilizarse, se pueden destacar 3:

- PowerFactory
- PSSE
- PowerWorld

### 6.1. Definición de los criterios de selección

Los criterios de selección de la HS son los siguientes:

- Flexibilidad: la solución elegida deberá hacer frente a cambios puntuales y focalizados en los cálculos a realizar durante la ejecución del proyecto, sin que ello suponga un cambio completo del sistema.
- Tiempos de simulación: el tiempo necesario para ejecutar una simulación debe ser el menor posible, aumentando de esta forma la cantidad de simulaciones que se puedan realizar.
- Medidas realizables: interesa que las medidas realizables sean las máximas posibles con el fin de obtener mayor cantidad de información.
- Posibilidad de implementar una interfaz: interesa elegir la alternativa que permita diseñar interfaces de usuario para la interacción del usuario con el sistema modelizado.
- Simplicidad de la herramienta: la HS debe ser intuitiva y de fácil manejo.

- Precisión y fiabilidad: la precisión y fiabilidad en la simulación debe ser la máxima posible.
- Coste económico: se tendrá en cuenta si la HS posee licencia gratuita o si hay que adquirir una licencia de pago.

## 6.2. Selección de la alternativa

Para la selección de la solución se realiza una tabla con el peso asignado a cada uno de los criterios así como la valoración que se da a cada alternativa en base a cada uno de ellos.

El criterio utilizado para la valoración es el siguiente:

- 0 = malo
- 5 = medio
- 10 = bueno

	Peso	Valoración sobre 10		
		PSEE	PowerWorld	PowerFactory
<b>Flexibilidad</b>	15%	10	10	10
<b>Tiempos de simulación</b>	15%	5	0	5
<b>Medidas realizables</b>	15%	10	5	10
<b>Posibilidad implementar interfaz</b>	20%	10	0	0
<b>Simplicidad herramienta</b>	15%	5	0	10
<b>Precisión y fiabilidad</b>	10%	10	10	10
<b>Coste económico</b>	10%	0	10	5
<b>Total (sobre 10)</b>		7,50	4,25	6,75

Tabla 5. Ponderación de las HS

Las tres alternativas presentan buena flexibilidad debido a que se basan en sistemas modulares. PowerWorld es la que presenta mayores tiempos de simulación, pero es la que posee una licencia con menor coste. En cambio, las tres presentan similitudes en el ámbito de las medidas realizables. Además, PSEE ofrece una simplicidad que las otras herramientas no ofrecen, y ofrece la posibilidad de construir un sistema con un número de nudos superior al resto de las herramientas. En cuanto a la fiabilidad y precisión, las tres herramientas tienen implementados los mismos algoritmos de resolución, por lo cual los resultados no ofrecen gran diferencia entre sí.

Teniendo todo esto en cuenta, se ha decidido que la mejor HS para poder llevar a cabo las simulaciones es PSSE.

## 7. Solución propuesta

En este apartado se va a proceder a explicar la solución propuesta para llevar a cabo el estudio. Se ha partido de un modelo de la red peninsular de transporte. Para los límites de capacidad de transporte de las líneas se ha considerado el escenario más adverso y se han seleccionado los de verano. Dicho modelo se detallará al completo posteriormente en el anexo II.

Para analizar en detalle el objeto de este estudio, la necesidad de instalación de la línea de 400 kV entre las subestaciones de Güeñes e Itxaso, se han elegido una serie de nudos detallados en la Tabla 6 y de los cuales se han dibujado dos diagramas de 400 kV y de 220 kV que se pueden ver los diagramas en las Figuras 5 y 6, para formar un nuevo subsistema sobre el cual se centrará el estudio, en el cual se analizarán una serie de estados de contingencias y sobre el cual se analizarán los datos correspondientes. Por sencillez se han dibujado en dos diagramas diferentes y no se han representado los transformadores entre los dos niveles de tensión.

Buses	Nombre	Nivel de tensión (kV)
11000	AGUAYO	400
11060	PENAGOS	400
12018	AZPEITIA	400
12020	GARO-BAR	400
12025	GATICA	400
12035	GUENES	400
12040	HERNANI	400
12055	ITXASO	400
12060	LA SERNA	400
12066	ABANTO	400
12070	SANTURCE	400
12088	VIRTUS	400
12090	VITORIA	400
19023	CASTEJON	400
19028	NATPOWG	400
19068	ZIERBANA	400
22000	ABADIANO	220
22015	ALI	220
22020	ALONSOTE	220
22025	ARKALE	220
22040	BASAURI	220
22047	ELGUEA	220
22050	CORDOVIL	220
22052	FORJ.ALV	220

22055	GAMARRA	220
22060	GAROÑA	220
22065	GATICA	220
22070	GUENES	220
22075	HERNANI	220
22085	ITXASO	220
22100	LA SERNA	220
22105	LOGROÑO	220
22107	MERCEDES	220
22112	MIRANDA	220
22130	ORCOYEN	220
22130	ORCOYEN	220
22135	ORMAIZTE	220
22140	ORTUELLA	220
22160	PUENTELA	220
22165	QUEL	220
22190	SANTURCE	220
22200	SEQUERO	220
22202	SIDENOR	220
22245	TAFALLA	220
22250	T1 BABCO	220
22253	BABCOK	220
22254	AC.CTA.V	220
22255	T2 BABCO	220
22260	T1 FORJA	220
22265	T2 FORJA	220
22275	T1 JARA	220
22320	T SANTUR	220
22355	U.C.M.	220
22400	VITORIA	220
22415	ORBEGOZO	220
29002	T BASAUR	220
29353	ZAMUDIO	220
99991	LAGUARDIA	220
99993	ARRUBAL	400
99994	MURUARTE	220
99996	MURUARTE	400

Tabla 6. Nudos del subsistema

Para este subsistema se han creado varios escenarios, en los que en cada uno de ellos se han realizado modificaciones en la generación y en la demanda, para ver su comportamiento bajo diferentes condiciones de operación, para determinar posteriormente si la instalación de la línea está justificada. Dichos escenarios se detallan a continuación en este mismo apartado.

Para cada escenario se han contemplado dos casos: el primero de ellos sin incluir la línea Güeñes - Itxaso de 400 kV y el segundo de ellos incluyéndola. De esta forma se pretende analizar el comportamiento del subsistema ante los diferentes estados de contingencias, primero analizándolo tal y como se encuentra en la actualidad, viendo los diferentes problemas que puedan existir, y posteriormente, una vez introducida la nueva línea se volverá a analizar el mismo subsistema bajo las mismas condiciones, comprobando si en esta ocasión la nueva línea soluciona algunos de los problemas que han aparecido previamente. Los resultados de las simulaciones se detallarán posteriormente en el apartado 10.

Para el análisis de contingencias se han contemplado los siguientes casos:

- Fallo simple (N-1): Pérdida de línea o grupo de generación:
  - No se producen cortes de mercado, es decir, todas las cargas se mantienen alimentadas.
  - Carga:
    - Líneas: no se producen sobrecargas
    - Tensiones:

Nivel (Kv)	Mínimo		Máximo	
	kV	p.u.	kV	p.u.
400	380	0,95	435	1,087
220	205	0,93	245	1,11

Tabla 7. Límites de tensión para el estado de contingencias N-1 [8]

- Fallo doble (N-2): Pérdida de líneas de doble circuito o de grupo más línea
  - No se producen cortes de mercado.
  - Carga:
    - Líneas: se admite una sobrecarga de un 15%
    - Tensiones:

Nivel (Kv)	Mínimo		Máximo	
	kV	p.u.	kV	p.u.
400	375	0,9375	435	1,087
220	200	0,90	245	1,11

Tabla 8. Límites de tensión para el estado de contingencias N-2 [8]

A continuación se pasan a detallar los diferentes escenarios creados para realizar las simulaciones.

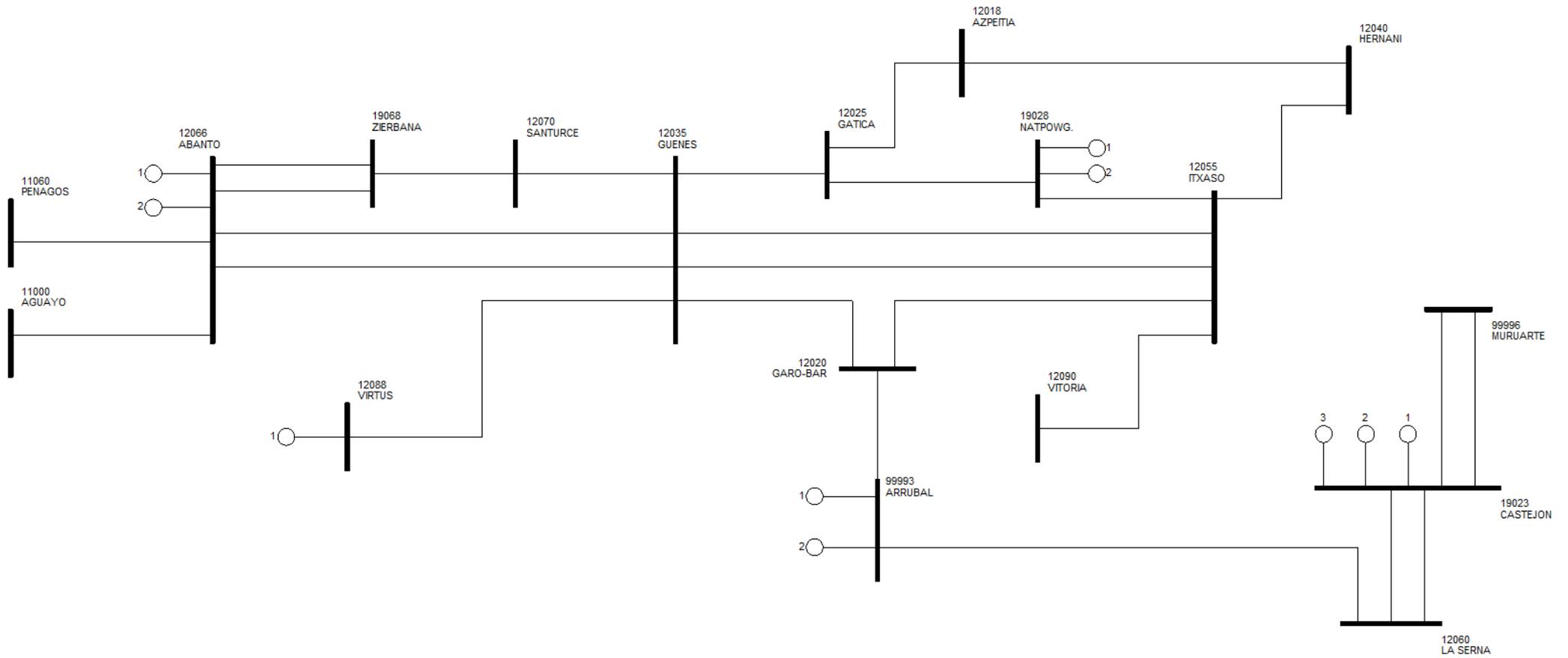


Figura 5. Esquema de la red de 400 kV del subsistema de estudio

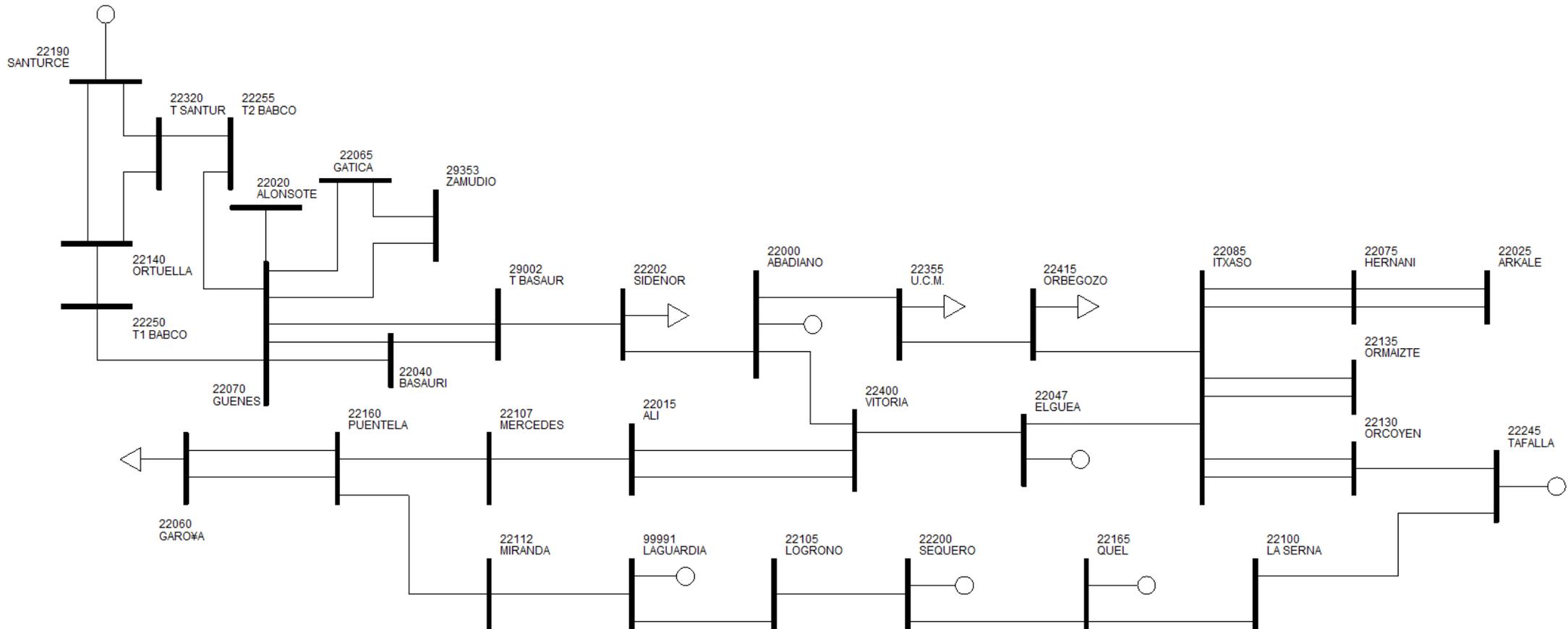


Figura 6. Esquema de la red de 220 kV del subsistema de estudio

## 7.1. Escenario 1

En este primer escenario se ha querido considerar un nivel bajo de energía entrando por Penagos a través de la red de 400 kV que viene desde la zona de Galicia, en concreto alrededor de 950 MW. En cuanto a la generación de las centrales térmicas ubicadas en el País Vasco, estas se encuentran en torno al 25% de su capacidad de generación, mientras que se ha querido considerar poca generación eólica, la cual se sitúa alrededor del 25 - 50%. Respecto a la interconexión con Francia, se ha considerado un escenario de exportación de energía hacia Francia, siendo muy poca la solicitud de energía por parte de Francia, 775 MVA en la red de 400 kV y 50 MVA en la de 220 kV.

A continuación se muestra en la Tabla 9 el estado detallado de las centrales de generación del subsistema:

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Gen (MW)	Q Gen (Mvar)
2060	BARAZAR 132,00	1	36,6	24,4
2060	BARAZAR 132,00	2	35,0	23,4
2075	BURCENA 132,00	1	0,0	6,0
3424	LAFORTUN 132,00	1	13,8	8,7
3424	LAFORTUN 132,00	2	5,9	6,0
3424	LAFORTUN 132,00	3	0,0	1,7
3424	LAFORTUN 132,00	4	0,0	2,0
3424	LAFORTUN 132,00	5	0,0	2,0
3424	LAFORTUN 132,00	6	0,0	0,8
12066	ABANTO 400,00	1	100,0	250,0
12066	ABANTO 400,00	2	100,0	250,0
12070	SANTURCE 400,00	2	534,0	161,4
19023	CASTEJON 400,00	1	225,0	36,2
19023	CASTEJON 400,00	2	225,0	36,2
19023	CASTEJON 400,00	3	225,0	36,2
19028	NATPOWG. 400,00	1	100,0	239,3
19028	NATPOWG. 400,00	2	100,0	239,3
22000	ABADIANO 220,00	1	35,0	24,7
22047	ELGUEA 220,00	1	40,0	20,7
22155	PASAJES 220,00	1	129,5	-14,2
22165	QUEL 220,00	1	150,0	-52,8
22190	SANTURCE 220,00	1	358,0	-110,0
22190	SANTURCE 220,00	3	100,0	-180,0
22200	SEQUERO 220,00	1	150,0	19,7
22245	TAFALLA 220,00	1	130,0	-68,2
22335	TUDELA 220,00	1	8,9	6,5
33710	LA SERNA 66,000	1	74,2	0,0
99991	LAGUARDIA 220,00	1	80,0	-15,6

99993	ARRUBAL	400,00	1	250,0	-108,8
99993	ARRUBAL	400,00	2	250,0	-108,8

Tabla 9. Estado generación para el escenario 1

Y en la Tabla 10 las cargas para el mismo subsistema:

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Carga (MW)	Q Carga (Mvar)
852	LEJONA/A 30,000	1	24,58	5,6
853	LEJONA/B 30,000	1	24,58	5,6
856	ASUA/A 30,000	1	40,45	9,22
860	ORTUELA 30,000	1	50,86	11,59
864	BURCEA 30,000	1	14,31	3,26
868	RETUERTO 30,000	1	38,39	8,75
872	ALONSO/A 30,000	1	17,53	4
873	ALONSO/B 30,000	1	17,53	4
876	LARRASQU 30,000	1	13,39	3,05
880	GALDAC/A 30,000	1	21,35	4,87
881	GALDAC/B 30,000	1	21,35	4,87
1301	ABADIANO 30,000	1	61,98	14,13
1304	ADUNA 30,000	1	32,37	6,74
1307	ALI 30,000	1	85,41	16,89
1308	ALSASUA 30,000	1	51,83	17,76
1310	ALZO 30,000	1	43,49	9,06
1316	AYALA-ID 30,000	1	17,2	3,4
1318	BASAURI 30,000	1	42,11	9,6
1345	SEQUERO 66,000	1	52,26	17,91
1347	ELGOIBAR 30,000	1	39,45	8,21
1349	EUBA 30,000	1	50,01	11,4
1351	GAMARRA 30,000	1	132,22	26,15
1358	HERNANI 30,000	1	86,76	18,07
1359	IRUN 30,000	1	47,88	9,97
1361	LA JARA 30,000	1	38,1	8,68
1369	LASAO 30,000	1	47,26	9,84
1372	LEMONA 30,000	1	42,76	9,75
1373	LLODIO 30,000	1	44,01	8,7
1374	LOGROÑO 66,000	1	93,39	32
1375	MARTUTEN 30,000	1	41,34	8,61
1376	MIRANDA 30,000	1	-14,32	-4,55
1377	MONDRA/A 30,000	1	43,16	8,99
1378	MONDRA/B 30,000	1	43,16	8,99
1381	MUNGUIA 30,000	1	27,31	6,22
1390	ORMAIZTE 30,000	1	55,83	11,63
1392	OYARZUN 30,000	1	43,7	9,1
1401	PUENTECLA 45,000	1	8,44	1,67
1402	PUENTECLA 30,000	1	-3,71	-0,73

1422	USURBIL	30,000	1	54,99	11,45
1426	VERGARA	30,000	1	49,92	10,4
1439	ZALDIBAR	30,000	1	46,53	10,6
2010	ABANTO	30,000	1	18,49	4,21
2015	ACEROS	132,00	1	3,57	0
2017	AFORASA	132,00	1	7,96	0
2025	AHVBANDA	132,00	1	21,42	0
2026	AHVOXIGE	132,00	1	7,61	0
2044	ARISTRAI	132,00	1	8,76	0
2056	ASUA/B	132,00	1	15,07	3,43
2060	BARAZAR	132,00	1	0,98	0
2082	C.A.F.	132,00	1	2,28	0
2088	C.N.O.	132,00	1	5,32	0
2100	CHURDI/A	132,00	1	22,03	5,02
2175	DEUSTO/A	132,00	1	18,88	4,3
2180	ORBEGOZO	132,00	1	10,2	0
2191	ERROND/A	132,00	1	24,73	5,15
2210	FADURA	132,00	1	16,18	3,69
2240	INESPAL	132,00	1	9,29	0
2244	INQUITEX	132,00	1	3,05	0
2252	L.LESACA	132,00	1	15,13	0
2258	LARRASQU	132,00	1	58,16	13,25
2295	M.UCIN	132,00	1	10,2	0
2318	MAZARR/A	132,00	1	26,64	6,07
2321	MAZARR/B	132,00	1	26,64	6,07
2336	OPUA	132,00	1	6	0
2342	ORTUELLA	132,00	1	18,76	5
2344	OXINORTE	132,00	1	33,94	0
2348	P.ECHEVA	132,00	1	25,73	0
2351	PAPELERA	132,00	1	18,34	0
2363	RETUERTO	132,00	1	38,98	0
2385	STA ANA	132,00	1	3,14	0
22007	ARISTRAI	220,00	1	53,69	0
22025	ARKALE	220,00	1	400	100
22052	FORJ.ALV	220,00	1	21,48	0
22132	NERVACER	220,00	1	1,3	0
22202	SIDENOR	220,00	1	20	0
22253	BABCOK	220,00	1	4,28	0
22254	AC.CTA.V	220,00	1	98,14	0
22325	TUBACEX	220,00	1	10,2	0
22330	TUBOS	220,00	1	12,96	0
22355	U.C.M.	220,00	1	20	0
22415	ORBEGOZO	220,00	1	12	0
33051	CORDOVIL	66,000	1	77,38	26,52
33660	ORCOYEN	66,000	1	103,23	35,37
33680	QUEL	66,000	1	39,22	13,44

33717	SANGUESA	66,000	1	31,64	10,84
33730	TAFALLA	66,000	1	44,45	15,23
33740	TUDELA	66,000	1	84,01	28,79

Tabla 10. Estado cargas para el escenario 1

## 7.2. Escenario 2

Para este segundo escenario se ha planteado una situación totalmente opuesta a la del escenario 1. En este caso se ha considerado que en la zona de Galicia existe mucha generación eólica, la cual se refleja como mucha energía entrando por la subestación de Penagos. Además se ha considerado las centrales térmicas del País Vasco trabajando en torno al 80% de su potencia máxima. En cuanto a la generación eólica del subsistema, esta se mantiene en un 30% – 50% de su capacidad.

En cuanto al intercambio internacional con Francia, se ha considerado también un escenario de exportación con una muy alta demanda de energía. Concretamente 1.177 MVA en la red de 400 kV y 466 MVA en la de 220 kV.

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Gen (MW)	Q Gen (Mvar)
2060	BARAZAR 132,00	1	36,6	27,0
2060	BARAZAR 132,00	2	35,0	27,0
2075	BURCENA 132,00	1	0,0	6,0
3424	LAFORTUN 132,00	1	13,8	8,7
3424	LAFORTUN 132,00	2	5,9	7,8
3424	LAFORTUN 132,00	3	0,0	1,7
3424	LAFORTUN 132,00	4	0,0	2,0
3424	LAFORTUN 132,00	5	0,0	2,0
3424	LAFORTUN 132,00	6	0,0	0,8
12066	ABANTO 400,00	1	300,0	250,0
12066	ABANTO 400,00	2	300,0	250,0
12070	SANTURCE 400,00	2	534,0	161,4
19023	CASTEJON 400,00	1	325,0	51,1
19023	CASTEJON 400,00	2	325,0	51,1
19023	CASTEJON 400,00	3	325,0	51,1
19028	NATPOWG. 400,00	1	300,0	250,0
19028	NATPOWG. 400,00	2	300,0	250,0
22000	ABADIANO 220,00	1	35,0	24,7
22047	ELGUEA 220,00	1	40,0	28,6
22155	PASAJES 220,00	1	129,5	-14,2
22165	QUEL 220,00	1	150,0	-50,1
22190	SANTURCE 220,00	1	358,0	-110,0
22190	SANTURCE 220,00	3	300,0	-105,0
22200	SEQUERO 220,00	1	150,0	19,7

22245	TAFALLA	220,00	1	130,0	-42,9
22335	TUDELA	220,00	1	8,9	6,5
33710	LA SERNA	66,000	1	74,2	0,0
99991	LAGUARDIA	220,00	1	80,0	-2,1
99993	ARRUBAL	400,00	1	300,0	-94,5
99993	ARRUBAL	400,00	2	300,0	-94,5

Tabla 11. Estado generación para el escenario 2

Y en la Tabla 12 las cargas para el mismo subsistema:

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Carga (MW)	Q Carga (Mvar)
852	LEJONA/A 30,000	1	24,58	5,6
853	LEJONA/B 30,000	1	24,58	5,6
856	ASUA/A 30,000	1	40,45	9,22
860	ORTUELA 30,000	1	50,86	11,59
864	BURCEÑA 30,000	1	14,31	3,26
868	RETUERTO 30,000	1	38,39	8,75
872	ALONSO/A 30,000	1	17,53	4
873	ALONSO/B 30,000	1	17,53	4
876	LARRASQU 30,000	1	13,39	3,05
880	GALDAC/A 30,000	1	21,35	4,87
881	GALDAC/B 30,000	1	21,35	4,87
1301	ABADIANO 30,000	1	61,98	14,13
1304	ADUNA 30,000	1	32,37	6,74
1307	ALI 30,000	1	85,41	16,89
1308	ALSASUA 30,000	1	51,83	17,76
1310	ALZO 30,000	1	43,49	9,06
1316	AYALA-ID 30,000	1	17,2	3,4
1318	BASAURI 30,000	1	42,11	9,6
1345	SEQUERO 66,000	1	52,26	17,91
1347	ELGOIBAR 30,000	1	39,45	8,21
1349	EUBA 30,000	1	50,01	11,4
1351	GAMARRA 30,000	1	132,22	26,15
1358	HERNANI 30,000	1	86,76	18,07
1359	IRUN 30,000	1	47,88	9,97
1361	LA JARA 30,000	1	38,1	8,68
1369	LASAO 30,000	1	47,26	9,84
1372	LEMONA 30,000	1	42,76	9,75
1373	LLODIO 30,000	1	44,01	8,7
1374	LOGROÑO 66,000	1	93,39	32
1375	MARTUTEN 30,000	1	41,34	8,61
1376	MIRANDA 30,000	1	-14,32	-4,55
1377	MONDRA/A 30,000	1	43,16	8,99
1378	MONDRA/B 30,000	1	43,16	8,99
1381	MUNGUIA 30,000	1	27,31	6,22

1390	ORMAIZTE	30,000	1	55,83	11,63
1392	OYARZUN	30,000	1	43,7	9,1
1401	PUENTECLA	45,000	1	8,44	1,67
1402	PUENTECLA	30,000	1	-3,71	-0,73
1422	USURBIL	30,000	1	54,99	11,45
1426	VERGARA	30,000	1	49,92	10,4
1439	ZALDIBAR	30,000	1	46,53	10,6
2010	ABANTO	30,000	1	18,49	4,21
2015	ACEROS	132,00	1	3,57	0
2017	AFORASA	132,00	1	7,96	0
2025	AHVBANDA	132,00	1	21,42	0
2026	AHVOXIGE	132,00	1	7,61	0
2044	ARISTRAL	132,00	1	8,76	0
2056	ASUA/B	132,00	1	15,07	3,43
2060	BARAZAR	132,00	1	0,98	0
2082	C.A.F.	132,00	1	2,28	0
2088	C.N.O.	132,00	1	5,32	0
2100	CHURDI/A	132,00	1	22,03	5,02
2175	DEUSTO/A	132,00	1	18,88	4,3
2180	ORBEGOZO	132,00	1	10,2	0
2191	ERROND/A	132,00	1	24,73	5,15
2210	FADURA	132,00	1	16,18	3,69
2240	INESPAL	132,00	1	9,29	0
2244	INQUITEX	132,00	1	3,05	0
2252	L.LESACA	132,00	1	15,13	0
2258	LARRASQU	132,00	1	58,16	13,25
2295	M.UCIN	132,00	1	10,2	0
2318	MAZARR/A	132,00	1	26,64	6,07
2321	MAZARR/B	132,00	1	26,64	6,07
2336	OPUA	132,00	1	6	0
2342	ORTUELLA	132,00	1	18,76	5
2344	OXINORTE	132,00	1	33,94	0
2348	P.ECHEVA	132,00	1	25,73	0
2351	PAPELERA	132,00	1	18,34	0
2363	RETUERTO	132,00	1	38,98	0
2385	STA ANA	132,00	1	3,14	0
22007	ARISTRAL	220,00	1	53,69	0
22025	ARKALE	220,00	1	400	100
22052	FORJ.ALV	220,00	1	21,48	0
22132	NERVACER	220,00	1	1,3	0
22202	SIDENOR	220,00	1	20	0
22253	BABCOK	220,00	1	4,28	0
22254	AC.CTA.V	220,00	1	98,14	0
22325	TUBACEX	220,00	1	10,2	0
22330	TUBOS	220,00	1	12,96	0
22355	U.C.M.	220,00	1	20	0

22415	ORBEGOZO	220,00	1	12	0
33051	CORDOVIL	66,000	1	77,38	26,52
33660	ORCOYEN	66,000	1	103,23	35,37
33680	QUEL	66,000	1	39,22	13,44
33717	SANGUESA	66,000	1	31,64	10,84
33730	TAFALLA	66,000	1	44,45	15,23
33740	TUDELA	66,000	1	84,01	28,79

Tabla 12. Estado cargas para el escenario 2

### 7.3. Escenario 3

En este escenario la situación que se ha querido reflejar es la de muy poca energía entrando por Penagos, lo que obliga a trabajar a las centrales térmicas del subsistema en torno a un 80% de su potencia máxima para poder satisfacer la demanda, tanto del País Vasco como la de exportación hacia Francia en el intercambio internacional, la cual es de 400 kV y de 466 MVA en la de 220 kV. En cuanto a la generación eólica del subsistema, esta se mantiene en un 30% – 50% de su capacidad.

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Gen (MW)	Q Gen (Mvar)
2060	BARAZAR 132,00	1	36,6	24,4
2060	BARAZAR 132,00	2	35,0	23,4
2075	BURCENA 132,00	1	0,0	6,0
3424	LAFORTUN 132,00	1	13,8	8,7
3424	LAFORTUN 132,00	2	5,9	7,3
3424	LAFORTUN 132,00	3	0,0	1,7
3424	LAFORTUN 132,00	4	0,0	2,0
3424	LAFORTUN 132,00	5	0,0	2,0
3424	LAFORTUN 132,00	6	0,0	0,8
12066	ABANTO 400,00	1	350,0	250,0
12066	ABANTO 400,00	2	350,0	250,0
12070	SANTURCE 400,00	2	534,0	161,4
19023	CASTEJON 400,00	1	375,0	44,7
19023	CASTEJON 400,00	2	375,0	44,7
19023	CASTEJON 400,00	3	375,0	44,7
19028	NATPOWG. 400,00	1	350,0	250,0
19028	NATPOWG. 400,00	2	350,0	250,0
22000	ABADIANO 220,00	1	35,0	24,7
22047	ELGUEA 220,00	1	40,0	28,6
22155	PASAJES 220,00	1	129,5	-14,2
22165	QUEL 220,00	1	150,0	-52,9
22190	SANTURCE 220,00	1	358,0	-110,0
22190	SANTURCE 220,00	3	300,0	-180,0
22200	SEQUERO 220,00	1	150,0	20,0

22245	TAFALLA	220,00	1	130,0	-54,1
22335	TUDELA	220,00	1	8,9	6,5
33710	LA SERNA	66,000	1	74,2	0,0
99991	LAGUARDIA	220,00	1	80,0	-12,9
99993	ARRUBAL	400,00	1	350,0	-110,7
99993	ARRUBAL	400,00	2	350,0	-110,7

Tabla 13. Estado generación para el escenario 3

Y en la Tabla 14 las cargas para el mismo escenario:

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Carga (MW)	Q Carga (Mvar)
852	LEJONA/A 30,000	1	24,58	5,6
853	LEJONA/B 30,000	1	24,58	5,6
856	ASUA/A 30,000	1	40,45	9,22
860	ORTUELA 30,000	1	50,86	11,59
864	BURCEÑA 30,000	1	14,31	3,26
868	RETUERTO 30,000	1	38,39	8,75
872	ALONSO/A 30,000	1	17,53	4
873	ALONSO/B 30,000	1	17,53	4
876	LARRASQU 30,000	1	13,39	3,05
880	GALDAC/A 30,000	1	21,35	4,87
881	GALDAC/B 30,000	1	21,35	4,87
1301	ABADIANO 30,000	1	61,98	14,13
1304	ADUNA 30,000	1	32,37	6,74
1307	ALI 30,000	1	85,41	16,89
1308	ALSASUA 30,000	1	51,83	17,76
1310	ALZO 30,000	1	43,49	9,06
1316	AYALA-ID 30,000	1	17,2	3,4
1318	BASAURI 30,000	1	42,11	9,6
1345	SEQUERO 66,000	1	52,26	17,91
1347	ELGOIBAR 30,000	1	39,45	8,21
1349	EUBA 30,000	1	50,01	11,4
1351	GAMARRA 30,000	1	132,22	26,15
1358	HERNANI 30,000	1	86,76	18,07
1359	IRUN 30,000	1	47,88	9,97
1361	LA JARA 30,000	1	38,1	8,68
1369	LASAO 30,000	1	47,26	9,84
1372	LEMONA 30,000	1	42,76	9,75
1373	LLODIO 30,000	1	44,01	8,7
1374	LOGROÑO 66,000	1	93,39	32
1375	MARTUTEN 30,000	1	41,34	8,61
1376	MIRANDA 30,000	1	-14,32	-4,55
1377	MONDRA/A 30,000	1	43,16	8,99
1378	MONDRA/B 30,000	1	43,16	8,99
1381	MUNGUIA 30,000	1	27,31	6,22

1390	ORMAIZTE	30,000	1	55,83	11,63
1392	OYARZUN	30,000	1	43,7	9,1
1401	PUENTECLA	45,000	1	8,44	1,67
1402	PUENTECLA	30,000	1	-3,71	-0,73
1422	USURBIL	30,000	1	54,99	11,45
1426	VERGARA	30,000	1	49,92	10,4
1439	ZALDIBAR	30,000	1	46,53	10,6
2010	ABANTO	30,000	1	18,49	4,21
2015	ACEROS	132,00	1	3,57	0
2017	AFORASA	132,00	1	7,96	0
2025	AHVBANDA	132,00	1	21,42	0
2026	AHVOXIGE	132,00	1	7,61	0
2044	ARISTRAI	132,00	1	8,76	0
2056	ASUA/B	132,00	1	15,07	3,43
2060	BARAZAR	132,00	1	0,98	0
2082	C.A.F.	132,00	1	2,28	0
2088	C.N.O.	132,00	1	5,32	0
2100	CHURDI/A	132,00	1	22,03	5,02
2175	DEUSTO/A	132,00	1	18,88	4,3
2180	ORBEGOZO	132,00	1	10,2	0
2191	ERROND/A	132,00	1	24,73	5,15
2210	FADURA	132,00	1	16,18	3,69
2240	INESPAL	132,00	1	9,29	0
2244	INQUITEX	132,00	1	3,05	0
2252	L.LESACA	132,00	1	15,13	0
2258	LARRASQU	132,00	1	58,16	13,25
2295	M.UCIN	132,00	1	10,2	0
2318	MAZARR/A	132,00	1	26,64	6,07
2321	MAZARR/B	132,00	1	26,64	6,07
2336	OPUA	132,00	1	6	0
2342	ORTUELLA	132,00	1	18,76	5
2344	OXINORTE	132,00	1	33,94	0
2348	P.ECHEVA	132,00	1	25,73	0
2351	PAPELERA	132,00	1	18,34	0
2363	RETUERTO	132,00	1	38,98	0
2385	STA ANA	132,00	1	3,14	0
22007	ARISTRAI	220,00	1	53,69	0
22025	ARKALE	220,00	1	400	100
22052	FORJ.ALV	220,00	1	21,48	0
22132	NERVACER	220,00	1	1,3	0
22202	SIDENOR	220,00	1	20	0
22253	BABCOK	220,00	1	4,28	0
22254	AC.CTA.V	220,00	1	98,14	0
22325	TUBACEX	220,00	1	10,2	0
22330	TUBOS	220,00	1	12,96	0
22355	U.C.M.	220,00	1	20	0

22415	ORBEGOZO	220,00	1	12	0
33051	CORDOVIL	66,000	1	77,38	26,52
33660	ORCOYEN	66,000	1	103,23	35,37
33680	QUEL	66,000	1	39,22	13,44
33717	SANGUESA	66,000	1	31,64	10,84
33730	TAFALLA	66,000	1	44,45	15,23
33740	TUDELA	66,000	1	84,01	28,79

Tabla 14. Estado cargas para el escenario 3

#### 7.4. Escenario 4

En este escenario se ha simulado un aumento de la demanda en el País Vasco, un 10% concretamente, para asimilarlo a un pico de demanda y ver cómo se comporta el sistema. En cuanto a la entrada de potencia por Penagos, esta es baja y se sitúa al 25% de la capacidad de transmisión de la línea. En cambio las centrales térmicas en el País Vasco se encuentran trabajando al 80% de su capacidad máxima. En cuanto a la generación eólica se sitúa en torno al 50%.

En cuanto al intercambio internacional con Francia, es un escenario de exportación y se trata de 1.118 MVA en la red 400 kV y 465 MVA en la de 220 kV.

En la Tabla 15 se muestra el estado de las centrales de generación del subsistema:

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Gen (MW)	Q Gen (Mvar)
2060	BARAZAR 132,00	1	36,6	27,0
2060	BARAZAR 132,00	2	35,0	27,0
2075	BURCENA 132,00	1	0,0	6,0
3424	LAFORTUN 132,00	1	13,8	8,7
3424	LAFORTUN 132,00	2	5,9	7,5
3424	LAFORTUN 132,00	3	0,0	1,7
3424	LAFORTUN 132,00	4	0,0	2,0
3424	LAFORTUN 132,00	5	0,0	2,0
3424	LAFORTUN 132,00	6	0,0	0,8
12066	ABANTO 400,00	1	350,0	250,0
12066	ABANTO 400,00	2	350,0	250,0
12070	SANTURCE 400,00	2	534,0	161,4
19023	CASTEJON 400,00	1	375,0	48,7
19023	CASTEJON 400,00	2	375,0	48,7
19023	CASTEJON 400,00	3	375,0	48,7
19028	NATPOWG. 400,00	1	350,0	250,0
19028	NATPOWG. 400,00	2	350,0	250,0
22000	ABADIANO 220,00	1	35,0	24,7
22047	ELGUEA 220,00	1	40,0	28,6

22155	PASAJES	220,00	1	129,5	-14,2
22165	QUEL	220,00	1	150,0	-49,7
22190	SANTURCE	220,00	1	358,0	-110,0
22190	SANTURCE	220,00	3	300,0	-137,2
22200	SEQUERO	220,00	1	150,0	25,9
22245	TAFALLA	220,00	1	130,0	-34,3
22335	TUDELA	220,00	1	8,9	6,5
33710	LA SERNA	66,000	1	74,2	0,0
99991	LAGUARDIA	220,00	1	80,0	-0,8
99993	ARRUBAL	400,00	1	350,0	-104,7
99993	ARRUBAL	400,00	2	350,0	-104,7

Tabla 15. Estado generación para el escenario 4

Y en la Tabla 16 se muestran el estado de las cargas del subsistema:

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Carga (MW)	Q Carga (Mvar)
852	LEJONA/A 30,000	1	27,0	6,2
853	LEJONA/B 30,000	1	27,0	6,2
856	ASUA/A 30,000	1	44,5	10,1
860	ORTUELA 30,000	1	55,9	12,7
864	BURCE/A 30,000	1	15,7	3,6
868	RETUERTO 30,000	1	42,2	9,6
872	ALONSO/A 30,000	1	19,3	4,4
873	ALONSO/B 30,000	1	19,3	4,4
876	LARRASQU 30,000	1	14,7	3,4
880	GALDAC/A 30,000	1	23,5	5,4
881	GALDAC/B 30,000	1	23,5	5,4
1301	ABADIANO 30,000	1	68,2	15,5
1304	ADUNA 30,000	1	35,6	7,4
1307	ALI 30,000	1	94,0	18,6
1308	ALSASUA 30,000	1	57,0	19,5
1310	ALZO 30,000	1	47,8	10,0
1316	AYALA-ID 30,000	1	18,9	3,7
1318	BASAURI 30,000	1	46,3	10,6
1345	SEQUERO 66,000	1	57,5	19,7
1347	ELGOIBAR 30,000	1	43,4	9,0
1349	EUBA 30,000	1	55,0	12,5
1351	GAMARRA 30,000	1	145,4	28,8
1358	HERNANI 30,000	1	95,4	19,9
1359	IRUN 30,000	1	52,7	11,0
1361	LA JARA 30,000	1	41,9	9,5
1369	LASAO 30,000	1	52,0	10,8
1372	LEMONA 30,000	1	47,0	10,7
1373	LLODIO 30,000	1	48,4	9,6

1374	LOGROÑO	66,000	1	102,7	35,2
1375	MARTUTEN	30,000	1	45,5	9,5
1376	MIRANDA	30,000	1	-15,8	-5,0
1377	MONDRA/A	30,000	1	47,5	9,9
1378	MONDRA/B	30,000	1	47,5	9,9
1381	MUNGUIA	30,000	1	30,0	6,8
1390	ORMAIZTE	30,000	1	61,4	12,8
1392	OYARZUN	30,000	1	48,1	10,0
1401	PUENTE LA	45,000	1	9,3	1,8
1402	PUENTE LA	30,000	1	-4,1	-0,8
1422	USURBIL	30,000	1	60,5	12,6
1426	VERGARA	30,000	1	54,9	11,4
1439	ZALDIBAR	30,000	1	51,2	11,7
2010	ABANTO	30,000	1	20,3	4,6
2015	ACEROS	132,00	1	3,9	0,0
2017	AFORASA	132,00	1	8,8	0,0
2025	AHVBANDA	132,00	1	23,6	0,0
2026	AHVOXIGE	132,00	1	8,4	0,0
2044	ARISTRAL	132,00	1	9,6	0,0
2056	ASUA/B	132,00	1	16,6	3,8
2060	BARAZAR	132,00	1	1,1	0,0
2082	C.A.F.	132,00	1	2,5	0,0
2088	C.N.O.	132,00	1	5,9	0,0
2100	CHURDI/A	132,00	1	24,2	5,5
2175	DEUSTO/A	132,00	1	20,8	4,7
2180	ORBEGOZO	132,00	1	11,2	0,0
2191	ERROND/A	132,00	1	27,2	5,7
2210	FADURA	132,00	1	17,8	4,1
2240	INESPAL	132,00	1	10,2	0,0
2244	INQUITEX	132,00	1	3,4	0,0
2252	L.LESACA	132,00	1	16,6	0,0
2258	LARRASQU	132,00	1	64,0	14,6
2295	M.UCIN	132,00	1	11,2	0,0
2318	MAZARR/A	132,00	1	29,3	6,7
2321	MAZARR/B	132,00	1	29,3	6,7
2336	OPUA	132,00	1	6,6	0,0
2342	ORTUELLA	132,00	1	20,6	5,5
2344	OXINORTE	132,00	1	37,3	0,0
2348	P.ECHEVA	132,00	1	28,3	0,0
2351	PAPELERA	132,00	1	20,2	0,0
2363	RETUERTO	132,00	1	42,9	0,0
2385	STA ANA	132,00	1	3,5	0,0
22007	ARISTRAL	220,00	1	59,1	0,0
22025	ARKALE	220,00	1	440,0	110,0
22052	FORJ.ALV	220,00	1	23,6	0,0

22132	NERVACER	220,00	1	1,4	0,0
22202	SIDENOR	220,00	1	22,0	0,0
22253	BABCOK	220,00	1	4,7	0,0
22254	AC.CTA.V	220,00	1	108,0	0,0
22325	TUBACEX	220,00	1	11,2	0,0
22330	TUBOS	220,00	1	14,3	0,0
22355	U.C.M.	220,00	1	22,0	0,0
22415	ORBEGOZO	220,00	1	13,2	0,0
33051	CORDOVIL	66,000	1	85,1	29,2
33660	ORCOYEN	66,000	1	113,6	38,9
33680	QUEL	66,000	1	43,1	14,8
33717	SANGUESA	66,000	1	34,8	11,9
33730	TAFALLA	66,000	1	48,9	16,8
33740	TUDELA	66,000	1	92,4	31,7

Tabla 16. Estado cargas para el escenario 4

## 7.5. Escenario 5

En este caso se ha plantado un escenario de importación de energía desde Francia para comprobar el comportamiento del sistema ante esta situación. Se importan 1.115 MVA en la red de 400 kV y 424 MVA en la de 220 kV. Además se ha considerado muy poca generación en el País Vasco, tanto térmica como renovable en los distintos parques eólicos.

En la Tabla 17 se muestra el estado de las centrales de generación para este escenario:

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Gen (MW)	Q Gen (Mvar)
2060	BARAZAR 132,00	1	36,6	17,5
2060	BARAZAR 132,00	2	35,0	16,7
2075	BURCENA 132,00	1	0,0	6,0
3424	LAFORTUN 132,00	1	13,8	8,7
3424	LAFORTUN 132,00	2	5,9	8,7
3424	LAFORTUN 132,00	3	0,0	1,7
3424	LAFORTUN 132,00	4	0,0	2,0
3424	LAFORTUN 132,00	5	0,0	2,0
3424	LAFORTUN 132,00	6	0,0	0,8
12066	ABANTO 400,00	1	100,0	250,0
12066	ABANTO 400,00	2	100,0	250,0
12070	SANTURCE 400,00	2	534,0	161,4
19023	CASTEJON 400,00	1	100,0	23,2
19023	CASTEJON 400,00	2	100,0	23,2
19023	CASTEJON 400,00	3	100,0	23,2
19028	NATPOWG. 400,00	1	100,0	-48,9

19028	NATPOWG.	400,00	2	100,0	-48,9
22000	ABADIANO	220,00	1	35,0	-24,7
22047	ELGUEA	220,00	1	40,0	-28,6
22155	PASAJES	220,00	1	129,5	-14,2
22165	QUEL	220,00	1	100,0	-46,8
22190	SANTURCE	220,00	1	358,0	-110,0
22190	SANTURCE	220,00	3	75,0	-180,0
22200	SEQUERO	220,00	1	100,0	34,7
22245	TAFALLA	220,00	1	130,0	-92,5
22335	TUDELA	220,00	1	8,9	6,5
33710	LA SERNA	66,000	1	74,2	0,0
99991	LAGUARDIA	220,00	1	80,0	-10,3
99993	ARRUBAL	400,00	1	100,0	-122,2
99993	ARRUBAL	400,00	2	100,0	-122,2

Tabla 17. Estado generación para el escenario 5

Y en la Tabla 18 el estado de las cargas:

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Carga (MW)	Q Carga (Mvar)
852	LEJONA/A 30,000	1	27,0	6,2
853	LEJONA/B 30,000	1	27,0	6,2
856	ASUA/A 30,000	1	44,5	10,1
860	ORTUELA 30,000	1	55,9	12,7
864	BURCEA 30,000	1	15,7	3,6
868	RETUERTO 30,000	1	42,2	9,6
872	ALONSO/A 30,000	1	19,3	4,4
873	ALONSO/B 30,000	1	19,3	4,4
876	LARRASQU 30,000	1	14,7	3,4
880	GALDAC/A 30,000	1	23,5	5,4
881	GALDAC/B 30,000	1	23,5	5,4
1301	ABADIANO 30,000	1	68,2	15,5
1304	ADUNA 30,000	1	35,6	7,4
1307	ALI 30,000	1	94,0	18,6
1308	ALSASUA 30,000	1	57,0	19,5
1310	ALZO 30,000	1	47,8	10,0
1316	AYALA-ID 30,000	1	18,9	3,7
1318	BASAURI 30,000	1	46,3	10,6
1345	SEQUERO 66,000	1	57,5	19,7
1347	ELGOIBAR 30,000	1	43,4	9,0
1349	EUBA 30,000	1	55,0	12,5
1351	GAMARRA 30,000	1	145,4	28,8
1358	HERNANI 30,000	1	95,4	19,9
1359	IRUN 30,000	1	52,7	11,0
1361	LA JARA 30,000	1	41,9	9,5

1369	LASAO	30,000	1	52,0	10,8
1372	LEMONA	30,000	1	47,0	10,7
1373	LLODIO	30,000	1	48,4	9,6
1374	LOGROÑO	66,000	1	102,7	35,2
1375	MARTUTEN	30,000	1	45,5	9,5
1376	MIRANDA	30,000	1	-15,8	-5,0
1377	MONDRA/A	30,000	1	47,5	9,9
1378	MONDRA/B	30,000	1	47,5	9,9
1381	MUNGUIA	30,000	1	30,0	6,8
1390	ORMAIZTE	30,000	1	61,4	12,8
1392	OYARZUN	30,000	1	48,1	10,0
1401	PUENTECLA	45,000	1	9,3	1,8
1402	PUENTECLA	30,000	1	-4,1	-0,8
1422	USURBIL	30,000	1	60,5	12,6
1426	VERGARA	30,000	1	54,9	11,4
1439	ZALDIBAR	30,000	1	51,2	11,7
2010	ABANTO	30,000	1	20,3	4,6
2015	ACEROS	132,00	1	3,9	0,0
2017	AFORASA	132,00	1	8,8	0,0
2025	AHVBANDA	132,00	1	23,6	0,0
2026	AHVOXIGE	132,00	1	8,4	0,0
2044	ARISTRAL	132,00	1	9,6	0,0
2056	ASUA/B	132,00	1	16,6	3,8
2060	BARAZAR	132,00	1	1,1	0,0
2082	C.A.F.	132,00	1	2,5	0,0
2088	C.N.O.	132,00	1	5,9	0,0
2100	CHURDI/A	132,00	1	24,2	5,5
2175	DEUSTO/A	132,00	1	20,8	4,7
2180	ORBEGOZO	132,00	1	11,2	0,0
2191	ERROND/A	132,00	1	27,2	5,7
2210	FADURA	132,00	1	17,8	4,1
2240	INESPAL	132,00	1	10,2	0,0
2244	INQUITEX	132,00	1	3,4	0,0
2252	L.LESACA	132,00	1	16,6	0,0
2258	LARRASQU	132,00	1	64,0	14,6
2295	M.UCIN	132,00	1	11,2	0,0
2318	MAZARR/A	132,00	1	29,3	6,7
2321	MAZARR/B	132,00	1	29,3	6,7
2336	OPUA	132,00	1	6,6	0,0
2342	ORTUELLA	132,00	1	20,6	5,5
2344	OXINORTE	132,00	1	37,3	0,0
2348	P.ECHEVA	132,00	1	28,3	0,0
2351	PAPELERA	132,00	1	20,2	0,0
2363	RETUERTO	132,00	1	42,9	0,0
2385	STA ANA	132,00	1	3,5	0,0

22007	ARISTRAI	220,00	1	59,1	0,0
22025	ARKALE	220,00	1	440,0	110,0
22052	FORJ.ALV	220,00	1	23,6	0,0
22132	NERVACER	220,00	1	1,4	0,0
22202	SIDENOR	220,00	1	22,0	0,0
22253	BABCOK	220,00	1	4,7	0,0
22254	AC.CTA.V	220,00	1	108,0	0,0
22325	TUBACEX	220,00	1	11,2	0,0
22330	TUBOS	220,00	1	14,3	0,0
22355	U.C.M.	220,00	1	22,0	0,0
22415	ORBEGOZO	220,00	1	13,2	0,0
33051	CORDOVIL	66,000	1	85,1	29,2
33660	ORCOYEN	66,000	1	113,6	38,9
33680	QUEL	66,000	1	43,1	14,8
33717	SANGUESA	66,000	1	34,8	11,9
33730	TAFALLA	66,000	1	48,9	16,8
33740	TUDELA	66,000	1	92,4	31,7

Tabla 18. Estado cargas para el escenario 5

## 7.6. Escenario 6

En este caso también se ha planteado un escenario de importación de energía desde Francia. Concretamente se están importando 1.110 MVA en la red de 400 kV y 424 MVA en la de 220 kV. En cuanto a la generación propia del País Vasco, a diferencia del escenario anterior, se han simulado las centrales térmicas en torno al 75% de su capacidad. En cuanto a la generación eólica está se ha situado alrededor del 50% de su capacidad.

En la Tabla 19 se muestra el estado de las centrales para este escenario:

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Gen (MW)	Q Gen (Mvar)
2060	BARAZAR 132,00	1	36,59	16,65
2060	BARAZAR 132,00	2	35,00	15,93
2075	BURCENA 132,00	1	0,00	6,00
3424	LAFORTUN 132,00	1	13,84	8,70
3424	LAFORTUN 132,00	2	5,93	8,70
3424	LAFORTUN 132,00	3	0,00	1,70
3424	LAFORTUN 132,00	4	0,00	2,00
3424	LAFORTUN 132,00	5	0,00	2,00
3424	LAFORTUN 132,00	6	0,00	0,80
12066	ABANTO 400,00	1	250,00	250,00
12066	ABANTO 400,00	2	250,00	250,00
12070	SANTURCE 400,00	2	533,98	161,39

19023	CASTEJON	400,00	1	250,00	29,74
19023	CASTEJON	400,00	2	250,00	29,74
19023	CASTEJON	400,00	3	250,00	29,74
19028	NATPOWG.	400,00	1	250,00	-67,74
19028	NATPOWG.	400,00	2	250,00	-67,74
22000	ABADIANO	220,00	1	35,00	-24,70
22047	ELGUEA	220,00	1	40,00	-28,60
22155	PASAJES	220,00	1	129,54	-14,19
22165	QUEL	220,00	1	100,00	-47,71
22190	SANTURCE	220,00	1	358,00	-110,00
22190	SANTURCE	220,00	3	250,00	-180,00
22200	SEQUERO	220,00	1	100,00	35,42
22245	TAFALLA	220,00	1	130,00	-92,50
22335	TUDELA	220,00	1	8,90	6,50
33710	LA SERNA	66,000	1	74,16	0,00
99991	LAGUARDIA	220,00	1	80,00	-7,28
99993	ARRUBAL	400,00	1	250,00	-125,75
99993	ARRUBAL	400,00	2	250,00	-125,75

Tabla 19. Estado generación para escenario 6

Y en la Tabla 20 el estado de las cargas:

Bus	Nombre y nivel de tensión (kV)	Id	P Carga (MW)	Q Carga (Mvar)
852	LEJONA/A 30,000	1	27,0	6,2
853	LEJONA/B 30,000	1	27,0	6,2
856	ASUA/A 30,000	1	44,5	10,1
860	ORTUELA 30,000	1	55,9	12,7
864	BURCEÑA 30,000	1	15,7	3,6
868	RETUERTO 30,000	1	42,2	9,6
872	ALONSO/A 30,000	1	19,3	4,4
873	ALONSO/B 30,000	1	19,3	4,4
876	LARRASQU 30,000	1	14,7	3,4
880	GALDAC/A 30,000	1	23,5	5,4
881	GALDAC/B 30,000	1	23,5	5,4
1301	ABADIANO 30,000	1	68,2	15,5
1304	ADUNA 30,000	1	35,6	7,4
1307	ALI 30,000	1	94,0	18,6
1308	ALSASUA 30,000	1	57,0	19,5
1310	ALZO 30,000	1	47,8	10,0
1316	AYALA-ID 30,000	1	18,9	3,7
1318	BASAURI 30,000	1	46,3	10,6
1345	SEQUERO 66,000	1	57,5	19,7
1347	ELGOIBAR 30,000	1	43,4	9,0
1349	EUBA 30,000	1	55,0	12,5

1351	GAMARRA	30,000	1	145,4	28,8
1358	HERNANI	30,000	1	95,4	19,9
1359	IRUN	30,000	1	52,7	11,0
1361	LA JARA	30,000	1	41,9	9,5
1369	LASAO	30,000	1	52,0	10,8
1372	LEMONA	30,000	1	47,0	10,7
1373	LLODIO	30,000	1	48,4	9,6
1374	LOGROÑO	66,000	1	102,7	35,2
1375	MARTUTEN	30,000	1	45,5	9,5
1376	MIRANDA	30,000	1	-15,8	-5,0
1377	MONDRA/A	30,000	1	47,5	9,9
1378	MONDRA/B	30,000	1	47,5	9,9
1381	MUNGUIA	30,000	1	30,0	6,8
1390	ORMAIZTE	30,000	1	61,4	12,8
1392	OYARZUN	30,000	1	48,1	10,0
1401	PUENTECLA	45,000	1	9,3	1,8
1402	PUENTECLA	30,000	1	-4,1	-0,8
1422	USURBIL	30,000	1	60,5	12,6
1426	VERGARA	30,000	1	54,9	11,4
1439	ZALDIBAR	30,000	1	51,2	11,7
2010	ABANTO	30,000	1	20,3	4,6
2015	ACEROS	132,00	1	3,9	0,0
2017	AFORASA	132,00	1	8,8	0,0
2025	AHVBANDA	132,00	1	23,6	0,0
2026	AHVOXIGE	132,00	1	8,4	0,0
2044	ARISTRAI	132,00	1	9,6	0,0
2056	ASUA/B	132,00	1	16,6	3,8
2060	BARAZAR	132,00	1	1,1	0,0
2082	C.A.F.	132,00	1	2,5	0,0
2088	C.N.O.	132,00	1	5,9	0,0
2100	CHURDI/A	132,00	1	24,2	5,5
2175	DEUSTO/A	132,00	1	20,8	4,7
2180	ORBEGOZO	132,00	1	11,2	0,0
2191	ERROND/A	132,00	1	27,2	5,7
2210	FADURA	132,00	1	17,8	4,1
2240	INESPAL	132,00	1	10,2	0,0
2244	INQUITEX	132,00	1	3,4	0,0
2252	L.LESACA	132,00	1	16,6	0,0
2258	LARRASQU	132,00	1	64,0	14,6
2295	M.UCIN	132,00	1	11,2	0,0
2318	MAZARR/A	132,00	1	29,3	6,7
2321	MAZARR/B	132,00	1	29,3	6,7
2336	OPUA	132,00	1	6,6	0,0
2342	ORTUELLA	132,00	1	20,6	5,5
2344	OXINORTE	132,00	1	37,3	0,0

2348	P.ECHEVA	132,00	1	28,3	0,0
2351	PAPELERA	132,00	1	20,2	0,0
2363	RETUERTO	132,00	1	42,9	0,0
2385	STA ANA	132,00	1	3,5	0,0
22007	ARISTRAL	220,00	1	59,1	0,0
22025	ARKALE	220,00	1	440,0	110,0
22052	FORJ.ALV	220,00	1	23,6	0,0
22132	NERVACER	220,00	1	1,4	0,0
22202	SIDENOR	220,00	1	22,0	0,0
22253	BABCOK	220,00	1	4,7	0,0
22254	AC.CTA.V	220,00	1	108,0	0,0
22325	TUBACEX	220,00	1	11,2	0,0
22330	TUBOS	220,00	1	14,3	0,0
22355	U.C.M.	220,00	1	22,0	0,0
22415	ORBEGOZO	220,00	1	13,2	0,0
33051	CORDOVIL	66,000	1	85,1	29,2
33660	ORCOYEN	66,000	1	113,6	38,9
33680	QUEL	66,000	1	43,1	14,8
33717	SANGUESA	66,000	1	34,8	11,9
33730	TAFALLA	66,000	1	48,9	16,8
33740	TUDELA	66,000	1	92,4	31,7

Tabla 20. Estado de cargas para el escenario 6

# ***Metodología***

## 8. Descripción de las tareas y fases

En este apartado se describe el programa de trabajo que se ha seguido durante la realización del TFM. El equipo de trabajo que ha participado en el desarrollo del mismo se compone de un Ingeniero Superior (Tutor del TFM) y un Ingeniero Graduado (alumno realizador del TFM). El programa de trabajo es el siguiente:

- Simulaciones (T.1): Comienza el 5 de Febrero, fecha de comienzo del proyecto (H.0), tras una reunión (R.1) entre el Ingeniero Superior y el Ingeniero Graduado, donde el Ingeniero Superior define las pautas de trabajo y las diferentes tareas a realizar. Esta fase está destinada a la realización de los modelos sobre los cuales se van a realizar los diferentes ensayos. Esta fase concluye el 30 de mayo (H.2), con una carga de trabajo de 450 horas.

A su vez está subdividida en las siguientes tareas:

- Actualización del modelo del sistema (T.1.1). Destinada a actualizar según [2], [9] y [10] el modelo de la red de transporte proporcionado por el Ingeniero Senior. Tiene una carga de trabajo de 200 horas. Concluye con la reunión (R.2) en la que se valida el sistema.
- Preparación de los escenarios (T.1.2). En esta fase se preparan los 6 diferentes escenarios que se han utilizado a lo largo del proyecto. Conlleva una carga de trabajo de 150 horas. Concluye con la reunión (R.3) en la que se validan los mencionados escenarios.
- Análisis de contingencias (T.1.3). Aquí se realizan los diferentes análisis de estados de contingencias a los escenarios. Tiene una carga de trabajo de 100 horas. Concluye con la reunión (R.4) en la que se validan los resultados obtenidos.
- Redacción de la memoria (T.2): Comienza el 6 de Junio. Se procede a la escritura de la memoria del TFM. Esta fase abarca 150 horas de trabajo y finaliza el 30 de Agosto, cuando, tras una última reunión (R.5) con el Ingeniero Superior, la redacción de la memoria (H.3) y el TFM (H.4) se dan por finalizados y se da luz verde a su entrega.

A través del Diagrama de Gantt de la Figura 7, se muestra esquemáticamente el diagrama de tareas seguido durante la realización del TFM.

## 9. Diagrama Gantt

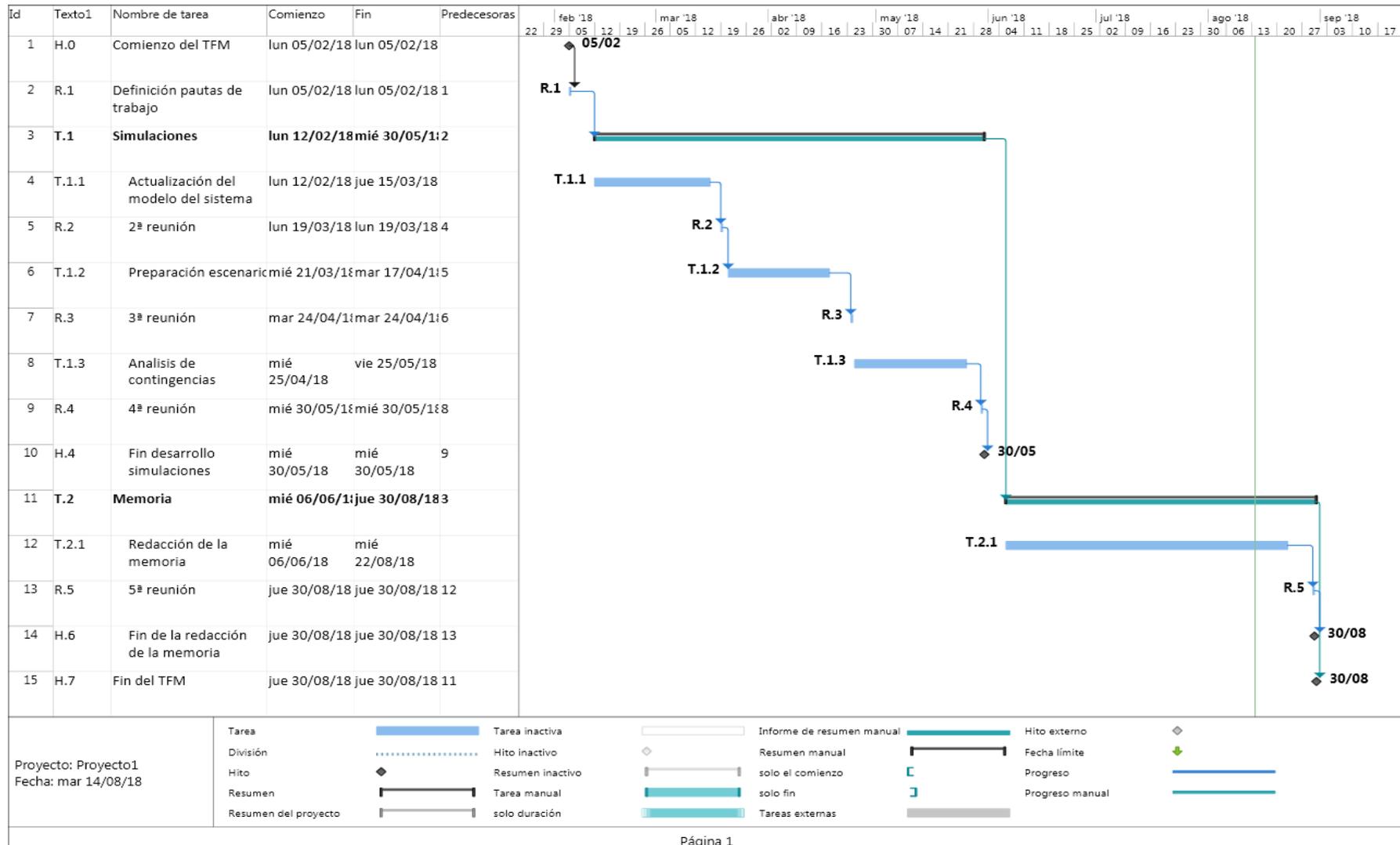


Figura 7. Diagrama Gantt del proyecto

## 10. Descripción de los resultados

En este apartado se van a presentar los resultados de las simulaciones de los escenarios planteados en el apartado 7.

Primero se mostrará de forma gráfica los resultados de la resolución del flujo de cargas, primero sin considerar la línea doble entre Güeñes e Itxaso, para las redes de 400 kV y 220 kV, y posteriormente considerándola, para ver la diferencia de carga entre los dos casos de las líneas en condiciones de operación permanentes.

Para poder analizar los diferentes diagramas es necesario proporcionar unas explicaciones previas para poder entender los mismos. Primeramente, el número que aparece en la parte superior de la línea representa la potencia aparente (MVA) que transporta la línea, mientras que a su vez la flecha verde a su vez representa la dirección en la que circula.

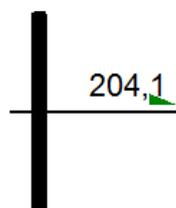


Figura 8. Ejemplo de la potencia aparente de una línea

En cuanto a la representación de la capacidad de las líneas, el cuadrado que figura en la mitad de estas representa el porcentaje de carga de cada línea sobre su capacidad máxima de transporte.

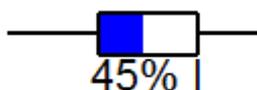


Figura 9. Ejemplo del porcentaje de carga de una línea

Posteriormente se mostrarán tabulados los resultados del análisis del estado de contingencias N-1 y N-2. Al igual que antes, primero se muestran sin considerar la línea de estudio y después teniéndola en cuenta.

En cuanto a los diferentes estados de contingencias es necesario hacer una aclaración. En ningún caso se ha producido una violación de los límites de tensión considerados, por lo tanto no se representan dado que no se ha producido ninguno. Además para los

escenarios 1, 2 y 3, al no haber variación en las cargas y como se ha considerado condición de fallo la desconexión de carga del sistema como resultado de una pérdida de una línea, y dado que para estos escenarios solamente varía la generación, se presentan aquí las contingencias relacionados con la pérdida de carga:

Definición	Pérdida de carga
Línea 22253 - 22255	4,3 MVA
Línea 22250 - 22254	98,1 MVA
Línea 22052 - 22265	21,5 MVA

Tabla 21. Pérdidas de carga comunes a los escenarios 1, 2 y 3

En cuanto a los escenarios 4, 5 y 6 ocurre lo mismo, salvo que en este caso se ha modificado el valor de las cargas, y para estos escenarios las contingencias debidas a la pérdida de carga son las siguientes:

Definición	Pérdida de carga
Línea 22253 - 22255	5,0 MVA
Línea 22250 - 22254	112,9 MVA
Línea 22052 - 22265	24,7 MVA

Tabla 22. Pérdidas de carga comunes a los escenarios 4, 5 y 6

A continuación se pasan a describir los resultados de cada escenario.

## 10.1. Escenario 1

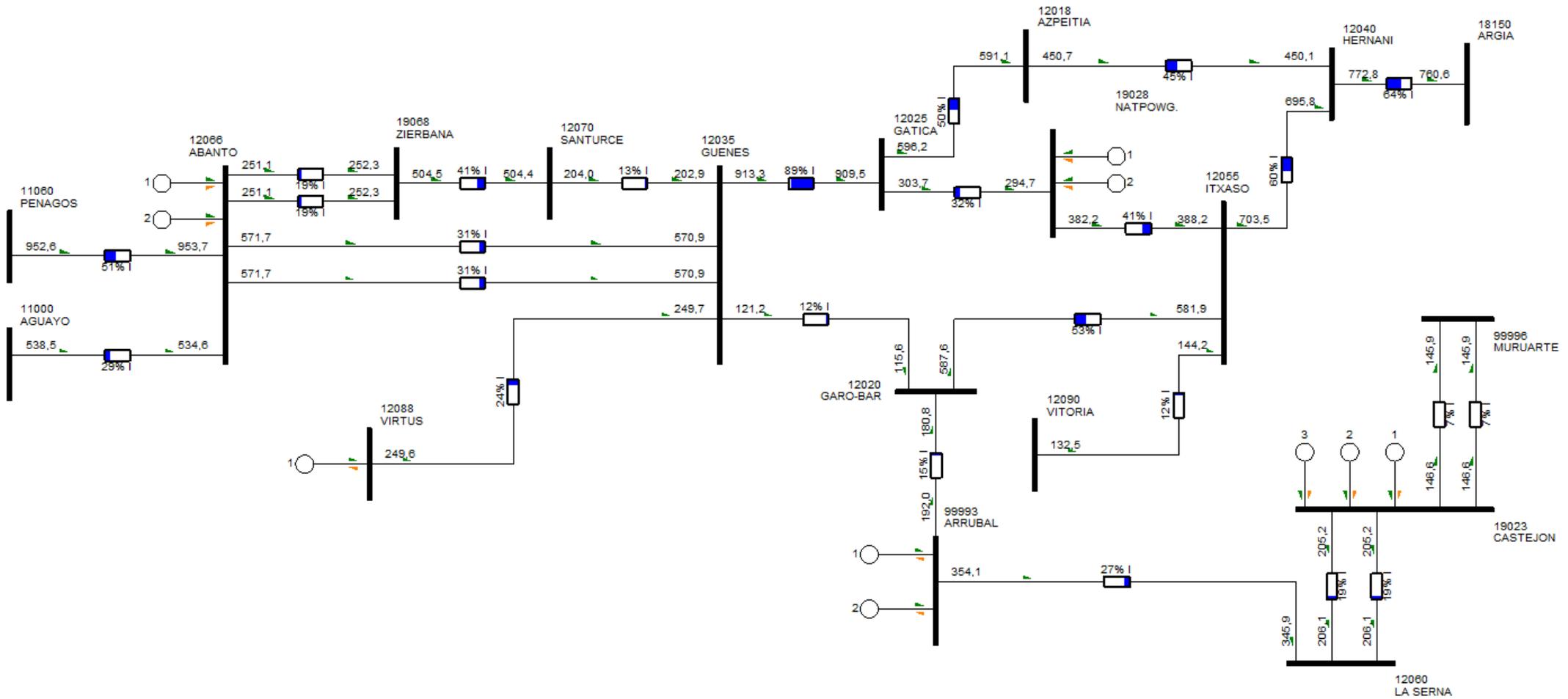


Figura 10. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 1 sin la línea Gúeñes - Itxaso

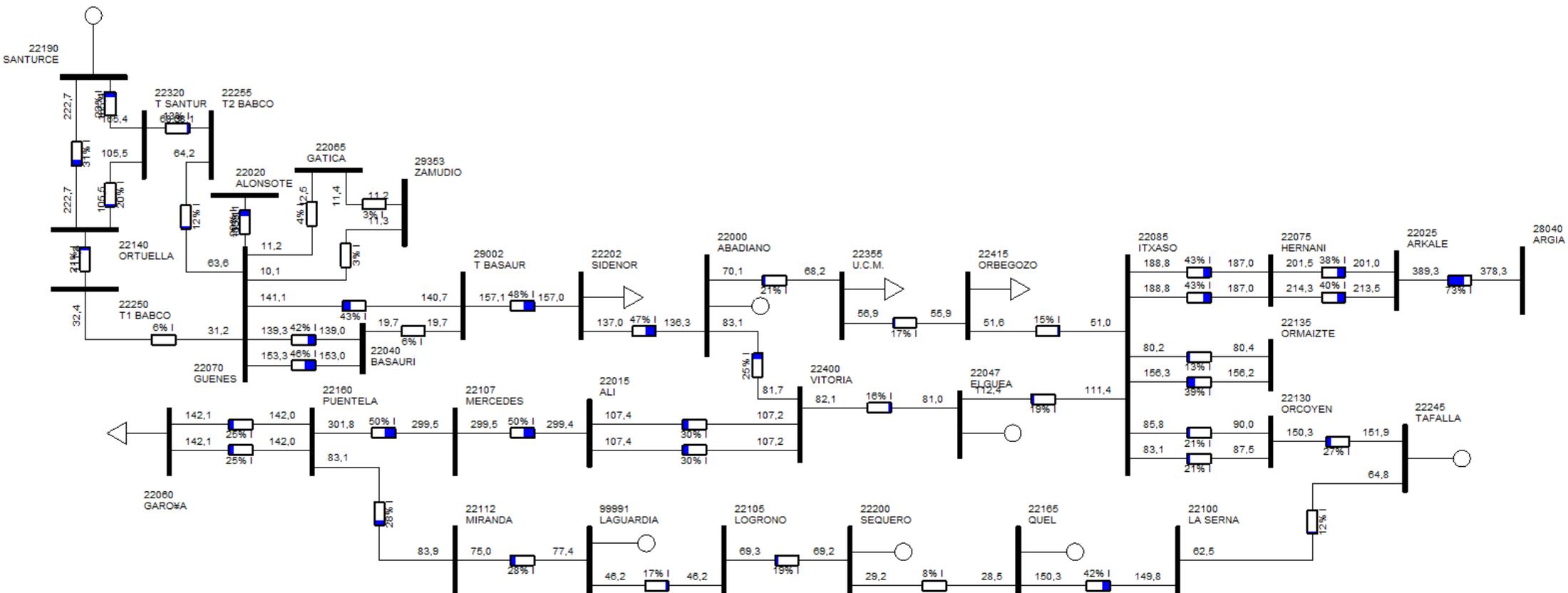


Figura 11. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 1 sin la línea Gúeñes - Itxaso

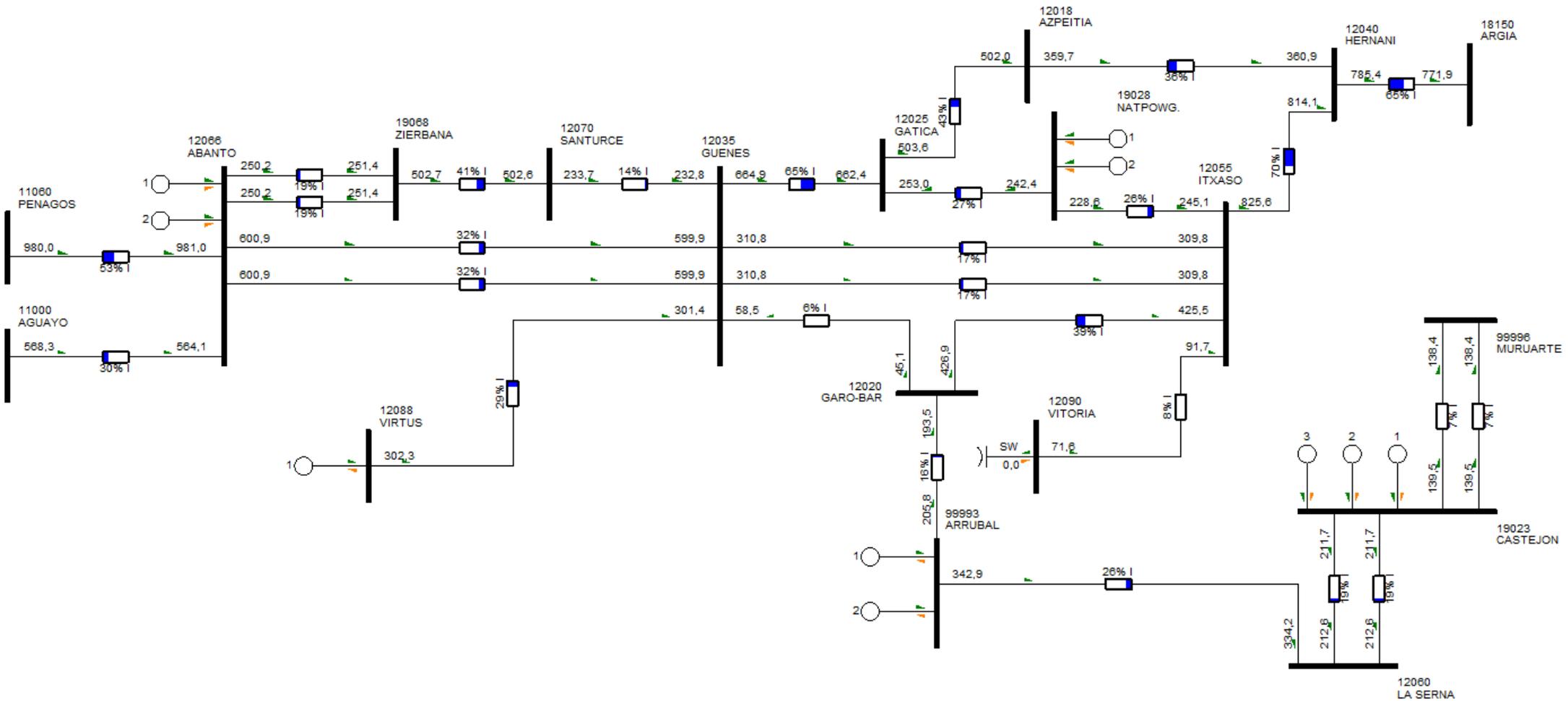


Figura 12. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 1 con la línea Güeñes - Itxaso

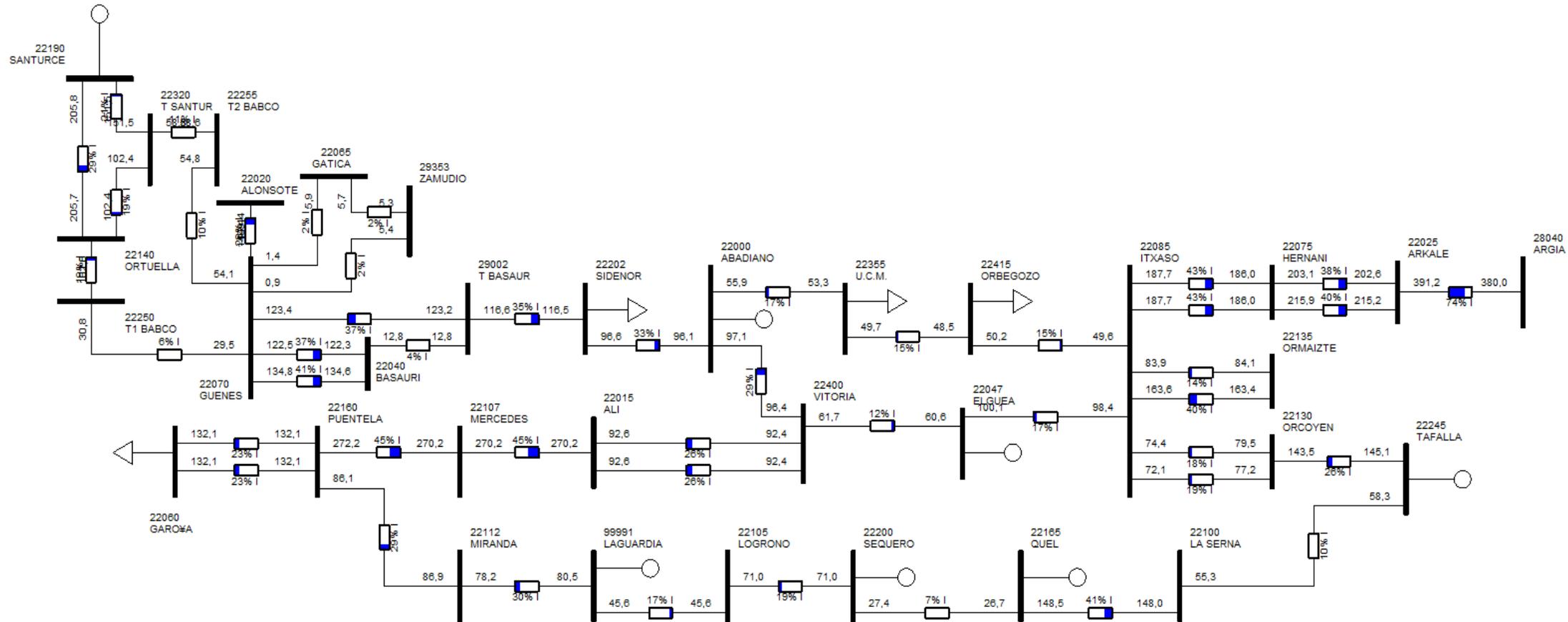


Figura 13. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 1 con la línea Güeñes - Itxaso

Se puede apreciar que el elemento más solicitado en el caso sin considerar la línea Güeñes – Itxaso, es la línea que va de Güeñes a Gatika, estando a un 89% de su capacidad. Si se incluye la nueva línea la solicitud de la misma baja hasta un 65%.

Por otro lado, la línea entre Itxaso y Hernani pasa de un 60% a un 70% con la nueva línea. Esto es debido al aporte de energía que proporciona la consideración de la nueva línea.

A continuación se muestra las contingencias N-1 para este primer escenario, sin considerar la línea Güeñes – Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea 12020 - 12055	De 12035 a 12025	1139,8 MVA	111,6%

Tabla 23. Estado contingencias N-1 para el escenario 1 sin la línea Güeñes - Itxaso

En la siguiente tabla se muestran las contingencias N-2:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea doble 12035 - 12066	De 19068 a 12070	1499,4 MVA	123,2%
Línea 12020-12055 y generador 19028 (1)	De 12035 a 12025	1161,4 MVA	115,9%
Línea 12020-12055 y generador 19028 (2)	De 12035 a 12025	1161,4 MVA	115,9%

Tabla 24. Estado contingencias N-2 para el escenario 1 sin la línea Güeñes - Itxaso

La línea entre Garoña e Itxaso es el elemento que violaciones provoca en este caso. Además, para este escenario el elemento más débil es la línea 12025 – 12035.

A continuación se muestran las contingencias N-2. En este caso, dado que había poca generación en el País Vasco, y poca energía entrando por la subestación de Penagos y poca demanda por parte Francia, al colocar la línea doble Güeñes – Itxaso se solucionan las contingencias N-1. Y para el caso N-2 sólo se produce una violación:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea doble 12035 - 12066	De 19068 a 12070	1546,2 MVA	127,0%

Tabla 25. Estado contingencias N-1 para el escenario 1 con la línea Güeñes - Itxaso

En este escenario se pasa de 4 contingencias sin considerar la línea Güeñes – Itxaso a solamente una considerándola.

## 10.2. Escenario 2

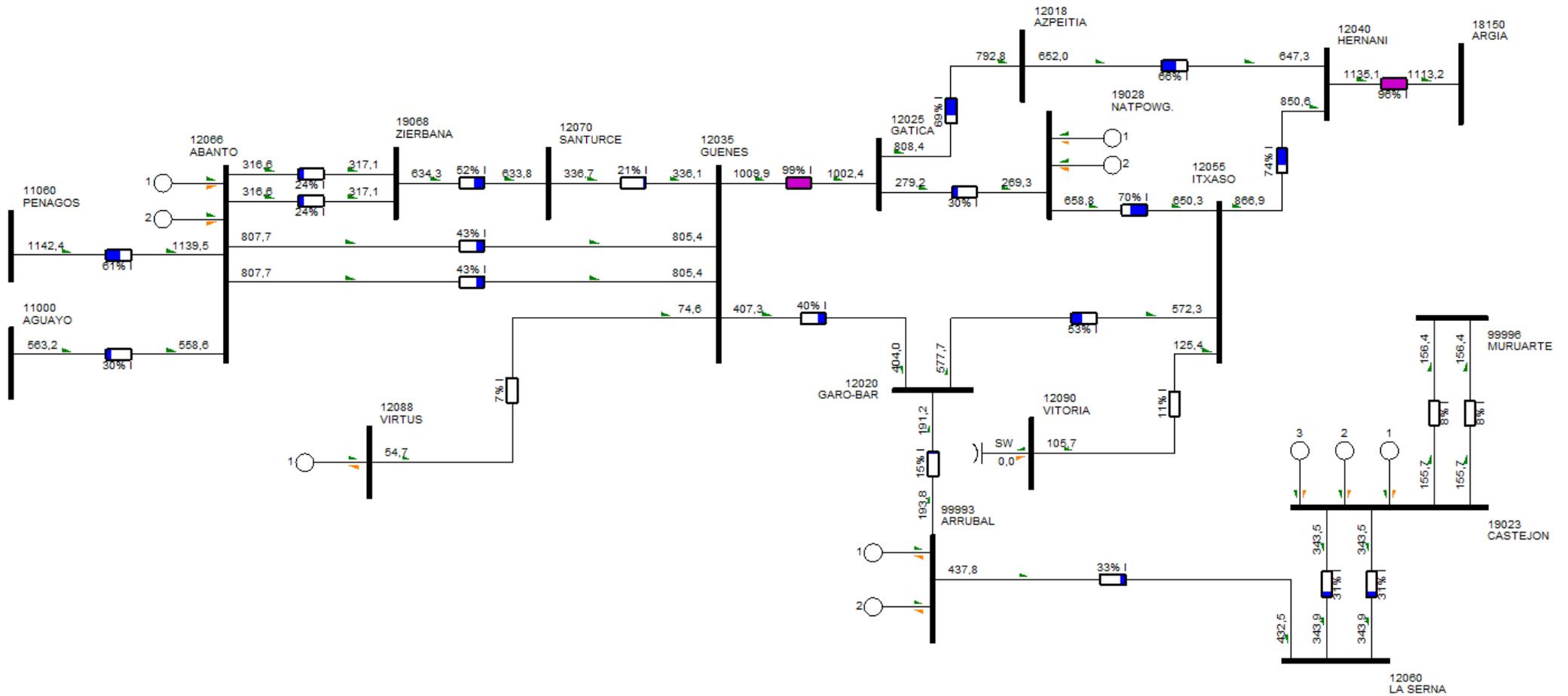


Figura 14. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 2 sin la línea Gueñes - Itxaso

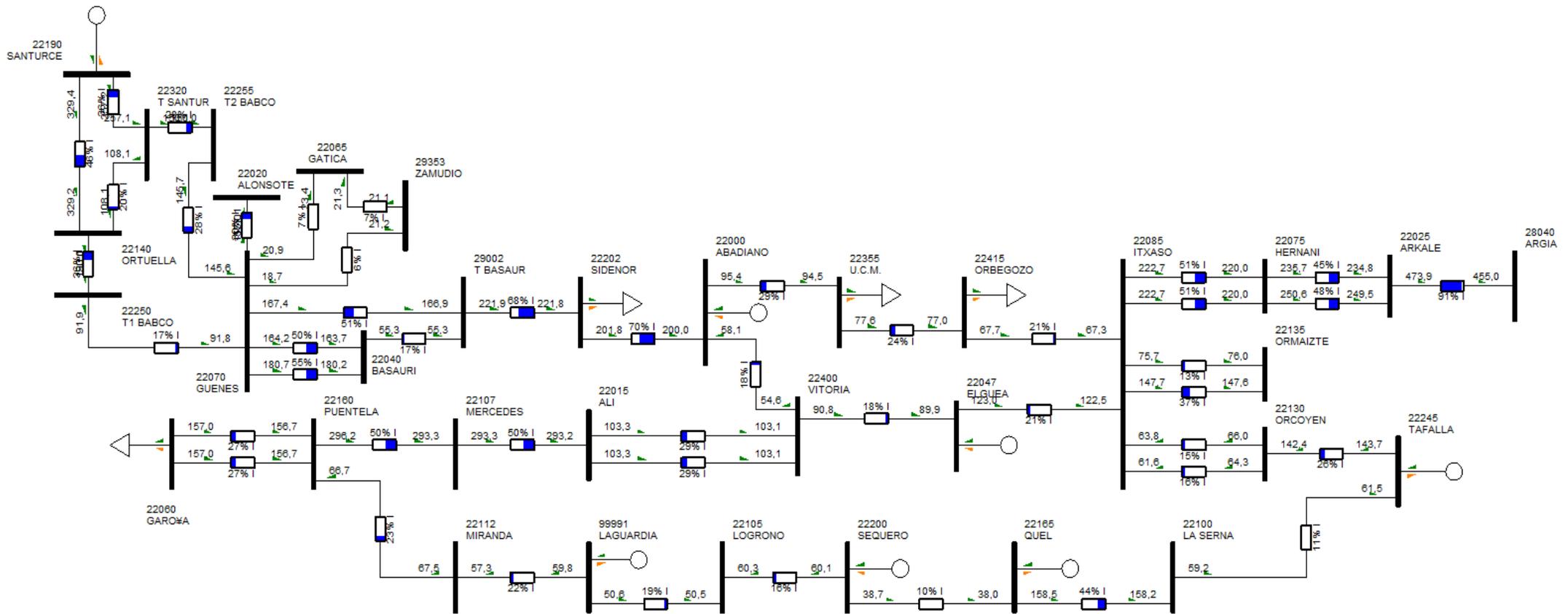


Figura 15. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 2 sin la línea Gúeñes - Itxaso

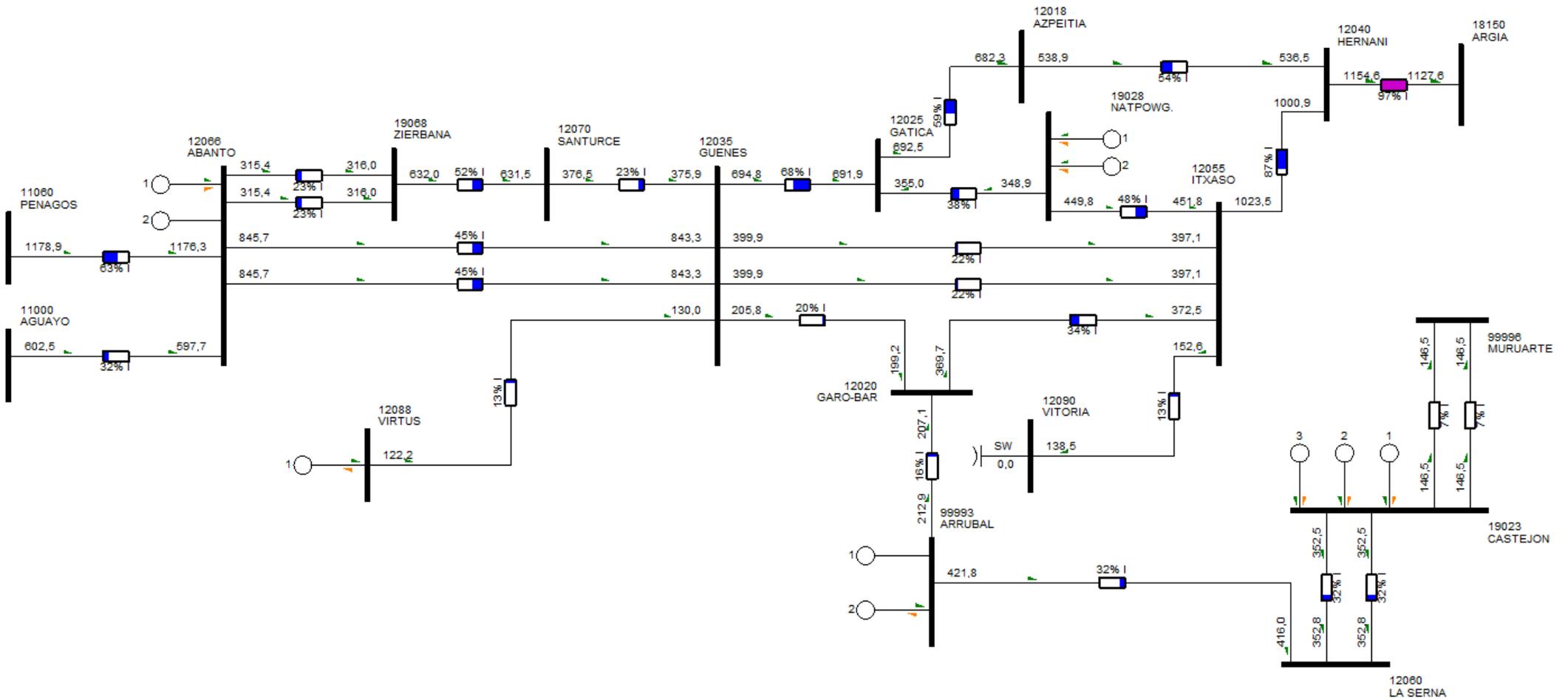


Figura 16. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 2 con la línea Güeñes - Itxaso



En este segundo escenario, dado que se ha considerado mucha energía entrando por la subestación de Penagos y hay una gran demanda de energía por parte de Francia, la línea Güeñes – Gatika se encuentra trabajando al límite de su capacidad nominal. Además el resto de líneas situadas al norte de la línea de estudio se encuentran por encima del 70% de su capacidad. Al colocar la nueva línea, estas líneas ven rebajadas su nivel de trabajo.

A continuación se muestran los resultados correspondientes a las contingencias N-1 sin considerar la línea Güeñes - Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea 11060 - 12066	De 11060 a 11000	2475,6 MVA	135,8%
Línea 12020 - 12035	De 12035 a 12025	1146,3 MVA	112,9%
Línea 12018 - 12025	De 12055 a 12040	1352,8 MVA	121,4%
Línea 12018 - 12025	De 19028 a 12055	1037,4 MVA	113,4%
Línea 12018 - 12040	De 12055 a 12040	1252,3 MVA	111,4%
Línea 12018 - 12040	De 19028 a 12055	930,3 MVA	101,2%
Línea 12040 - 12055	De 12025 a 12018	1208,1 MVA	107,4%
Línea 12040 - 12055	De 12040 a 12018	1070,4 MVA	113,1%
Línea 12040 - 12055	De 12035 a 12025	1097,9 MVA	109,7%
Línea 22202 - 29002	De 12035 a 12025	1034,9 MVA	102,7%
Línea 22107 - 22160	De 12035 a 12025	1051,3 MVA	104,4%
Línea 22015 - 22107	De 12035 a 12025	1051,3 MVA	104,4%
Línea 22047 - 22400	De 12035 a 12025	1017,6 MVA	100,1%
Línea 22000 - 22202	De 12035 a 12025	1032,1 MVA	102,4%
Línea 22000 - 22355	De 12035 a 12025	1017,8 MVA	100,1%
Línea 22047 - 22085	De 12035 a 12025	1012,6 MVA	100,4%
Línea 22075 - 22085 (1)	De 12035 a 12025	1013,2 MVA	100,5%
Línea 22075 - 22085 (2)	De 12035 a 12025	1013,2 MVA	100,5%
Línea 12020 - 12055	De 12035 a 12025	1212,5 MVA	121,0%
Línea 12060 - 99993	De 12035 a 12025	1034,1 MVA	102,7%
Línea 22130 - 22245	De 12035 a 12025	1021,7 MVA	100,5%
Generador 19028 (1)	De 12035 a 12025	1105,5 MVA	111,0%
Generador 19028 (2)	De 12035 a 12025	1105,5 MVA	111,0%
Generador 22047	De 12035 a 12025	1008,4 MVA	100,0%
Generador 19023 (1)	De 12035 a 12025	1022,8 MVA	100,6%
Generador 19023 (2)	De 12035 a 12025	1022,8 MVA	100,6%
Generador 19023 (3)	De 12035 a 12025	1022,8 MVA	100,6%
Generador 22200	De 12035 a 12025	1019,6 MVA	100,3%
Generador 22165	De 12035 a 12025	1020,2 MVA	100,4%
Generador 22245	De 12035 a 12025	1023,1 MVA	100,6%

Tabla 26. Estado contingencias N-1 para el escenario 2 sin la línea Güeñes - Itxaso

Las contingencias N-2 sin estar la línea Güeñes – Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea doble 12035 - 12066	De 19068 a 12070	2040,6 MVA	168,8%
Línea doble 22040 - 22070	De 22070 a 29002	401,2 MVA	122,8%
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22050	460,0 MVA	122,3%
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22130	509,9 MVA	135,6%
Línea doble 12060 - 19023	De 99996 a 99994	977,9 MVA	139,7%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 12066 (1)	De 12055 a 12040	1344,9 MVA	120,8%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 12066 (2)	De 12055 a 12040	1344,9 MVA	120,8%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 12088 (1)	De 12055 a 12040	1344,3 MVA	120,3%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 19023 (1)	De 12055 a 12040	1356,7 MVA	121,6%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 19023 (2)	De 12055 a 12040	1356,7 MVA	121,6%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 19023 (3)	De 12055 a 12040	1356,7 MVA	121,6%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 19028 (1)	De 12055 a 12040	1321,9 MVA	119,6%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 19028 (2)	De 12055 a 12040	1321,9 MVA	119,6%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 22000 (1)	De 12055 a 12040	1354,5 MVA	121,7%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 22047 (1)	De 12055 a 12040	1353,5 MVA	121,6%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 22165 (1)	De 12055 a 12040	1350,9 MVA	121,1%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 22190 (3)	De 12055 a 12040	1352,9 MVA	121,0%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 22200 (1)	De 12055 a 12040	1349,7 MVA	120,9%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 22245 (1)	De 12055 a 12040	1352,9 MVA	121,3%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 99991 (1)	De 12055 a 12040	1346,9 MVA	120,7%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 99993 (1)	De 12055 a 12040	1350,4 MVA	121,0%
Línea 12018 - 12025 (1) y generador 99993 (2)	De 12055 a 12040	1350,4 MVA	121,0%
Línea 12020 - 12035 (1) y generador 19028 (1)	De 12035 a 12025	1226,6 MVA	123,4%
Línea 12020 - 12035 (1) y generador 19028 (2)	De 12035 a 12025	1226,6 MVA	123,4%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 12066 (1)	De 12035 a 12025	1164,1 MVA	116,6%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 12066 (2)	De 12035 a 12025	1164,1 MVA	116,6%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 12088 (1)	De 12035 a 12025	1194,2 MVA	119,0%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 19023 (1)	De 12035 a 12025	1226,3 MVA	122,4%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 19023 (2)	De 12035 a 12025	1226,3 MVA	122,4%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 19023 (3)	De 12035 a 12025	1226,3 MVA	122,4%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 19028 (1)	De 12035 a 12025	1336,8 MVA	135,5%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 19028 (2)	De 12035 a 12025	1336,8 MVA	135,5%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 22000 (1)	De 12035 a 12025	1217,6 MVA	121,6%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 22047 (1)	De 12035 a 12025	1219,0 MVA	121,8%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 22165 (1)	De 12035 a 12025	1222,3 MVA	122,0%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 22190 (3)	De 12035 a 12025	1219,2 MVA	121,6%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 22200 (1)	De 12035 a 12025	1221,7 MVA	121,9%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 22245 (1)	De 12035 a 12025	1227,0 MVA	122,5%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 99991 (1)	De 12035 a 12025	1216,9 MVA	121,5%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 99993 (1)	De 12035 a 12025	1215,0 MVA	121,2%
Línea 12020 - 12055 (1) y generador 99993 (2)	De 12035 a 12025	1215,0 MVA	121,2%
Línea 12040 - 12055 (1) y generador 19023 (1)	De 12040 a 12018	1089,1 MVA	115,5%

Línea 12040 - 12055 (1) y generador 19023 (2)	De 12040 a 12018	1089,1 MVA	115,5%
Línea 12040 - 12055 (1) y generador 19023 (3)	De 12040 a 12018	1089,1 MVA	115,5%
Línea 12040 - 12055 (1) y generador 19028 (1)	De 12035 a 12025	1203,8 MVA	122,0%
Línea 12040 - 12055 (1) y generador 19028 (2)	De 12035 a 12025	1203,8 MVA	122,0%
Línea 22015 - 22107 (1) y generador 19028 (1)	De 12035 a 12025	1158,2 MVA	116,7%
Línea 22015 - 22107 (1) y generador 19028 (2)	De 12035 a 12025	1158,2 MVA	116,7%
Línea 22107 - 22160 (1) y generador 19028 (1)	De 12035 a 12025	1158,2 MVA	116,7%
Línea 22107 - 22160 (1) y generador 19028 (2)	De 12035 a 12025	1158,2 MVA	116,7%

Tabla 27. Estado contingencias N-2 para el escenario 2 sin la línea Güeñes - Itxaso

Contingencias N-1 con la línea Güeñes - Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea 11060 - 12066	De 11000 a 11060	2475,8 MVA	135,8%
Línea 12018 - 12025	De 12055 a 12040	1444,9 MVA	128,1%
Línea 12018 - 12040	De 12055 a 12040	1347,4 MVA	118,7%
Línea 12040 - 12055	De 12025 a 12018	1186,7 MVA	105,2%
Línea 12040 - 12055	De 12040 a 12018	1049,9 MVA	110,7%

Tabla 28. Estado contingencias N-1 para el escenario 2 con la línea Güeñes - Itxaso

Contingencias N-2 con la línea Güeñes - Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea doble 12035 - 12066	De 19068 a 12070	2099,6 MVA	173,70%
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22050	461,6 MVA	122,50%
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22130	509,0 MVA	135,10%
Línea doble 12060 - 19023	De 99996 a 99994	976,7 MVA	139,50%
Línea 12018 - 12025 y generador 12066 (1)	De 12055 a 12040	1430,1 MVA	127,10%
Línea 12018 - 12025 y generador 12066 (2)	De 12055 a 12040	1430,1 MVA	127,10%
Línea 12018 - 12025 y generador 12088 (1)	De 12055 a 12040	1445,2 MVA	127,90%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (1)	De 12055 a 12040	1457,2 MVA	129,20%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (2)	De 12055 a 12040	1457,2 MVA	129,20%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (3)	De 12055 a 12040	1457,2 MVA	129,20%
Línea 12018 - 12025 y generador 19028 (1)	De 12055 a 12040	1422,3 MVA	127,00%
Línea 12018 - 12025 y generador 19028 (2)	De 12055 a 12040	1422,3 MVA	127,00%
Línea 12018 - 12025 y generador 22000 (1)	De 12055 a 12040	1446,9 MVA	128,30%
Línea 12018 - 12025 y generador 22047 (1)	De 12055 a 12040	1446,2 MVA	128,30%
Línea 12018 - 12025 y generador 22165 (1)	De 12055 a 12040	1450,8 MVA	128,60%
Línea 12018 - 12025 y generador 22190 (3)	De 12055 a 12040	1445,0 MVA	127,80%
Línea 12018 - 12025 y generador 22200 (1)	De 12055 a 12040	1449,5 MVA	128,50%
Línea 12018 - 12025 y generador 22245 (1)	De 12055 a 12040	1453,0 MVA	128,80%
Línea 12018 - 12025 y generador 99991 (1)	De 12055 a 12040	1446,4 MVA	128,20%

Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (1)	De 12055 a 12040	1450,3 MVA	128,50%
Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (2)	De 12055 a 12040	1450,3 MVA	128,50%
Línea 12018 - 12040 y generador 12066 (1)	De 12055 a 12040	1333,9 MVA	117,80%
Línea 12018 - 12040 y generador 12066 (2)	De 12055 a 12040	1333,9 MVA	117,80%
Línea 12018 - 12040 y generador 12088 (1)	De 12055 a 12040	1345,4 MVA	118,30%
Línea 12018 - 12040 y generador 19023 (1)	De 12055 a 12040	1359,3 MVA	119,80%
Línea 12018 - 12040 y generador 19023 (2)	De 12055 a 12040	1359,3 MVA	119,80%
Línea 12018 - 12040 y generador 19023 (3)	De 12055 a 12040	1359,3 MVA	119,80%
Línea 12018 - 12040 y generador 19028 (1)	De 12055 a 12040	1323,1 MVA	117,40%
Línea 12018 - 12040 y generador 19028 (2)	De 12055 a 12040	1323,1 MVA	117,40%
Línea 12018 - 12040 y generador 22000 (1)	De 12055 a 12040	1348,7 MVA	118,90%
Línea 12018 - 12040 y generador 22047 (1)	De 12055 a 12040	1348,4 MVA	118,90%
Línea 12018 - 12040 y generador 22165 (1)	De 12055 a 12040	1355,7 MVA	119,50%
Línea 12018 - 12040 y generador 22190 (3)	De 12055 a 12040	1346,0 MVA	118,20%
Línea 12018 - 12040 y generador 22200 (1)	De 12055 a 12040	1351,5 MVA	119,00%
Línea 12018 - 12040 y generador 22245 (1)	De 12055 a 12040	1355,0 MVA	119,30%
Línea 12018 - 12040 y generador 99991 (1)	De 12055 a 12040	1348,6 MVA	118,80%
Línea 12018 - 12040 y generador 99993 (1)	De 12055 a 12040	1352,6 MVA	119,10%
Línea 12018 - 12040 y generador 99993 (2)	De 12055 a 12040	1352,6 MVA	119,10%

Tabla 29. Estado contingencias N-2 para el escenario 2 con la línea Güeñes - Itxaso

Para el caso N-1 se observa que con la colocación de la nueva línea se solucionan las contingencias debidas a la pérdida de generadores, de las pérdidas de líneas de la red de 220 kV y gran parte de la pérdida de líneas de la de 400 kV.

Para el caso sin considerar la línea, existen un total de 80 violaciones. La pérdida de la línea 12040 -12055 es la que más violaciones presenta. Asimismo, el elemento más débil en este caso es la línea 12025 – 12035, presentando un total de 50 violaciones.

Para el caso considerando la línea, hay un total de 43 violaciones. La pérdida de la línea 12040 -12055 es la que mayor número de violaciones presenta; y el elemento más débil en este caso es la línea 12040 – 12055, presentando 35 violaciones.

Comparando las dos situaciones, se pasa de un sistema que presenta un total de 80 violaciones a otro con un total de 43. Además, el elemento que más fallos presentaba era la línea 12025 – 12035 con 48 violaciones y con la instalación de la nueva línea no presentar ninguna.

Sin embargo, al igual que sucedía en el escenario anterior, la línea 12040 – 12055 presenta un incremento en el número de violaciones.

## 10.3. Escenario 3

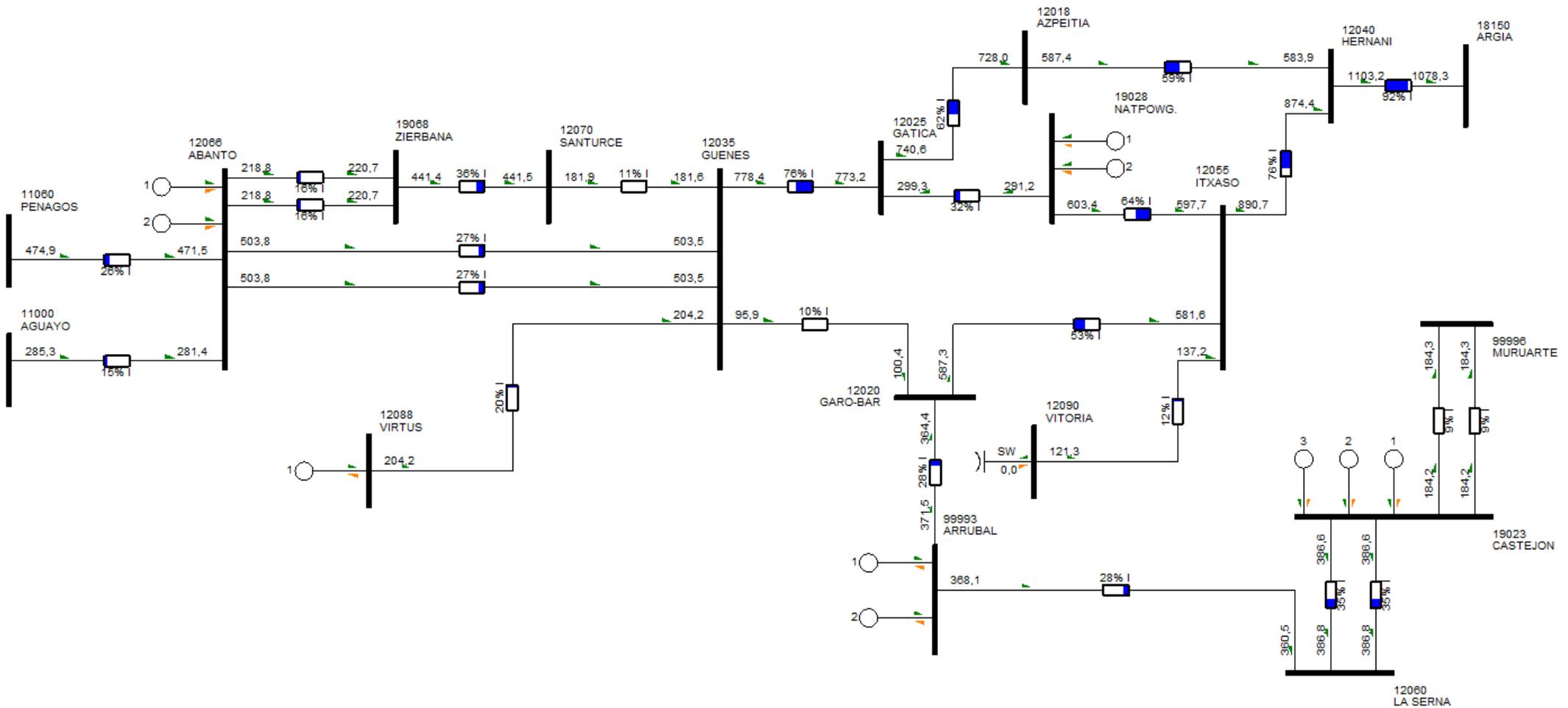


Figura 18. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 3 sin la línea Güeñes - Itxaso

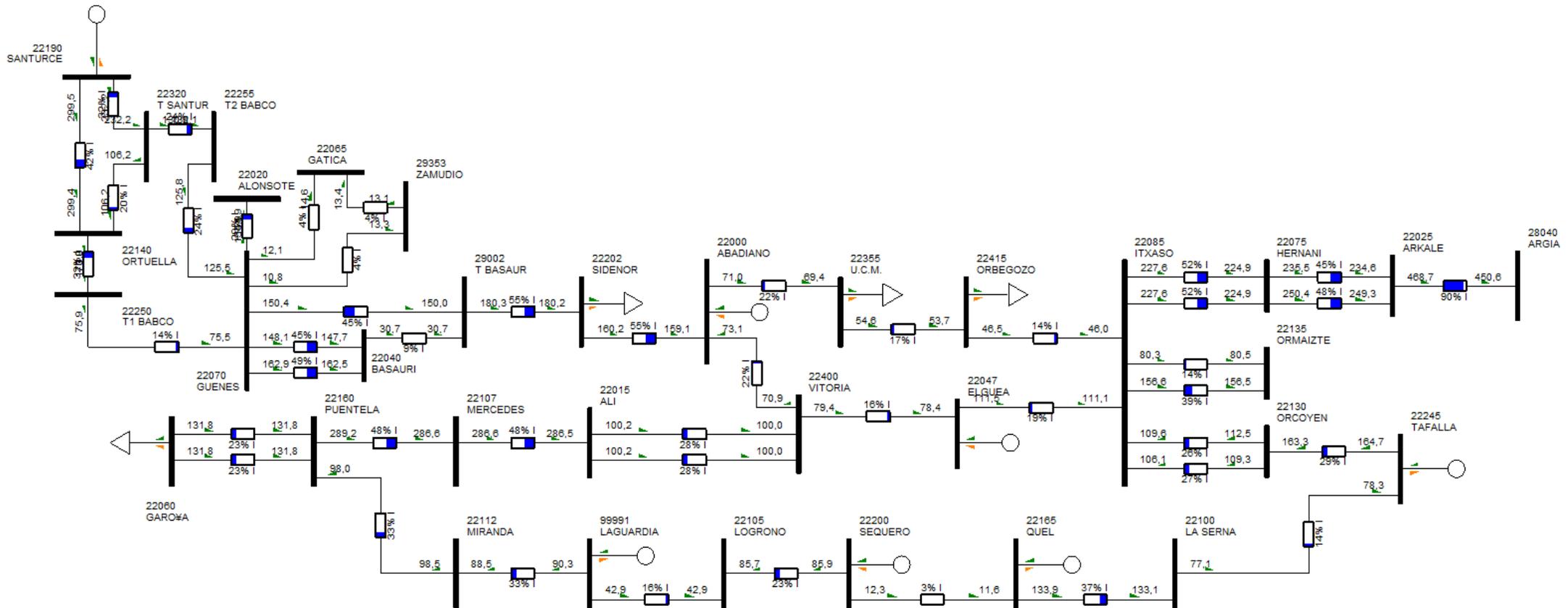


Figura 19. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 3 sin la línea Gúeñes - Itxaso

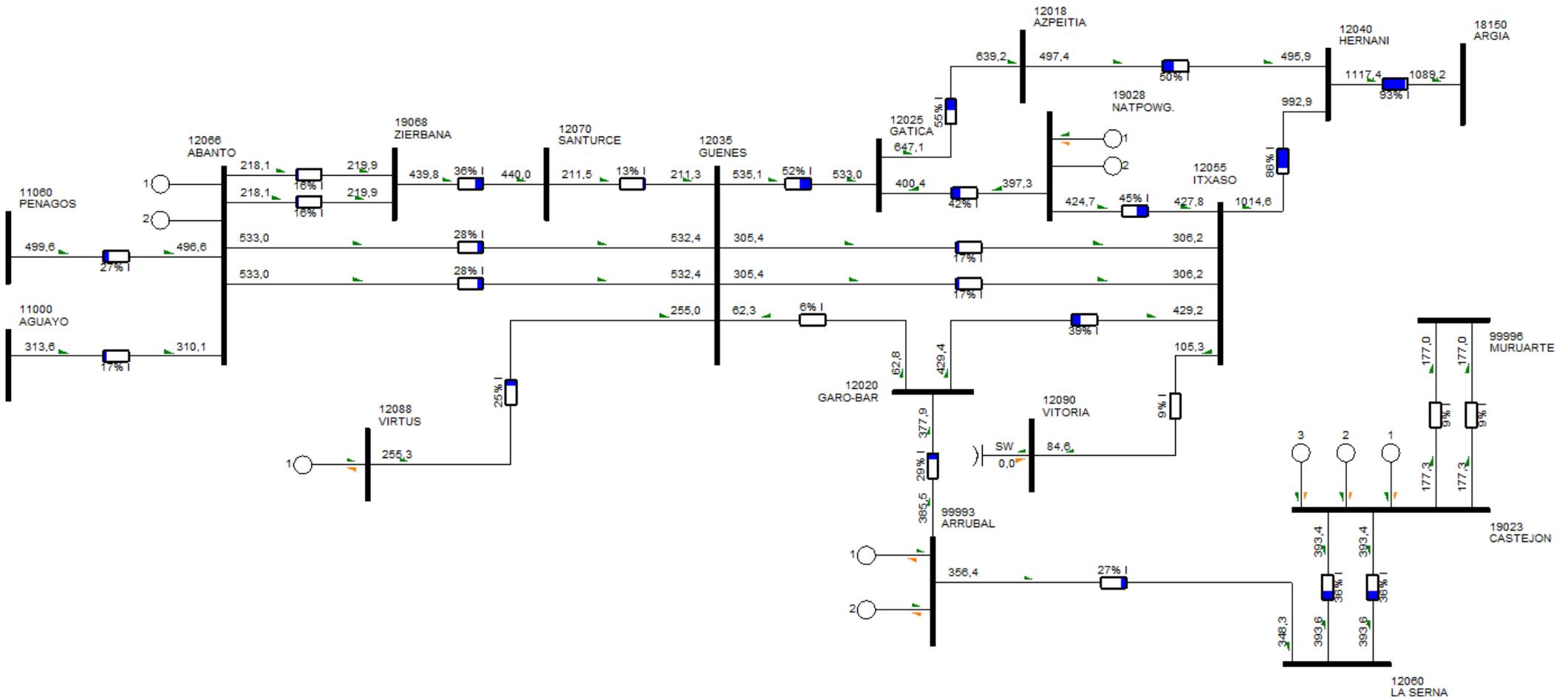


Figura 20. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 3 con la línea Güeñes - Itxaso



En este escenario se observa que las líneas situadas al norte de las subestaciones de Güeñes e Itxaso se encuentran más cargadas que el resto del sistema, por lo que serán los elementos que más fallos presenten.

A continuación se muestran las contingencias N-1 sin considerar la línea Güeñes – Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Rama sobrecarga Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea 12018 - 12025	De 12055 a 12040	1330,7 MVA	118,3%
Línea 12018 - 12025	De 19028 a 12055	952,4 MVA	103,2%
Línea 12018 - 12040	De 12055 a 12040	1239,5 MVA	109,3%
Línea 12040 - 12055	De 12025 a 12018	1162,5 MVA	102,4%
Línea 12040 - 12055	De 12018 a 12040	1026,5 MVA	107,5%

Tabla 30. Estado contingencias N-1 para el escenario 3 sin la línea Güeñes - Itxaso

Las contingencias N-2 sin considerar la línea Güeñes – Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Rama sobrecarga Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22050	522,6 MVA	139,7%
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22130	594,6 MVA	159,0%
Línea doble 12060 - 19023	De 99996 a 99994	1127,4 MVA	161,1%
Línea 12018 - 12025 y generador 12066 (1)	De 12055 a 12040	1322,1 MVA	118,8%
Línea 12018 - 12025 y generador 12066 (2)	De 12055 a 12040	1322,1 MVA	118,8%
Línea 12018 - 12025 y generador 19028 (1)	De 12055 a 12040	1299,5 MVA	117,3%
Línea 12018 - 12025 y generador 19028 (2)	De 12055 a 12040	1299,5 MVA	117,3%
Línea 12018 - 12025 y generador 22000 (1)	De 12055 a 12040	1330,9 MVA	119,0%
Línea 12018 - 12025 y generador 22047 (1)	De 12055 a 12040	1329,9 MVA	118,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 22190 (3)	De 12055 a 12040	1327,6 MVA	118,8%
Línea 12018 - 12025 y generador 12088 (1)	De 12055 a 12040	1328,5 MVA	118,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (1)	De 12055 a 12040	1335,8 MVA	119,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (2)	De 12055 a 12040	1335,8 MVA	119,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 99991 (1)	De 12055 a 12040	1332 MVA	119,1%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (1)	De 12055 a 12040	1344,7 MVA	120,5%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (2)	De 12055 a 12040	1344,7 MVA	120,5%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (3)	De 12055 a 12040	1344,7 MVA	120,5%
Línea 12018 - 12025 y generador 22200 (1)	De 12055 a 12040	1334,7 MVA	119,5%
Línea 12018 - 12025 y generador 22165 (1)	De 12055 a 12040	1336 MVA	119,6%
Línea 12018 - 12025 y generador 22245 (1)	De 12055 a 12040	1337,8 MVA	119,6%

Tabla 31. Estado contingencias N-2 para el escenario 3 sin la línea Güeñes - Itxaso

Las contingencias N-1 considerando la línea Güeñes – Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Rama sobrecarga Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea 12018 - 12025	De 12055 a 12040	1406,7 MVA	123,9%
Línea 12018 - 12040	De 12055 a 12040	1312,8 MVA	114,9%
Línea 12040 - 12055	De 12025 a 12018	1150,4 MVA	101,0%
Línea 12040 - 12055	De 12018 a 12040	1020,5 MVA	106,6%

Tabla 32. Estado contingencias N-1 para el escenario 3 con la línea Güeñes - Itxaso

Las contingencias N-2 con la línea Güeñes – Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Rama sobrecarga Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22050	523,7 MVA	139,7%
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22130	594,4 MVA	158,5%
Línea doble 12060 - 19023	De 99996 a 99994	1126,2 MVA	160,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 12066 (1)	De 12055 a 12040	1392,4 MVA	122,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 12066 (2)	De 12055 a 12040	1392,4 MVA	122,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 19028 (1)	De 12055 a 12040	1377,3 MVA	121,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 19028 (2)	De 12055 a 12040	1377,3 MVA	121,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 22000 (1)	De 12055 a 12040	1408,5 MVA	124,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 22000 (1)	De 12055 a 12040	1313,9 MVA	115,1%
Línea 12018 - 12025 y generador 22047 (1)	De 12055 a 12040	1411,1 MVA	124,4%
Línea 12018 - 12025 y generador 22047 (1)	De 12055 a 12040	1315,4 MVA	115,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 22190 (3)	De 12055 a 12040	1405,2 MVA	123,5%
Línea 12018 - 12025 y generador 12088 (1)	De 12055 a 12040	1403,4 MVA	123,5%
Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (1)	De 12055 a 12040	1413,3 MVA	124,5%
Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (1)	De 12055 a 12040	1319,2 MVA	115,4%
Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (2)	De 12055 a 12040	1413,3 MVA	124,5%
Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (2)	De 12055 a 12040	1319,2 MVA	115,4%
Línea 12018 - 12025 y generador 99991 (1)	De 12055 a 12040	1408,2 MVA	124,1%
Línea 12018 - 12025 y generador 99991 (1)	De 12055 a 12040	1314,1 MVA	115,0%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (1)	De 12055 a 12040	1421 MVA	125,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (1)	De 12055 a 12040	1326,6 MVA	116,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (2)	De 12055 a 12040	1421 MVA	125,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (2)	De 12055 a 12040	1326,6 MVA	116,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (3)	De 12055 a 12040	1421 MVA	125,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (3)	De 12055 a 12040	1326,6 MVA	116,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 22200 (1)	De 12055 a 12040	1411,4 MVA	124,3%
Línea 12018 - 12025 y generador 22200 (1)	De 12055 a 12040	1317,1 MVA	115,3%
Línea 12018 - 12025 y generador 22165 (1)	De 12055 a 12040	1412,7 MVA	124,5%
Línea 12018 - 12025 y generador 22165 (1)	De 12055 a 12040	1318,4 MVA	115,4%

Línea 12018 - 12025 y generador 22245 (1)	De 12055 a 12040	1414,8 MVA	124,6%
Línea 12018 - 12025 y generador 22245 (1)	De 12055 a 12040	1320,4 MVA	115,5%

Tabla 33. Estado contingencias N-2 para el escenario 3 con la línea Güeñes – Itxaso

En este escenario, se observa que sin considerar la nueva línea se producen 25 violaciones, siendo la pérdida de la línea 12040-12055 la que más fallos provoca. En cuanto al elemento más débil, en este caso es la línea 12040 – 12055.

Una vez instalada la línea Güeñes – Itxaso, el número de violaciones totales pasa a ser de 35. Esto es debido a que la línea 12040 – 12055 en régimen permanente se encuentra trabajando a un mayor nivel de carga. La pérdida de la línea 12040 – 12055 sigue siendo la que más violaciones presenta y el elemento más débil también es la línea 12040.

## 10.4. Escenario 4

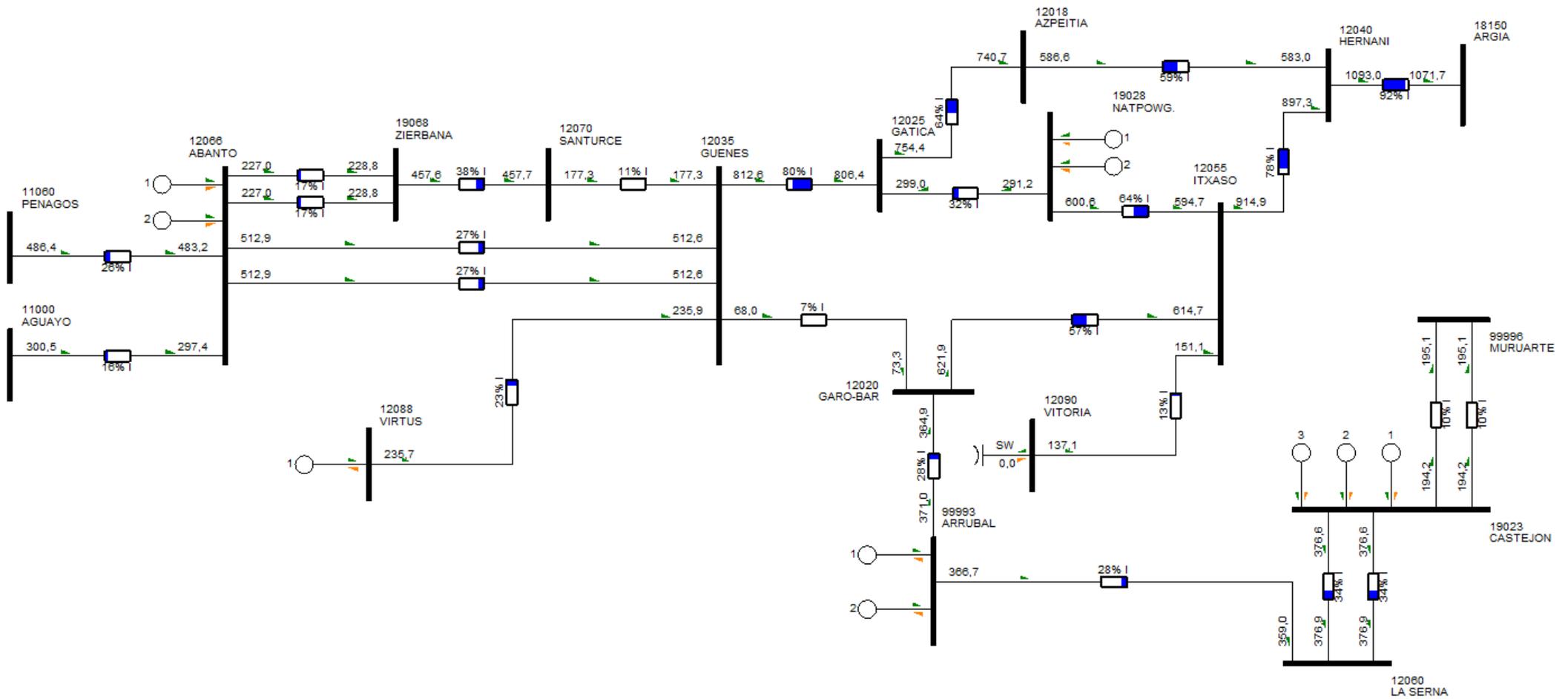


Figura 22. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 4 sin la línea Güeñes - Itxaso

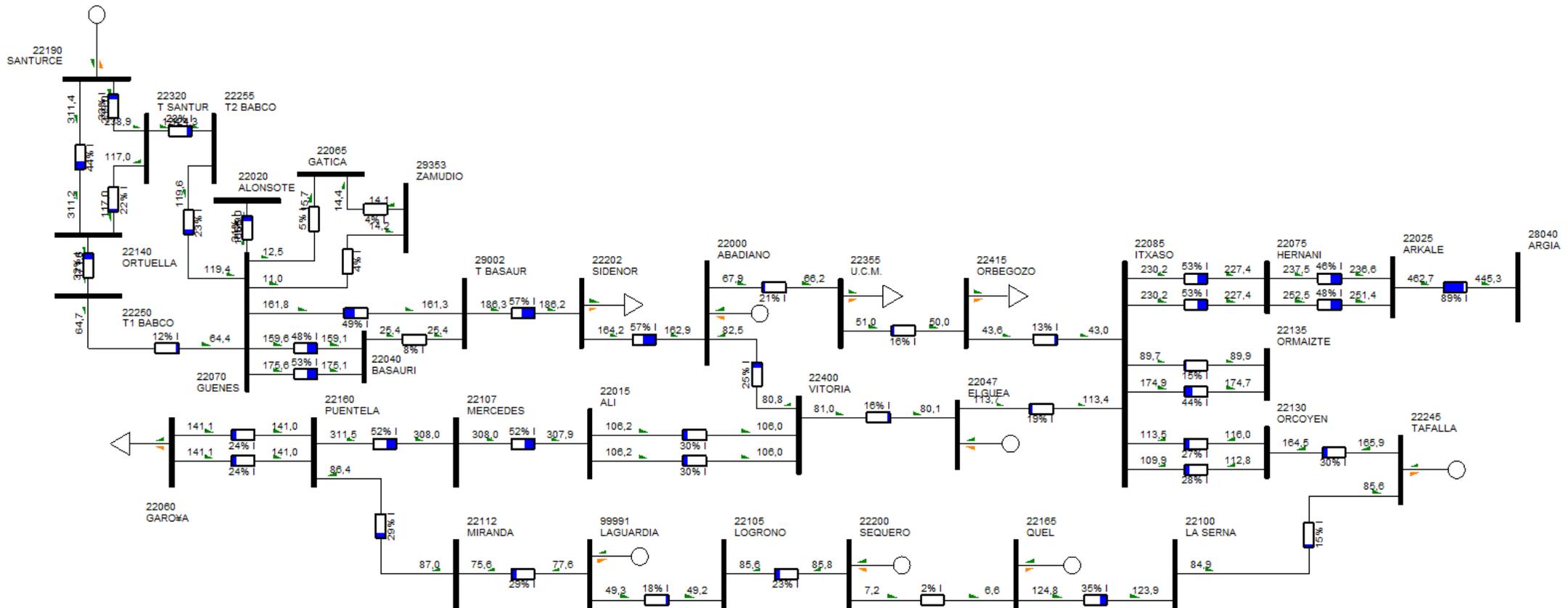


Figura 23. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 4 sin la línea Güeñes - Itxaso

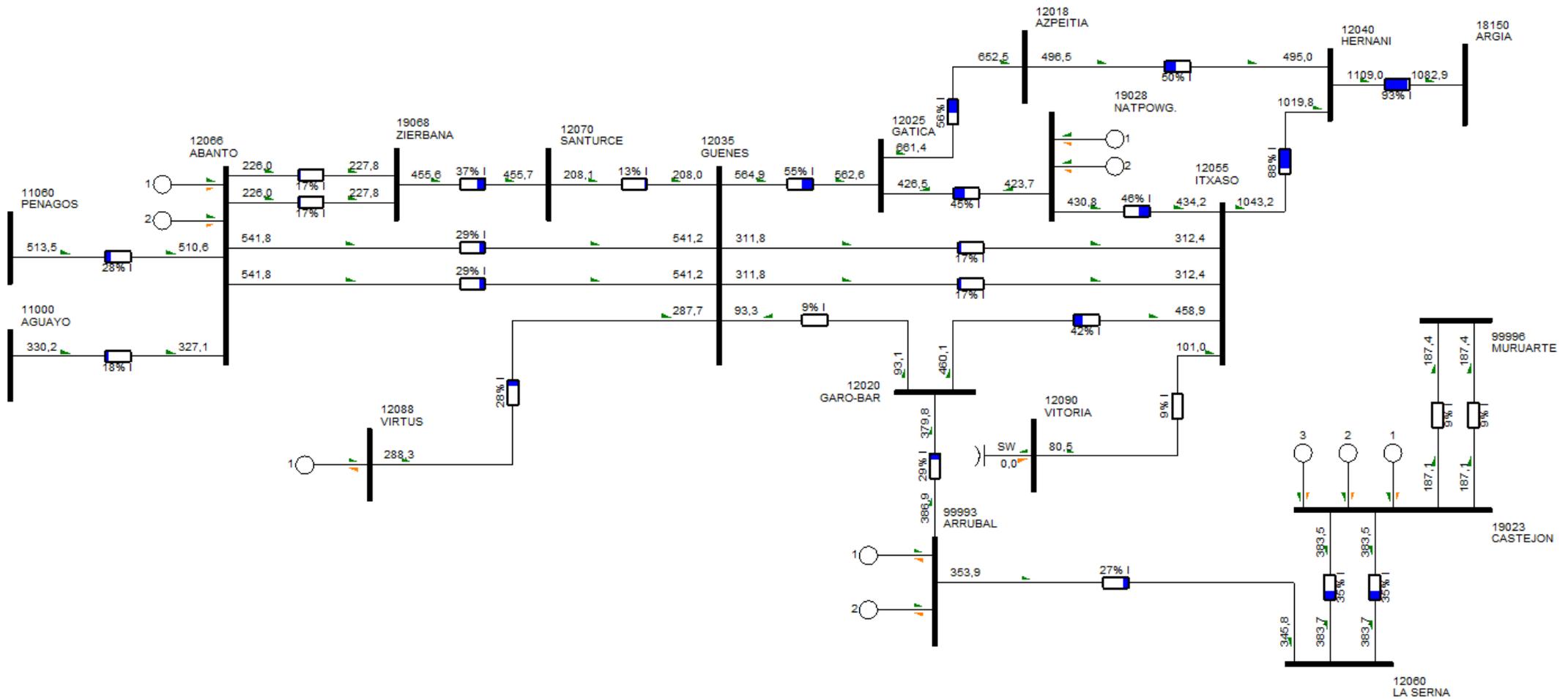


Figura 24. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 4 con la línea Güeñes - Itxaso

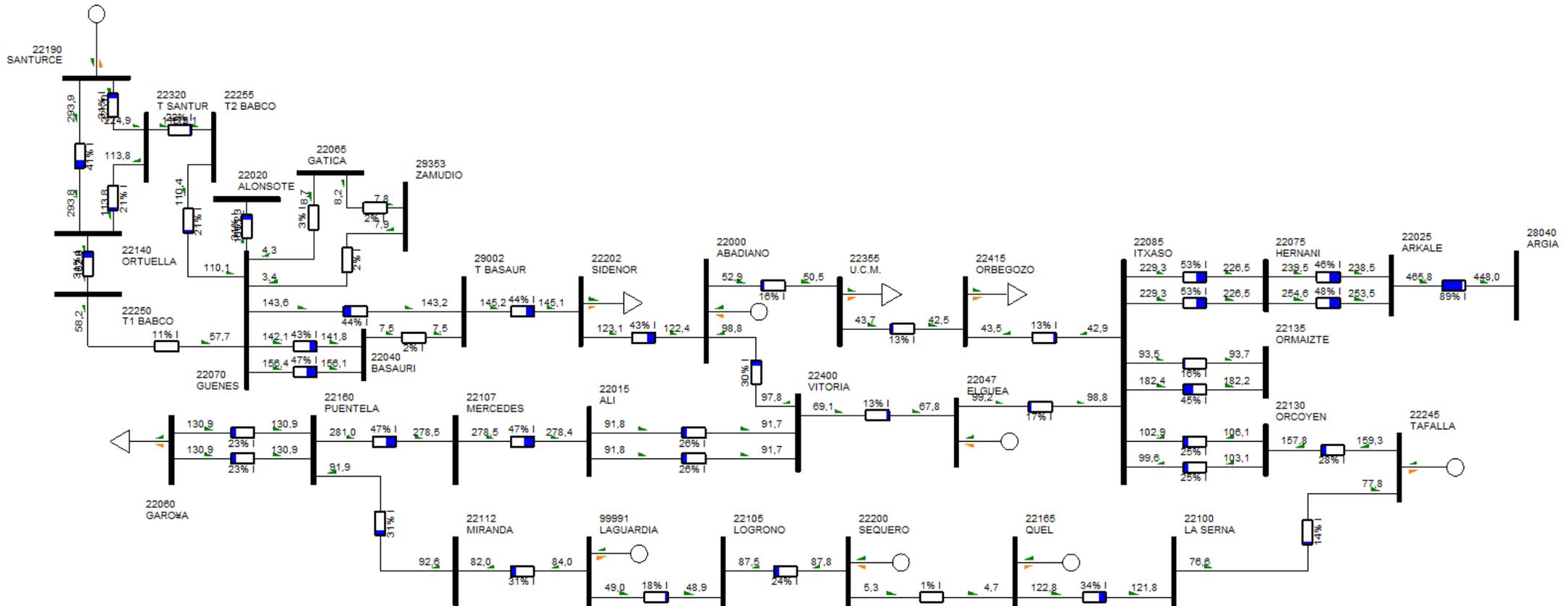


Figura 25. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 4 con la línea Güeñes - Itxaso

En este escenario se observa que las líneas situadas al norte de las subestaciones de Güeñes e Itxaso se encuentran más cargadas que el resto del sistema, por lo que serán los elementos que más fallos presenten.

Una vez instalada la nueva línea se aprecia que las líneas antes mencionadas no se encuentran tan cargadas.

A continuación se muestran las contingencias N-1 sin considerar la línea Güeñes – Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Rama sobrecarga Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea 12020 - 12035	De 12035 a 12025	1018,5 MVA	101,2%
Línea 12018 - 12025	De 12055 a 12040	1376,8 MVA	124,3%
Línea 12018 - 12025	De 19028 a 12055	921,3 MVA	101,2%
Línea 12018 - 12040	De 12055 a 12040	1268,9 MVA	113,5%
Línea 12040 - 12055	De 12025 a 12018	1206,0 MVA	108,0%
Línea 12040 - 12055	De 12018 a 12040	1056,5 MVA	112,6%
Línea 12040 - 12055	De 12035 a 12025	1078,1 MVA	108,1%
Línea 22107 - 22160	De 12035 a 12025	1028,5 MVA	102,5%
Línea 22015 - 22107	De 12035 a 12025	1028,5 MVA	102,5%
Línea 12020 - 12055	De 12035 a 12025	1220,7 MVA	122,2%
Generador 19028 (1)	De 12035 a 12025	1059,4 MVA	106,6%
Generador 19028 (2)	De 12035 a 12025	1059,4 MVA	106,6%

Tabla 34. Estado contingencias N-1 para el escenario 4 sin la línea Güeñes - Itxaso

El estado de contingencias N-2 sin la línea Güeñes – Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Rama sobrecarga Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea doble 12035 - 12066	De 19068 a 12070	1650,7 MVA	136,2%
Línea doble 22040 -22070	De 22070 a 29002	411,4 MVA	126,5%
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22050	527,0 MVA	141,7%
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22130	587,2 MVA	157,9%
Línea doble 12060 - 19023	De 99996 a 99994	1129,5 MVA	161,4%
Línea 12018 - 12025 y generador 12066 (1)	De 12055 a 12040	1362,2 MVA	123,1%
Línea 12020 - 12055 y generador 12066 (1)	De 12035 a 12025	1171,1 MVA	117,8%
Línea 12018 - 12025 y generador 12066 (2)	De 12055 a 12040	1362,2 MVA	123,1%
Línea 12020 - 12055 y generador 12066 (2)	De 12035 a 12025	1171,1 MVA	117,8%
Línea 12018 - 12025 y generador 19028 (1)	De 12055 a 12040	1349,8 MVA	123,1%
Línea 12040 - 12055 y generador 19028 (1)	De 12035 a 12025	1168,4 MVA	118,8%
Línea 12020 - 12055 y generador 19028 (1)	De 12035 a 12025	1324,0 MVA	134,7%

Línea 12018 - 12025 y generador 19028 (2)	De 12055 a 12040	1349,8 MVA	123,1%
Línea 12040 - 12055 y generador 19028 (2)	De 12035 a 12025	1168,4 MVA	118,8%
Línea 12020 - 12055 y generador 19028 (2)	De 12035 a 12025	1324,0 MVA	134,7%
Línea 12018 - 12025 y generador 22000 (1)	De 12055 a 12040	1378,4 MVA	124,6%
Línea 12020 - 12055 y generador 22000 (1)	De 12035 a 12025	1226,0 MVA	122,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 22047 (1)	De 12055 a 12040	1377,4 MVA	124,6%
Línea 12020 - 12055 y generador 22047 (1)	De 12035 a 12025	1227,4 MVA	123,1%
Línea 12018 - 12025 y generador 22190 (3)	De 12055 a 12040	1370,3 MVA	123,5%
Línea 12020 - 12055 y generador 22190 (3)	De 12035 a 12025	1227,2 MVA	123,4%
Línea 12018 - 12025 y generador 12088 (1)	De 12055 a 12040	1374,9 MVA	124,0%
Línea 12020 - 12055 y generador 12088 (1)	De 12035 a 12025	1203,8 MVA	120,3%
Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (1)	De 12055 a 12040	1381,9 MVA	124,8%
Línea 12020 - 12055 y generador 99993 (1)	De 12035 a 12025	1224,3 MVA	122,6%
Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (2)	De 12055 a 12040	1381,9 MVA	124,8%
Línea 12020 - 12055 y generador 99993 (2)	De 12035 a 12025	1224,3 MVA	122,6%
Línea 12018 - 12025 y generador 99991 (1)	De 12055 a 12040	1377,7 MVA	124,4%
Línea 12020 - 12055 y generador 99991 (1)	De 12035 a 12025	1225,0 MVA	122,7%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (1)	De 12055 a 12040	1382,8 MVA	124,8%
Línea 12020 - 12055 y generador 19023 (1)	De 12035 a 12025	1236,6 MVA	123,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (2)	De 12055 a 12040	1382,8 MVA	124,8%
Línea 12020 - 12055 y generador 19023 (2)	De 12035 a 12025	1236,6 MVA	123,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (3)	De 12055 a 12040	1382,8 MVA	124,8%
Línea 12020 - 12055 y generador 19023 (3)	De 12035 a 12025	1236,6 MVA	123,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 22200 (1)	De 12055 a 12040	1380,5 MVA	124,7%
Línea 12020 - 12055 y generador 22200 (1)	De 12035 a 12025	1229,8 MVA	123,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 22165 (1)	De 12055 a 12040	1381,7 MVA	124,8%
Línea 12020 - 12055 y generador 22165 (1)	De 12035 a 12025	1230,4 MVA	123,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 22245 (1)	De 12055 a 12040	1384,5 MVA	125,2%
Línea 12020 - 12055 y generador 22245 (1)	De 12035 a 12025	1236,2 MVA	123,9%

Tabla 35. Estado contingencias N-2 para el escenario 4 sin la línea Güeñes – Itxaso

Resultados del estado de contingencias N-1 una vez instalada la línea Güeñes – Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Rama sobrecarga Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea 12025 - 12035	De 12055 a 12040	1157,7 MVA	101,2%
Línea 12018 - 12025	De 12055 a 12040	1463,9 MVA	130,3%
Línea 12018 - 12040	De 12055 a 12040	1356,8 MVA	119,9%
Línea 12040 - 12055	De 12025 a 12018	1186,6 MVA	105,7%
Línea 12040 - 12055	De 12018 a 12040	1038,1 MVA	110,1%

Tabla 36. Estado contingencias N-1 para el escenario 4 con la línea Güeñes – Itxaso

Y los resultados del estado de contingencias N-2 con la línea Güeñes – Itxaso:

Definición	Rama sobrecargada De bus a bus	Rama sobrecarga Valor sobrecarga	% Sobrecarga
Línea doble 12035 - 12066	De 19068 a 12070	1704,7 MVA	140,7%
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22050	528,6 MVA	141,7%
Línea doble 12060 - 19023	De 99994 a 22130	587,7 MVA	157,5%
Línea doble 12060 - 19023	De 99996 a 99994	1128,5 MVA	161,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 12066 (1)	De 12055 a 12040	1449,9 MVA	129,5%
Línea 12018 - 12040 y generador 12066 (1)	De 12055 a 12040	1343,9 MVA	119,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 12066 (2)	De 12055 a 12040	1449,9 MVA	129,5%
Línea 12018 - 12040 y generador 12066 (2)	De 12055 a 12040	1343,9 MVA	119,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 19028 (1)	De 12055 a 12040	1438,5 MVA	129,0%
Línea 12018 - 12040 y generador 19028 (1)	De 12055 a 12040	1334,9 MVA	118,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 19028 (2)	De 12055 a 12040	1438,5 MVA	129,0%
Línea 12018 - 12040 y generador 19028 (2)	De 12055 a 12040	1334,9 MVA	118,9%
Línea 12018 - 12025 y generador 22000 (1)	De 12055 a 12040	1465,9 MVA	130,6%
Línea 12018 - 12040 y generador 22000 (1)	De 12055 a 12040	1361,3 MVA	120,4%
Línea 12018 - 12025 y generador 22047 (1)	De 12055 a 12040	1465,2 MVA	130,6%
Línea 12018 - 12040 y generador 22047 (1)	De 12055 a 12040	1357,7 MVA	120,1%
Línea 12018 - 12025 y generador 22190 (3)	De 12055 a 12040	1465,9 MVA	130,4%
Línea 12018 - 12040 y generador 22190 (3)	De 12055 a 12040	1354,0 MVA	119,5%
Línea 12018 - 12025 y generador 12088 (1)	De 12055 a 12040	1461,5 MVA	129,9%
Línea 12018 - 12040 y generador 12088 (1)	De 12055 a 12040	1354,7 MVA	119,5%
Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (1)	De 12055 a 12040	1470,1 MVA	130,8%
Línea 12018 - 12040 y generador 99993 (1)	De 12055 a 12040	1363,0 MVA	120,4%
Línea 12018 - 12025 y generador 99993 (2)	De 12055 a 12040	1470,1 MVA	130,8%
Línea 12018 - 12040 y generador 99993 (2)	De 12055 a 12040	1363,0 MVA	120,4%
Línea 12018 - 12025 y generador 99991 (1)	De 12055 a 12040	1465,2 MVA	130,4%
Línea 12018 - 12040 y generador 99991 (1)	De 12055 a 12040	1357,9 MVA	120,0%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (1)	De 12055 a 12040	1477,7 MVA	131,6%
Línea 12018 - 12040 y generador 19023 (1)	De 12055 a 12040	1370,2 MVA	121,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (2)	De 12055 a 12040	1477,7 MVA	131,6%
Línea 12018 - 12040 y generador 19023 (2)	De 12055 a 12040	1370,2 MVA	121,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 19023 (3)	De 12055 a 12040	1477,7 MVA	131,6%
Línea 12018 - 12040 y generador 19023 (3)	De 12055 a 12040	1370,2 MVA	121,2%
Línea 12018 - 12025 y generador 22200 (1)	De 12055 a 12040	1472,9 MVA	131,2%
Línea 12018 - 12040 y generador 22200 (1)	De 12055 a 12040	1360,8 MVA	120,3%
Línea 12018 - 12025 y generador 22165 (1)	De 12055 a 12040	1474,2 MVA	131,3%
Línea 12018 - 12040 y generador 22165 (1)	De 12055 a 12040	1362,1 MVA	120,4%
Línea 12018 - 12025 y generador 22245 (1)	De 12055 a 12040	1472,0 MVA	131,1%
Línea 12018 - 12040 y generador 22245 (1)	De 12055 a 12040	1364,3 MVA	120,6%

Tabla 37. Estado contingencias N-2 para el escenario 4 con la línea Güeñes - Itxaso

Se observa, que sin estar instalada la línea, el número de contingencias totales es de 53. En este caso la pérdida de la línea 12040 – 12055 es la que más fallos provoca. En cuanto al elemento más débil, en este caso es la línea 12025 – 12035, presentando un total de 22 violaciones.

Una vez instalada la línea Güeñes – Itxaso, el número total de contingencias desciende a 43. En este caso la definición que más violaciones presentar es la pérdida de la línea 12040 – 12055 y el elemento más débil es la línea 12040 – 12055, presentando 37 violaciones.

## 10.5. Escenario 5

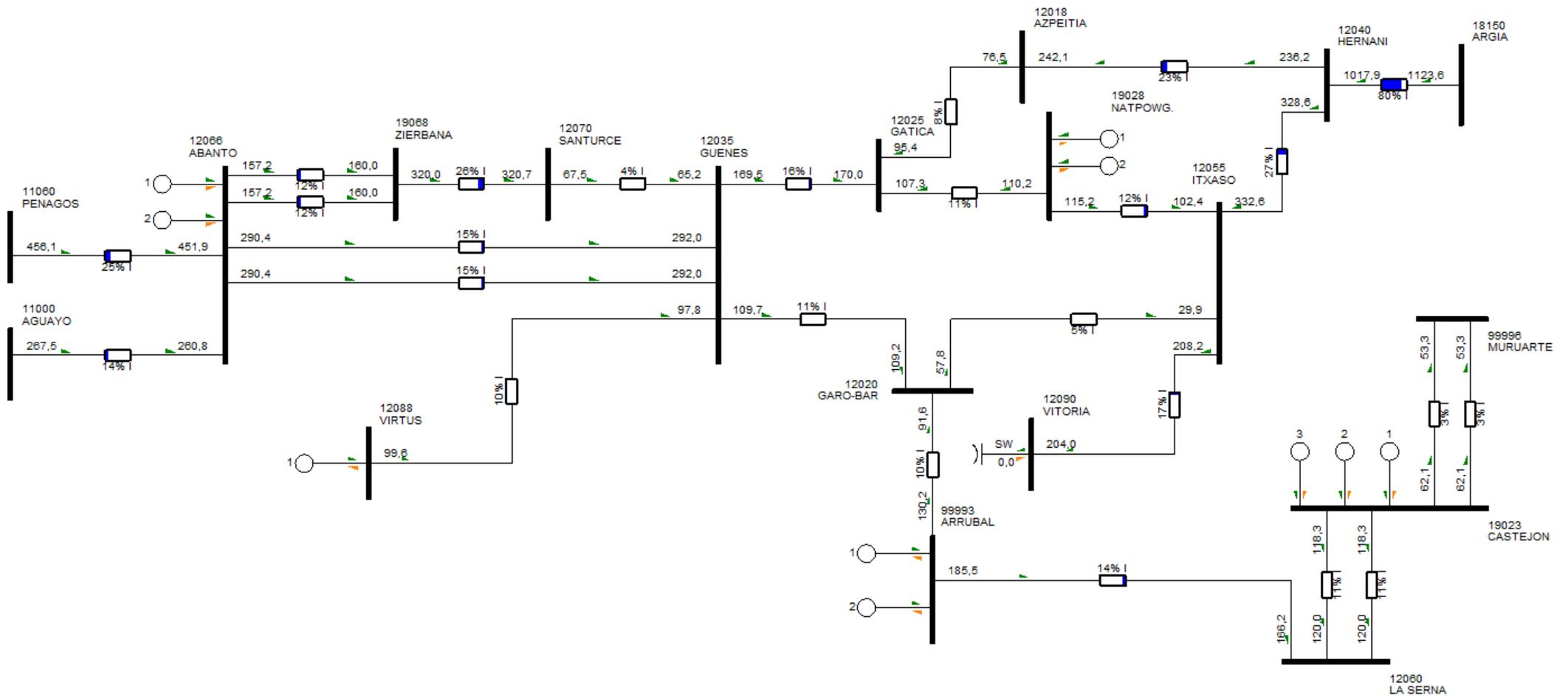


Figura 26. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 5 sin la línea Gueñes - Itxaso

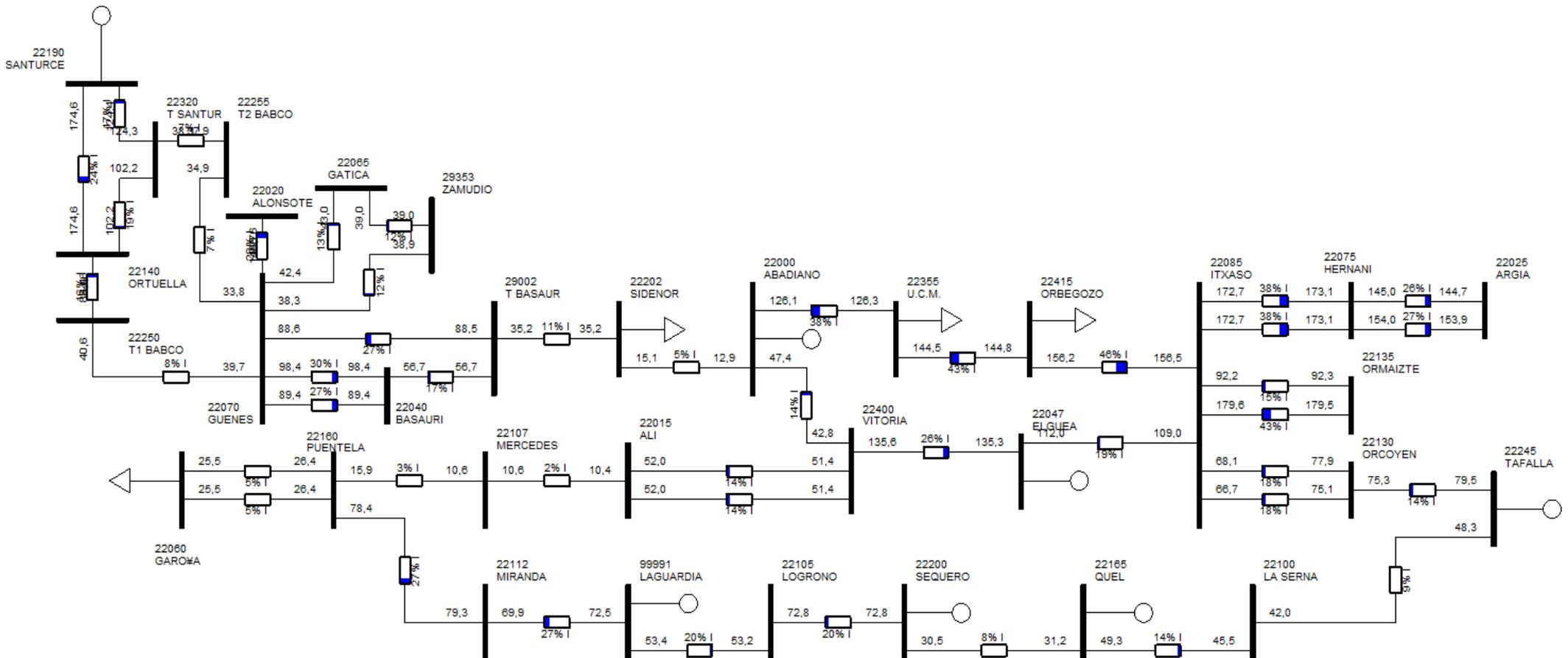


Figura 27. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 5 sin la línea Gúeñes - Itxaso

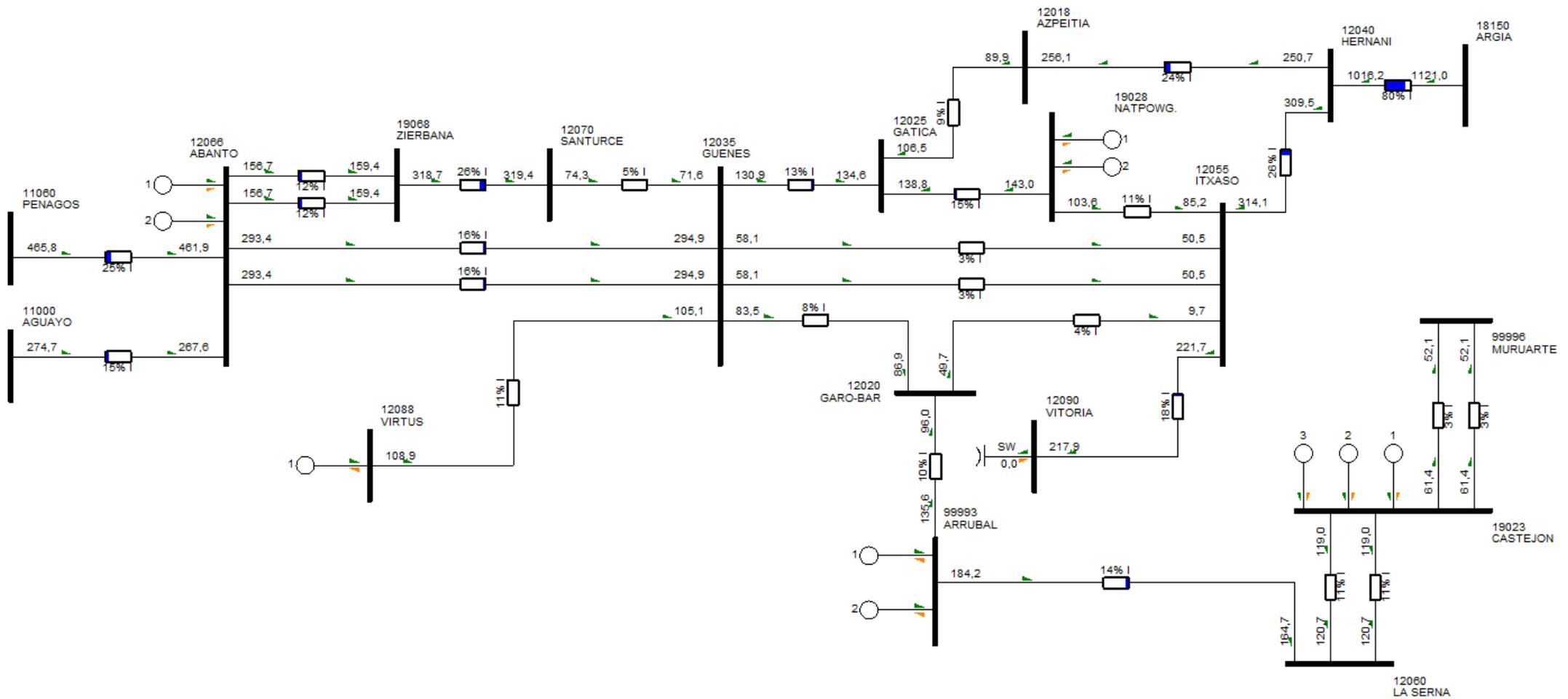


Figura 28. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 5 con la línea Güeñes - Itxaso

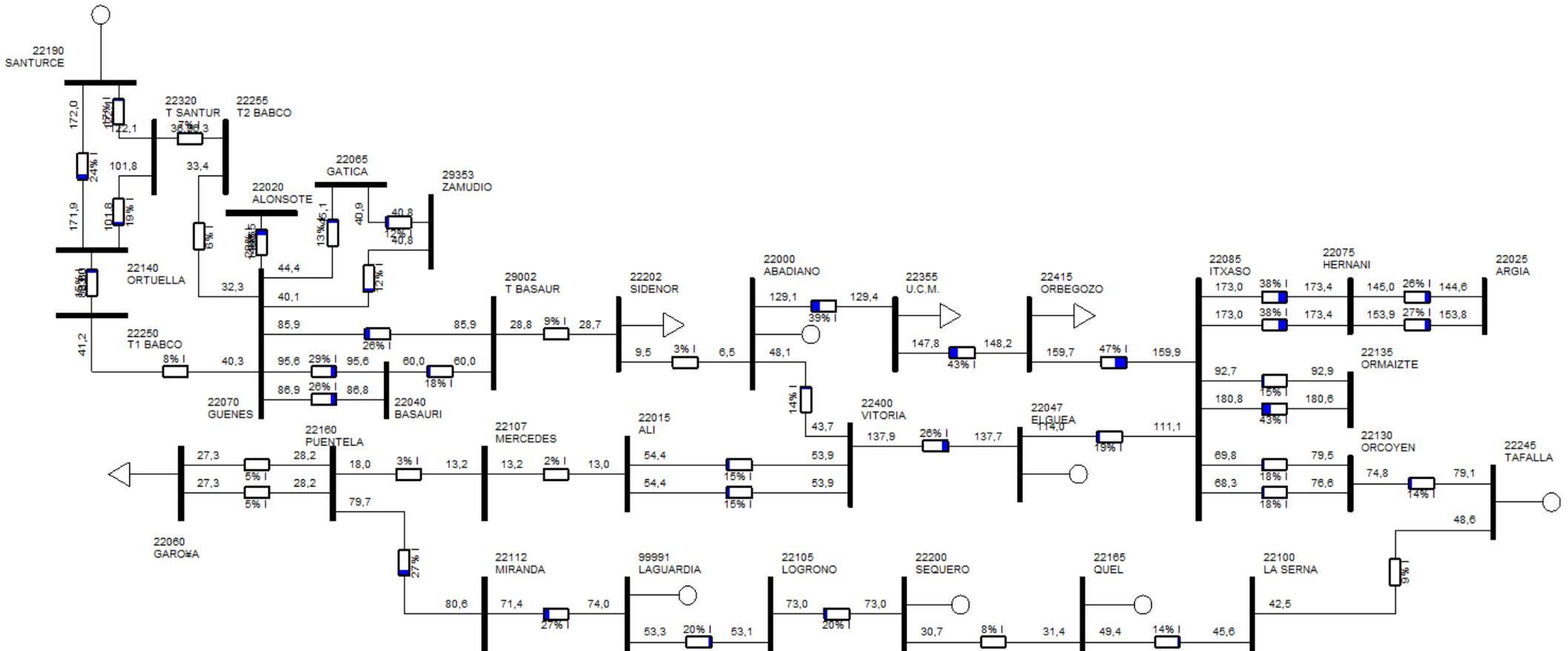


Figura 29. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 5 con la línea Güeñes - Itxaso

En este escenario se presenta un escenario de importación de energía desde Francia. Dado que la generación en el País Vasco es baja, se observa en los diversos diagramas que las líneas se encuentran poco cargadas, por lo que en este escenario no se produce ninguna contingencia, ni para el escenario sin la línea ni para el escenario contemplando la nueva línea.

## 10.6. Escenario 6

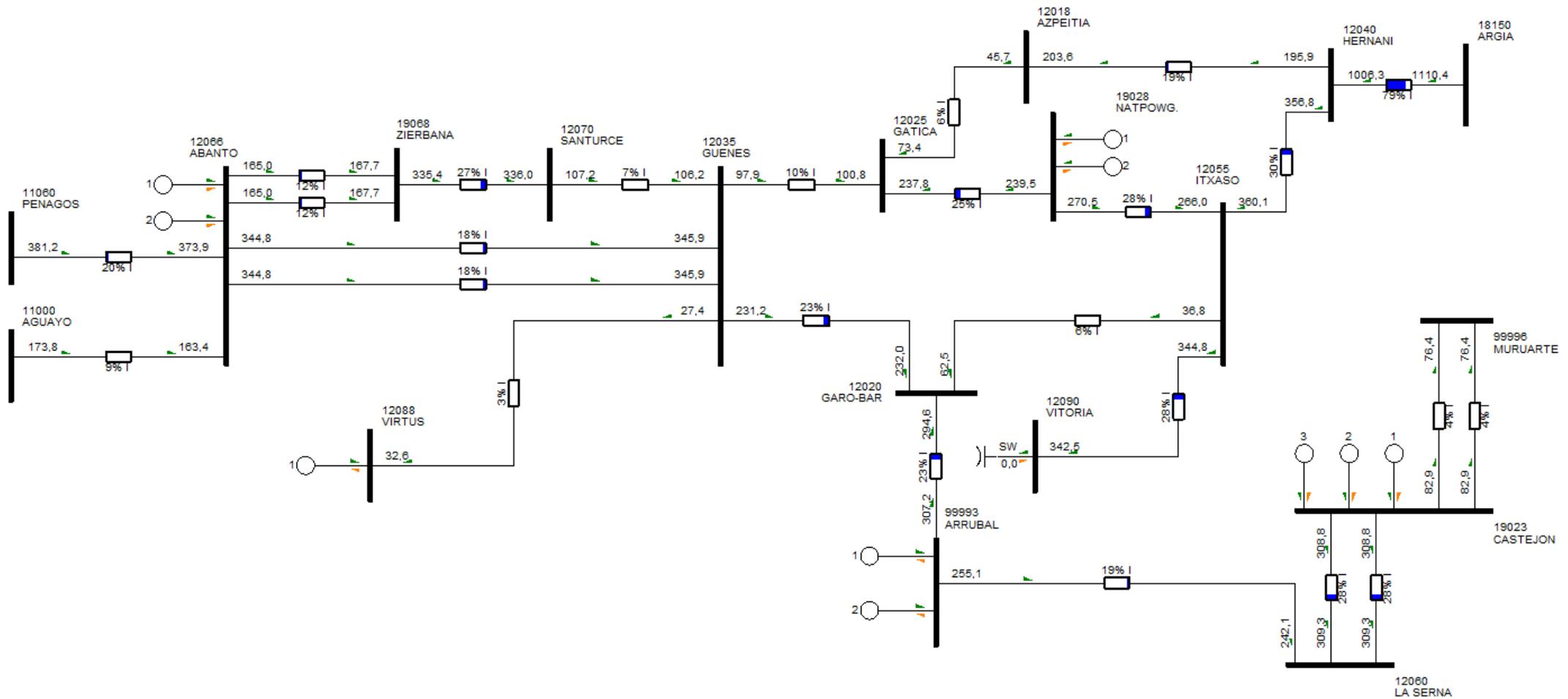


Figura 30. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 6 sin la línea Güeñes - Itxaso

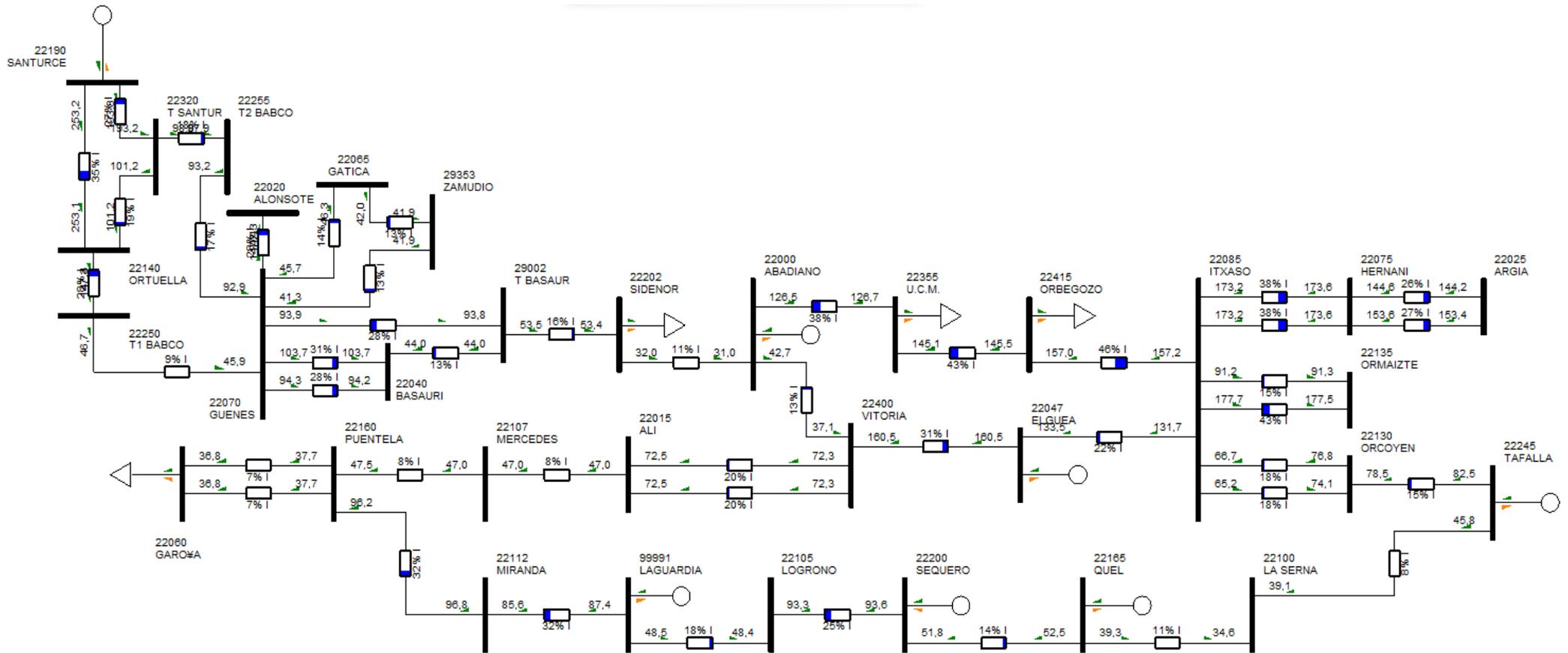


Figura 31. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 6 sin la línea Gúeñes - Itxaso

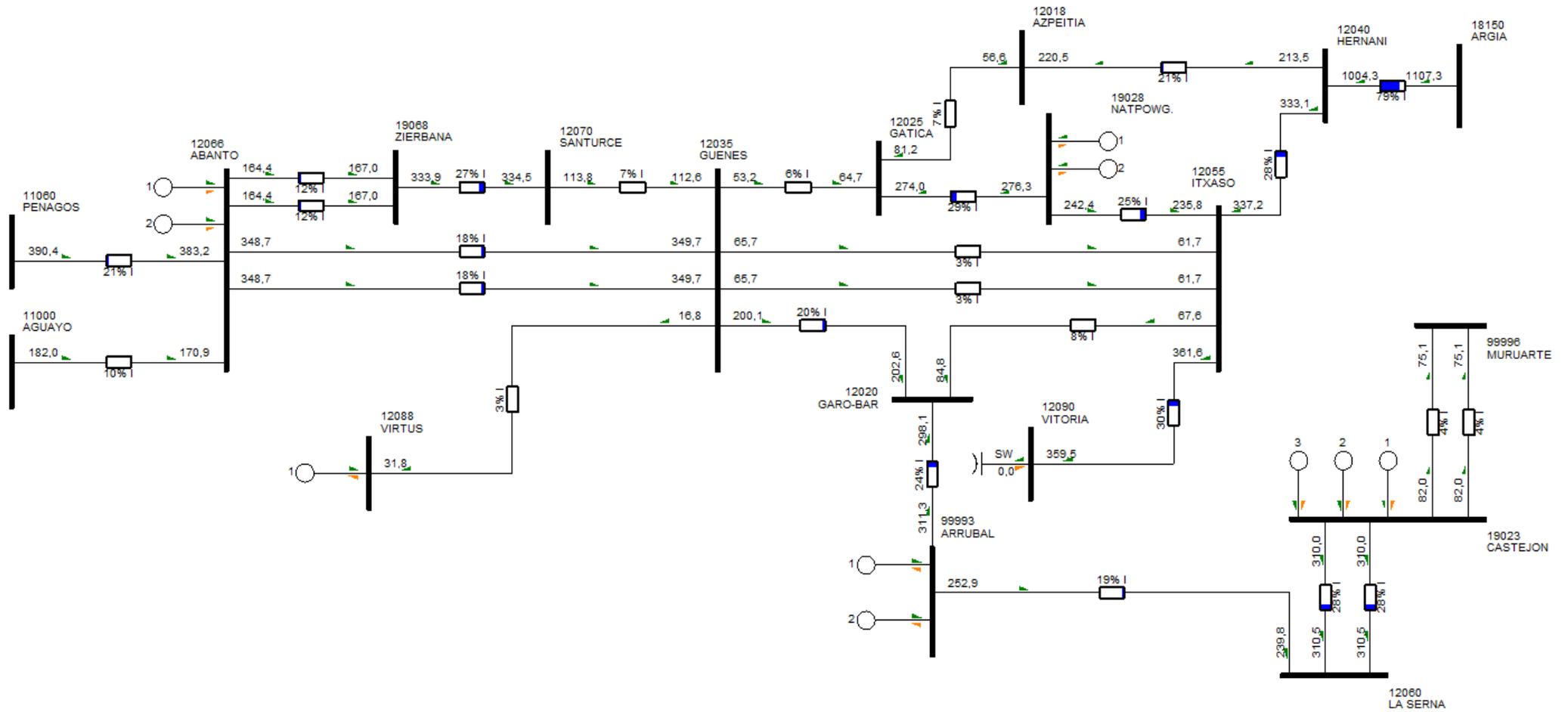


Figura 32. Flujo de cargas de la red de 400 kV del escenario 6 con la línea Güeñes - Itxaso

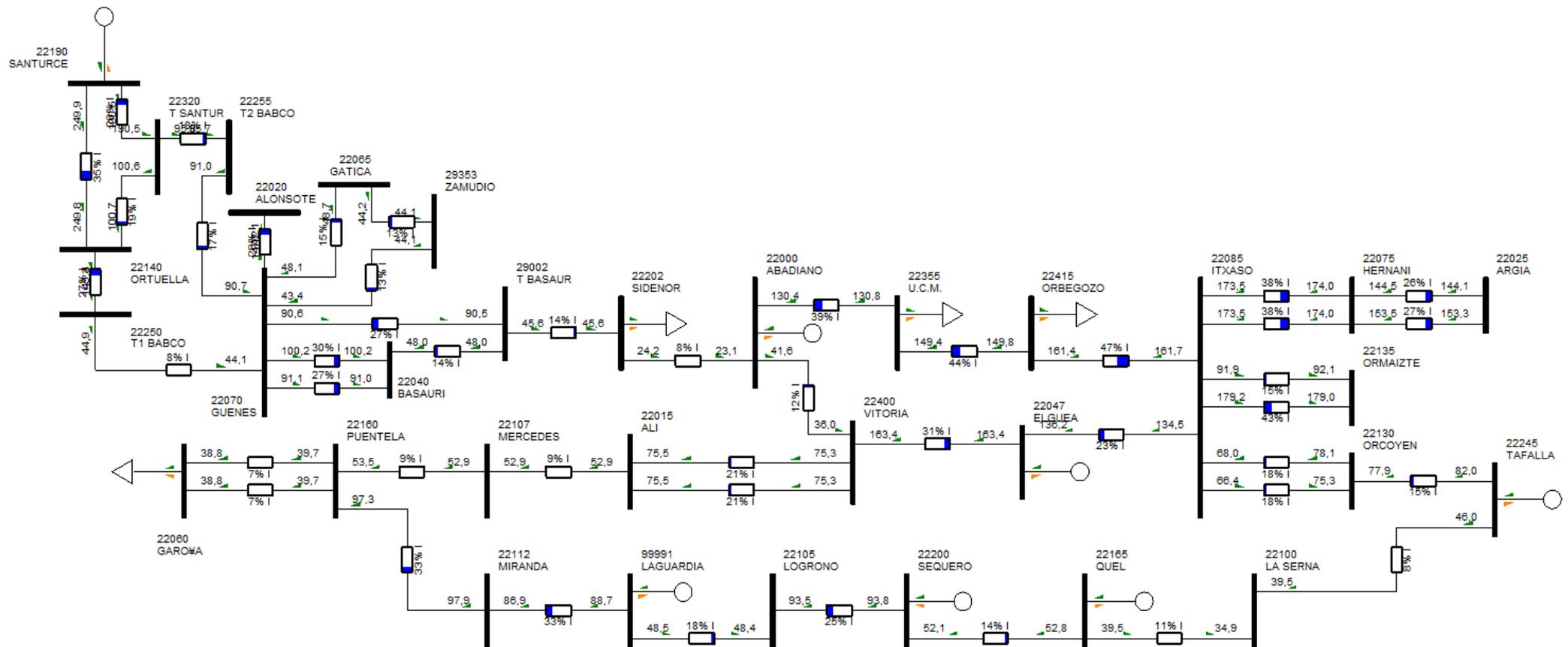


Figura 33. Flujo de cargas de la red de 220 kV del escenario 6 con la línea Güeñes - Itxaso

En este escenario, teniendo el mismo nivel de importación desde Francia que en el anterior escenario, se ha aumentado el nivel de generación de las centrales térmicas en el subsistema.

Se observa un aumento del nivel de carga de las líneas, sin embargo, dicho nivel está muy por debajo de los límites de capacidad de las líneas. Y al igual que en el escenario anterior, al realizar el análisis de contingencias, tampoco se produce ninguna violación de los límites de operación.

# ***Conclusiones***

## 11. Conclusiones

En este apartado se proceden a detallar las conclusiones extraídas de la realización del presente trabajo.

Primeramente, del análisis de los diversos diagramas de los distintos escenarios planteados a lo largo del trabajo, se observa que las líneas situadas al norte de las subestaciones de Güeñes e Itxaso se encuentran trabajando a altos niveles de carga. Dados los diferentes acuerdos europeos referentes al aumento de las interconexiones internacionales, y si se quiere cumplir con los mismos, es fácil apreciar que la infraestructura instalada actualmente no es suficiente para satisfacer la demanda de energía por parte de Francia.

En los escenarios de exportación de energía hacia Francia, al realizar los análisis de contingencias, hay que destacar entre todas que la línea Güeñes – Gatika es la que más violaciones de sus límites presenta. Al instalar la nueva línea doble Güeñes – Itxaso se soluciona este problema y además las líneas situadas al norte de las subestaciones de la nueva línea trabajan bajo menos carga. Sin embargo, la línea Itxaso – Hernani, como consecuencia de la instalación de la línea, pasa a trabajar bajo un mayor nivel de carga, y en caso de que suceda alguna contingencia presenta un mayor número de violaciones de sus límites. Sin embargo, si tenemos en cuenta futuras actuaciones planificadas, en concreto la TNE-2: Mallado Navarra - País Vasco 400 kV, se soluciona este problema ya que derivaría parte de la energía hacia la zona de Navarra, liberando de carga la línea Itxaso – Hernani.

En cuanto a los escenarios de importación desde Francia, dado que no se produce ninguna violación, la línea no representa ninguna aplicación apreciable.

En conclusión, la nueva línea doble entre las subestaciones de Güeñes e Itxaso está justificada ya que permite un mayor nivel de intercambio con Francia y libera las líneas adyacentes de trabajar con altos niveles de carga.

# ***Bibliografía***

## 12. Bibliografía

A continuación se muestran las referencias bibliográficas utilizadas para la ejecución de este trabajo.

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica, “*Planificación Energética*”, Recuperado de <http://www.mincotur.gob.es/energia/planificacion/Paginas/Index.aspx>.
- [2] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020”, Madrid.
- [3] Red Eléctrica de España, “*Principales indicadores. Red de transporte (km de circuito)*”. Recuperado de <http://www.ree.es/es/conocenos/principales-indicadores/red-de-transporte-circuito>.
- [4] Red Eléctrica de España, “*Refuerzo de las interconexiones*”, Recuperado de <http://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones>.
- [5] Red Eléctrica de España, “*Mapas de la Red*”, Recuperado de <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red>.
- [6] Red Eléctrica de España, “*Estudio de impacto ambiental de la línea a 400 Kv Güeñes – Itxaso*”.
- [7] Red Eléctrica de España, “*Proyecto de ejecución de la línea aérea de transporte de energía eléctrica a 400 kV doble circuito Güeñes – Itxaso*”, Madrid, octubre de 2016.
- [8] Resolución 3275 de 5 de abril de 2016, Boletín Oficial del Estado, núm. 83, de 6 de abril del 2016, pp. 24013 a 24018.
- [9] Secretaría General de Energía, “*Planificación de los sectores de electricidad y gas 2002 – 2011. Revisión 2005 y 2011*”.
- [10] Secretaría General de Energía, “*Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008 – 2016*”.