

E.T.S. de Ingeniería Industrial,  
Informática y de Telecomunicación

# Caracterización y modelado del sistema eléctrico de potencia de la isla de Tenerife para estudios estáticos o de capacidad



Grado en Ingeniería  
en Tecnologías Industriales

Trabajo Fin de Grado

Autor: Iñigo Juan Sagaseta de Ilurdoz Garralda

Director: Miguel García Solano

Pamplona, 9 de junio de 2021



## Resumen

Los sistemas eléctricos de potencia están evolucionando de forma notable desde hace ya algunos años, con un nivel de penetración cada vez más importante de los sistemas de generación basados en energías renovables. Las estructuras de generación de este tipo de sistemas resultan considerablemente diferentes de los sistemas de generación tradicionales basados en alternadores síncronos, cuya interacción puede llevar a fenómenos de inestabilidad dentro del sistema eléctrico actual. Además, el grado de gestionabilidad que ofrece una instalación renovable resulta inferior al de una central convencional ya que el recurso no se puede almacenar. Ambos aspectos son los responsables de que la transición de los sistemas eléctricos convencionales a sistemas basados en energías renovables constituya un reto complicado.

La dificultad para pasar a un sistema eléctrico basado en energías renovables crece en sistemas débiles como son los correspondientes a islas. El disponer de un modelo adecuado de simulación para uno de estos sistemas débiles puede ser de gran ayuda a la hora de analizar los distintos fenómenos que pueden darse al incrementar el porcentaje de generación renovable. En este trabajo se pretende desarrollar un modelo del sistema eléctrico de la isla de Tenerife en el programa DIgSILENT PowerFactory.

## Palabras clave

Sistema eléctrico de potencia

Integración de renovables en la red

PowerFactory / DIgSILENT



## Índice general

<b>1. Introducción.....</b>	<b>1</b>
1.1. Sistemas eléctricos de potencia tradicionales .....	1
1.2. Necesidad de cambio .....	1
1.3. Influencia de las energías renovables .....	2
1.4. Los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad y en vista al futuro.....	2
<b>2. Objetivos .....</b>	<b>5</b>
<b>3. Evolución del sistema eléctrico de Tenerife .....</b>	<b>7</b>
3.1. Historia del sistema eléctrico de Tenerife hasta 2019 .....	7
3.2. Evolución de la potencia instalada .....	7
3.3. Evolución de la producción de energía eléctrica .....	11
<b>4. El sistema eléctrico de potencia de Tenerife en 2019 .....</b>	<b>13</b>
4.1. Descripción del sistema eléctrico de Tenerife en 2019 .....	14
4.1.1. Generación eléctrica .....	14
4.1.2. Demanda .....	19
4.1.3. Líneas eléctricas .....	19
4.1.4. Transformadores .....	22
4.1.5. Nudos .....	22
4.2. Análisis estático del sistema eléctrico de potencia definido .....	23
4.2.1. Escenarios de operación .....	23
4.2.2. Metodología de evaluación.....	26
4.2.3. Resultados .....	27
<b>5. Ampliaciones previstas en el sistema .....</b>	<b>33</b>
5.1. Interconexión Tenerife – La Gomera .....	33
5.2. Descripción de los sistemas eléctricos de potencia propuestos.....	34
5.2.1. Generación eléctrica .....	34
5.2.2. Demanda .....	39
5.2.3. Líneas eléctricas .....	40
5.2.4. Transformadores.....	41
5.2.5. Nudos .....	41
5.3. Análisis estático de los sistemas eléctricos de potencia propuestos.....	42
5.3.1. Escenarios de operación .....	42
5.3.2. Resultados .....	45
<b>6. Conclusiones .....</b>	<b>53</b>

## ÍNDICE GENERAL

<b>7. Líneas futuras.....</b>	<b>53</b>
<b>8. Bibliografía .....</b>	<b>55</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>57</b>

## Lista de tablas

Tabla 3.1 Evolución anual de la potencia instalada de origen eólico en Tenerife .....	9
Tabla 3.2 Evolución anual de la potencia instalada de origen fotovoltaico en Tenerife .....	10
Tabla 4.1 Distribución de la potencia instalada según la fuente de energía primaria.....	15
Tabla 4.2 Distribución de la potencia bruta instalada de origen convencional .....	16
Tabla 4.3 Estructura de las centrales térmicas presentes en Tenerife .....	17
Tabla 4.4 Estructura de la instalación de cogeneración presente en Tenerife .....	17
Tabla 4.5 Características principales de los parques eólicos instalados en Tenerife.....	18
Tabla 4.6 Características principales de las instalaciones PV instaladas en Tenerife .....	18
Tabla 4.7 Reparto porcentual de la demanda de potencia eléctrica en Tenerife.....	19
Tabla 4.8 Características principales del conductor aéreo de 66 kV .....	20
Tabla 4.9 Características principales del conductor aéreo de 220 Kv.....	20
Tabla 4.10 Características principales del conductor subterráneo de 66 kV .....	21
Tabla 4.11 Unidades de transformación en el S.E.P de Tenerife en 2019 .....	22
Tabla 4.12 Escenarios de operación considerados para el análisis del sistema .....	23
Tabla 4.13 Potencia renovable instalada en Tenerife en 2019 .....	23
Tabla 4.14 Demanda y generación en el periodo de demanda máxima en Tenerife .....	25
Tabla 4.15 Demanda y generación en el periodo de demanda mínima en Tenerife.....	26
Tabla 4.16 Márgenes de tensión admisibles en el estado normal de funcionamiento del sistema .....	26
Tabla 4.17 Tensiones en los nudos de la red de transporte de Tenerife de 2019 en el periodo horario de demanda máxima .....	28
Tabla 4.18 Tensiones en los nudos de la red de transporte de Tenerife de 2019 en el periodo horario de demanda mínima.....	28
Tabla 4.19 Resultado del análisis de contingencias .....	31
Tabla 5.1 Estructura de la generación convencional en Tenerife en el sistema Ampliación 1 ...	35
Tabla 5.2 Estructura de la generación convencional en La Gomera en el sistema Ampliación ..	35
Tabla 5.3 Características principales de los parques eólicos instalados en Tenerife en el sistema Ampliación 1.....	36
Tabla 5.4 Características principales de los parques eólicos instalados en La Gomera en el sistema Ampliación 2 .....	37
Tabla 5.5 Características principales de las instalaciones PV en Tenerife en el sistema Ampliación 1.....	37

## LISTA DE TABLAS

Tabla 5.6 Características principales de las instalaciones PV en La Gomera en el sistema Ampliación 2.....	38
Tabla 5.7 Características principales de la central hidroeléctrica en Tenerife en el sistema Ampliación 1.....	38
Tabla 5.8 Características principales de la central hidroeléctrica en La Gomera en el sistema Ampliación 2.....	39
Tabla 5.9 Reparto porcentual de la demanda de potencia eléctrica en Tenerife en el sistema Ampliación 1.....	39
Tabla 5.10 Características principales del conductor submarino de 66 kV.....	40
Tabla 5.11 Potencia renovable instalada en Tenerife y La Gomera en los sistemas ampliados.	42
Tabla 5.12 Demanda y generación en el periodo de demanda máxima en Tenerife en el sistema Ampliación 1.....	43
Tabla 5.13 Demanda y generación en el periodo de demanda mínima en Tenerife en el sistema Ampliación 1.....	43
Tabla 5.14 Demanda y generación en el periodo de demanda máxima en Tenerife y La Gomera en el sistema Ampliación 2.....	44
Tabla 5.15 Demanda y generación en el periodo de demanda mínima en Tenerife y La Gomera en el sistema Ampliación 2.....	45
Tabla 5.16 Tensiones en los nudos de la red de transporte del sistema Ampliación 1 en Tenerife en el periodo horario de demanda máxima.....	46
Tabla 5.17 Tensiones en los nudos de la red de transporte del sistema Ampliación 1 en Tenerife en el periodo horario de demanda mínima .....	46
Tabla 5.18 Tensiones en los nudos de la red de transporte del sistema Ampliación 2 en Tenerife y La Gomera en el periodo horario de demanda máxima .....	49
Tabla 5.19 Tensiones en los nudos de la red de transporte del sistema Ampliación 2 en Tenerife y La Gomera en el periodo horario de demanda mínima .....	49



## Lista de figuras

Figura 2.1 Evolución anual de la potencia instalada en el S.E.P de Tenerife .....	8
Figura 2.2 Evolución anual de la potencia eléctrica instalada de origen renovable en Tenerife..	8
Figura 2.3 Evolución anual de la potencia instalada de origen eólico en Tenerife.....	9
Figura 2.4 Evolución anual de la potencia instalada de origen fotovoltaico en Tenerife .....	10
Figura 2.5 Evolución anual de la producción de energía eléctrica de origen renovable en Tenerife .....	11
Figura 3.1 Potencia instalada en Tenerife.....	14
Figura 3.2 Reparto de la potencia instalada en Tenerife .....	14
Figura 3.3 Cobertura de la demanda eléctrica por meses en 2019 en Tenerife .....	15
Figura 3.4 Potencia máxima demandada por meses en Tenerife durante 2019 .....	24
Figura 4.1 Sección del cable submarino empleado en la interconexión.....	41
Figura 5.1 Diagrama de tensiones de Tenerife en 2019 en el periodo de demanda máxima ....	29
Figura 5.2 Diagrama de tensiones de Tenerife en 2019 en el periodo de demanda mínima.....	29
Figura 5.3 Diagrama de tensiones del sistema Ampliación 1 en Tenerife en el periodo de demanda máxima.....	47
Figura 5.4 Diagrama de tensiones del sistema Ampliación 1 en Tenerife en el periodo de demanda mínima .....	47
Figura 5.5 Diagrama de tensiones del sistema Ampliación 2 en Tenerife y La Gomera en el periodo de demanda máxima .....	50
Figura 5.6 Diagrama de tensiones del sistema Ampliación 2 en Tenerife y La Gomera en el periodo de demanda mínima.....	50



### 1. Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia están evolucionando de forma notable desde hace ya unos cuantos años. Estos cambios están afectando a la totalidad del sistema, desde la generación hasta el consumo.

#### 1.1. Sistemas eléctricos de potencia tradicionales

En el siglo XIX comienza la electrificación del sistema. Se trata de una época en la que el carbón se convierte en el combustible fósil predominante como energía primaria. Se conoce como 'la era del carbón'.

A partir del siglo XX, comienza la 'era de los combustibles fósiles'. Aparecen nuevas fuentes de energía primaria, como el gas y el petróleo. Se desarrollan las centrales de carbón, las hidroeléctricas y las nucleares. Los sistemas eléctricos de potencia presentan una generación centralizada, es decir, las centrales eléctricas se consideran grandes puntos de generación eléctrica, y la energía se transmite a través de la red de transporte y distribución hasta los puntos de consumo. Este sistema presenta un flujo de potencia unidireccional, donde la potencia aportada por las turbinas satisface la potencia demandada por las cargas. En definitiva, la generación sigue al consumo.

#### 1.2. Necesidad de cambio

El objetivo de todo sistema eléctrico de potencia es asegurar el equilibrio entre la generación y la demanda. Los sistemas eléctricos de potencia tradicionales enfrentan este desafío mediante una generación programable en función de la previsión de la demanda y reservas de energía, como pueden ser las centrales hidráulicas de bombeo.

Las centrales de generación que se encargan de aportar la potencia demandada por las cargas se basan en combustibles fósiles y nucleares principalmente. Inicialmente, Europa focalizaba su interés en la competitividad y la seguridad de suministro de la red, lo que supone lograr unos precios competitivos y construir un sistema robusto y fuerte ante posibles incidentes. A partir del Protocolo de Kioto en 1997, y su entrada en vigor en 2005, Europa persigue un tercer objetivo clave en cuanto a los sistemas eléctricos de potencia: la sostenibilidad del sistema.

La necesidad de cambio viene dada por cuestiones medioambientales principalmente, además de la necesidad de nuevas fuentes de energía primaria, puesto que los combustibles fósiles no son inagotables. Europa ha marcado el objetivo de la descarbonización total en todos los sectores para 2050. Esto supone no utilizar combustibles fósiles. Para ello, se debe conseguir emisiones netas nulas de gases del efecto invernadero, y de la manera más eficiente en cuanto a costes. Los 3 objetivos clave que Europa persigue hoy en día son:

1. Sostenibilidad: mundo sostenible en recursos, los cuales estén repartidos de manera equitativa.
2. Competitividad: con el fin de tener una economía más sólida, el coste de la energía debe ser bajo.
3. Seguridad de suministro: dotar al sistema de robustez.

### 1.3. Influencia de las energías renovables

Es evidente que, para lograr el objetivo de descarbonizar el sistema, el aporte energético que producen las centrales convencionales debe ser cubierto por nuevas fuentes de energía. Es entonces cuando los sistemas de generación basados en energías renovables cogen una mayor relevancia, puesto que son los encargados de realizar ese aporte energético.

La RAE define las energías renovables como las energías cuyas fuentes se presentan en la naturaleza de modo continuo y prácticamente inagotable [1].

Las fuentes renovables principales hoy en día son el sol y el viento. En España, tanto la energía eólica como la energía solar fotovoltaica presentan un aporte considerable dentro del mix energético, en el cual sigue predominando la generación convencional, según los datos obtenidos por la APPA en 2019 [2].

Las energías renovables presentan la cualidad de disponer de una fuente natural prácticamente inagotable. Otro aspecto a tener en cuenta son las nulas emisiones netas de gases del efecto invernadero que producen, siendo un aspecto muy importante en cuanto a la búsqueda de la sostenibilidad del sistema y el cumplimiento de los objetivos propuestos.

Sin embargo, estas tecnologías importantes, los cuales suponen un gran reto. El primero se debe a la variabilidad del recurso renovable, el cual no puede ser controlado por el ser humano. A esto se le suma la presencia del recurso de forma discontinua, lo que implica disponer de grandes cantidades de reserva energética para poder cubrir la demanda en todo momento. El grado de gestionabilidad que ofrece una instalación renovable es inferior al de una central convencional ya que el recurso no se puede almacenar. Otro inconveniente de la sustitución de centrales convencionales por instalaciones renovables es el incremento de la electrónica de potencia en el sistema, lo que provoca una reducción de la inercia del sistema, es decir, una disminución de la energía almacenada de disposición inmediata. Esto provoca variaciones más grandes y rápidas de la frecuencia ante perturbaciones.

Esta situación puede llevar a:

- Un riesgo para el sistema eléctrico.
- Una oportunidad para otras tecnologías como el almacenamiento.

### 1.4. Los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad y en vista al futuro

Actualmente, los sistemas eléctricos de potencia se encuentran en un periodo de transición energética. Se ha comenzado a ver de manera masiva los efectos del calentamiento global y la sociedad se está concienciando de ello. Esto ha provocado el desarrollo de las energías renovables y la implantación de un sistema eléctrico de potencia distribuido, en el que la generación sigue a la carga, y el flujo de potencia es bidireccional. El control y gestión del sistema sea vuelto mucho más complejo.

Todavía existe una alta dependencia de la generación convencional no renovable, puesto que todavía no se han desarrollado del todo las tecnologías necesarias para ofrecer un sistema seguro, competitivo y robusto 100% renovable.

## INTRODUCCIÓN

Debido a la transición energética en la que se encuentran los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad, es necesario y de gran utilidad estudiar el comportamiento de estos sistemas ante un aumento de generación de origen renovable para poder equiparlos con los elementos necesarios para poder gestionar este aumento de generación renovable. Para poder llevar a cabo dichos estudios.

Esta necesidad de estudio crece para un sistema aislado o en isla, el cual es considerado como débil, debido a su reducido tamaño y aislamiento. Estas características provocan que el sistema sea más vulnerable ante incidencias, al carecer de inercia y del apoyo de los grandes sistemas continentales o interconectados.



## 2. Objetivos

El presente trabajo persigue los siguientes objetivos:

Caracterizar el sistema eléctrico de potencia de la isla de Tenerife, considerada como una red débil, mediante la búsqueda y recopilación de información. La dificultad mayor de este objetivo reside en la poca información publicada acerca de dicho sistema eléctrico.

Implementar dicho sistema eléctrico en el programa DIgSILENT PowerFactory. Para ello, se debe aprender a manejar el programa a un nivel básico.

Definir los escenarios de operación oportunos considerados como los periodos en los que el sistema eléctrico podría presentar una mayor vulnerabilidad ante cualquier perturbación.

Realizar un análisis del sistema implementado en régimen estacionario. El estudio consta de un análisis de flujos de potencias y un análisis de contingencias.

Describir las ampliaciones previstas en el sistema e implementarlos en DIgSILENT PowerFactory. Realizar el análisis estático de estos sistemas ampliados y comparar los resultados con los obtenidos para el sistema eléctrico inicial.





### 3. Evolución del sistema eléctrico de Tenerife

La dificultad de llevar a cabo la transición energética dentro de un sistema eléctrico de potencia a un sistema basado en energías renovables crece en sistemas débiles como son los correspondientes a islas. Por ello, disponer de un modelo adecuado de simulación para uno de estos sistemas débiles puede ser de gran ayuda a la hora de analizar los distintos fenómenos que pueden darse al incrementar el porcentaje de generación renovable.

En este trabajo se pretende describir y caracterizar el sistema eléctrico de la isla de Tenerife. Se considerará el sistema eléctrico de potencia de Tenerife en 2019, puesto que los últimos datos recopilados en el Anuario del sector eléctrico de Canarias [3] son de ese año.

#### 3.1. Historia del sistema eléctrico de Tenerife hasta 2019

A finales del siglo XIX, llegó al archipiélago canario la tecnología necesaria para llevar a cabo los primeros intentos de generar energía eléctrica. Las 2 islas que tuvieron un mayor desarrollo fueron La Palma y Tenerife. No fue hasta principios del siglo XX cuando se desarrolló la extensión y expansión del sistema eléctrico tinerfeño. Surgieron las primeras compañías eléctricas (UNELCO), que se consolidaron a comienzos de los años 30 [4]. Con la llegada de la Guerra Civil, el ritmo del desarrollo del sistema eléctrico se redujo considerablemente. Esta tónica se prolongó en el tiempo durante los años posteriores a la guerra, en el periodo histórico conocido como la autarquía. A partir de 1960, se reactivó la economía y el desarrollo del sistema continuó. En 1967 se inauguró la primera central térmica en Tenerife, en la localidad de Candelaria, la cual disponía inicialmente de 2 turbinas de vapor. El sistema ha ido evolucionando de manera paulatina hasta el día de hoy.

Gracias al Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019 [3], se puede estudiar la evolución del sistema eléctrico de potencia de Tenerife en los últimos años. El anuario, publicado en octubre del 2020, recoge información de los sistemas eléctricos canarios hasta el año 2019. Por ello, para obtener información relativa al sistema eléctrico en 2020 se debe esperar a octubre del 2021 para la publicación de dicho anuario.

#### 3.2. Evolución de la potencia instalada

El sistema eléctrico de la isla de Tenerife ha experimentado un crecimiento importante en las últimas 2 décadas. A continuación, se muestra la evolución anual de la potencia eléctrica bruta instalada en la isla:

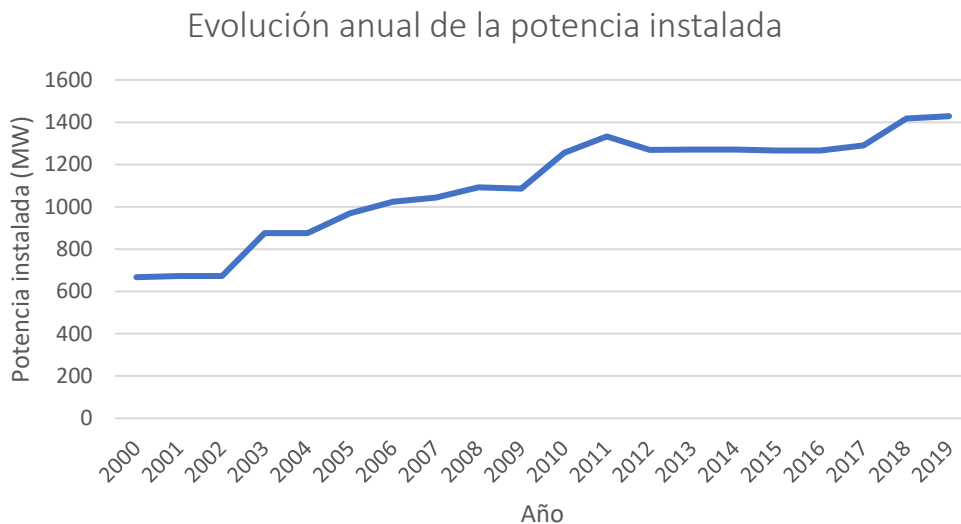


Figura 2.3.1 Evolución anual de la potencia instalada en el S.E.P de Tenerife

La potencia instalada en el sistema eléctrico tinerfeño a finales de 2019 es mayor al doble de potencia instalada a principios de siglo. Es un reflejo cuantitativo del importante desarrollo que ha experimentado.

La potencia instalada en centrales convencionales de generación apenas ha sufrido variaciones en los últimos años. Sin embargo, se ha apostado por las fuentes de energía renovables, con el objetivo principal de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y, por lo tanto, lograr un sistema eléctrico más sostenible y comprometido con el medio ambiente. A continuación, se muestra la evolución de la potencia instalada de origen renovable:

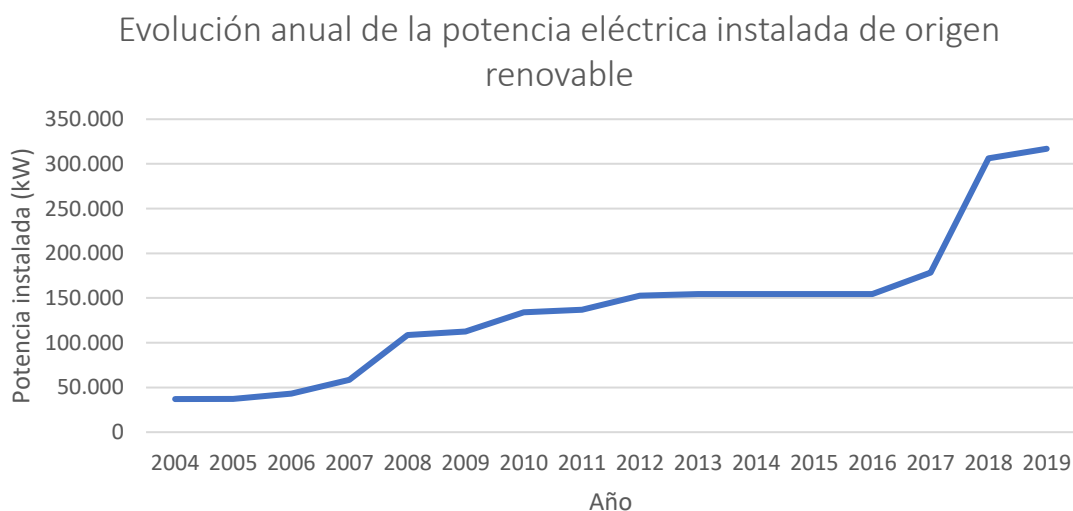


Figura 3.2 Evolución anual de la potencia eléctrica instalada de origen renovable en Tenerife

Las 2 instalaciones eléctricas de origen renovables que predominan en Tenerife son los parques eólicos y las plantas solares fotovoltaicas. Debido a la ubicación de la isla, se dispone de buen recurso solar y eólico.

La evolución de la potencia instalada de origen eólico es la siguiente:

Año	Potencia instalada (kW)	Año	Potencia instalada (kW)
1996	2.680	2008	36.680
1997	7.480	2009	36.680
1998	22.930	2010	36.680
1999	22.930	2011	36.680
2000	22.930	2012	36.680
2001	30.730	2013	36.680
2002	30.730	2014	36.680
2003	30.730	2015	36.680
2004	36.680	2016	36.680
2005	36.680	2017	60.180
2006	36.680	2018	186.645
2007	36.680	2019	195.645

Tabla 3.1 Evolución anual de la potencia instalada de origen eólico en Tenerife

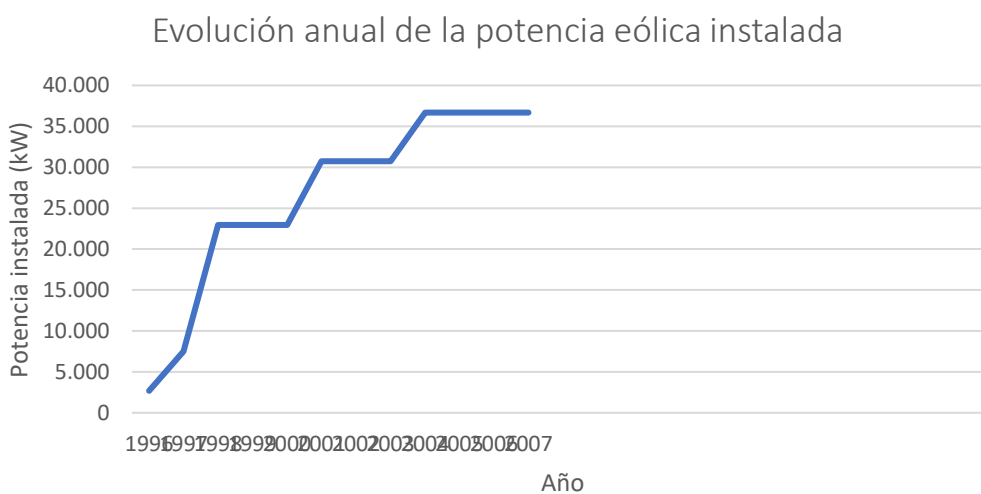


Figura 3.3 Evolución anual de la potencia instalada de origen eólico en Tenerife

Los primeros aerogeneradores instalados en la isla fueron en 1990. A lo largo de la década de los 90 se instalaron unos 22 MW de potencia eólica. Desde principios de siglo, la potencia eólica instalada apenas ha crecido, y no ha sido hasta 2017 cuando se han instalado parques eólicos de manera masiva alrededor de la isla, especialmente en la región sureste que engloba los municipios de Arico y Granadilla.

Las plantas solares fotovoltaicas en cambio se encuentran distribuidas alrededor de la isla. En cuanto a la evolución de la potencia instalada, ha sufrido el proceso a la eólica. Desde 2008 hasta 2013, se produjo un aumento de la potencia instalada cercano a los 50.000 kWp. No obstante, desde entonces apenas se ha instalado más potencia fotovoltaica.

<b>Año</b>	<b>Conectada a red (kWp)</b>	<b>Aislada de red (kWp)</b>	<b>Total (kWp)</b>
2008	69.950,44	146,01	70.096,45
2009	72.991,62	157,4	73.149,02
2010	94.413,89	159,11	94.573,00
2011	97.304,17	166,32	97.470,49
2012	113.101,42	179,08	113.280,50
2013	114.865,39	180,18	115.045,57
2014	114.896,07	180,18	115.076,25
2015	114.934,63	180,18	115.114,81
2016	114.968,63	180,18	115.148,81
2017	115.342,35	184,01	115.526,36
2018	116.848,38	212,35	117.060,73
2019	118.455,46	198,63	118.654,09

Tabla 3.2 Evolución anual de la potencia instalada de origen fotovoltaico en Tenerife

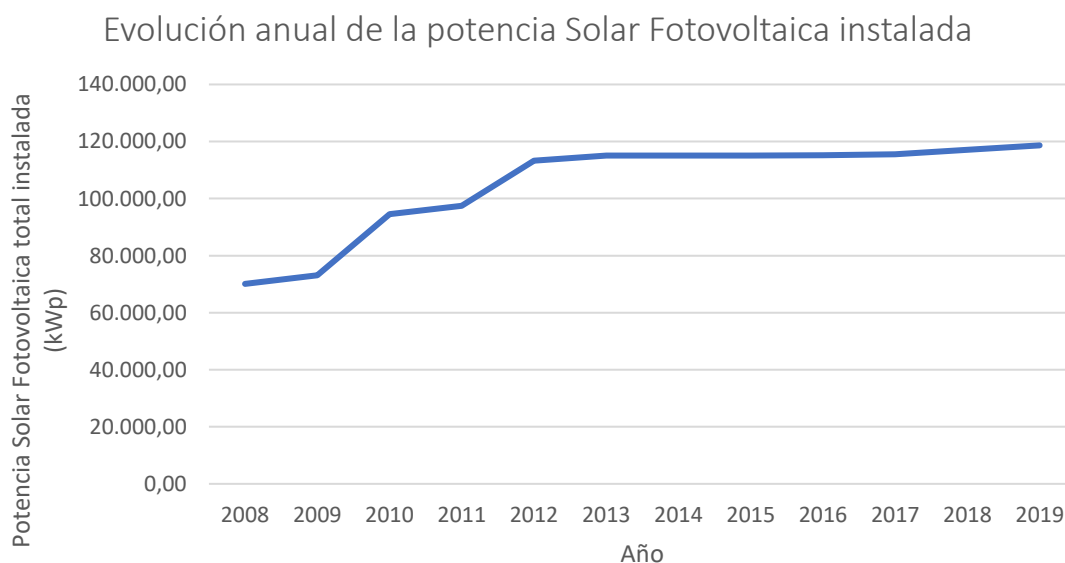


Figura 3.4 Evolución anual de la potencia instalada de origen fotovoltaico en Tenerife

### 3.3. Evolución de la producción de energía eléctrica

Hasta hace unos pocos años, prácticamente la totalidad de la energía eléctrica se generaba en centrales térmicas. Al introducir renovables en el sistema, la producción de energía eléctrica de origen convencional ha disminuido a la par que la producción renovable ha aumentado. La Figura 3.5 muestra dicha evolución en la producción renovable en los últimos 10 años:

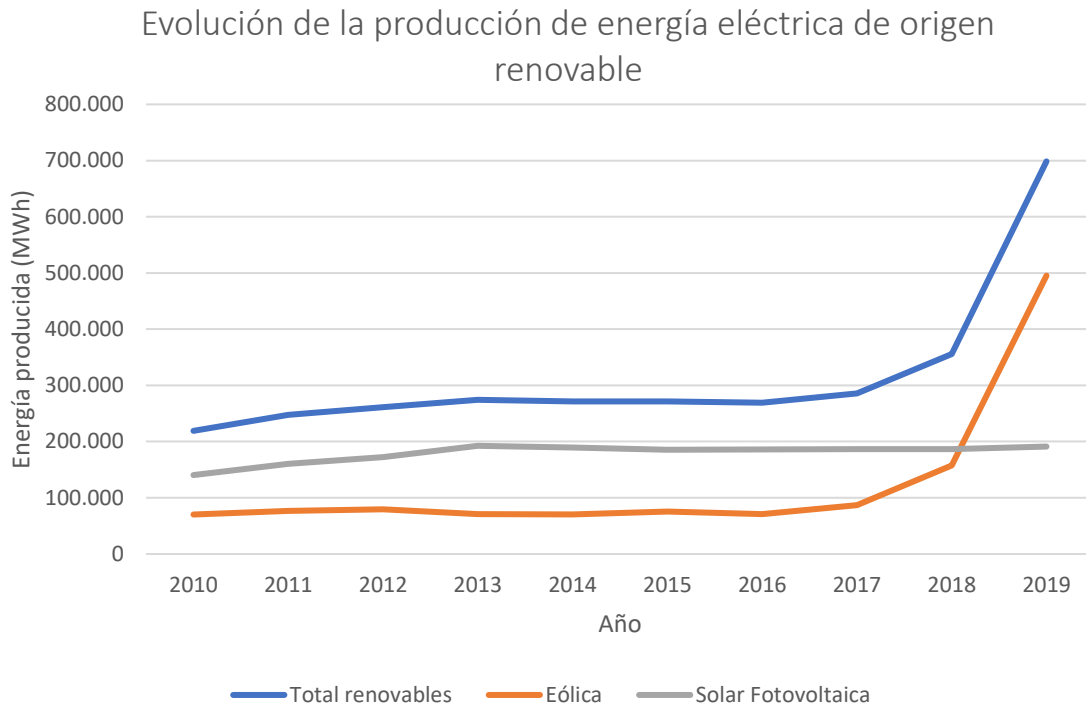


Figura 3.5 Evolución anual de la producción de energía eléctrica de origen renovable en Tenerife

La producción de energía eléctrica de origen renovable ha pasado por 3 etapas:

- 2010 – 2013: ligero incremento debido a la instalación de plantas fotovoltaicas.
- 2013 – 2017: estancamiento en la producción. No se producen apenas nuevas instalaciones renovables.
- 2017 – 2019: la producción renovable aumenta de manera considerable debido a la instalación y apertura de parques eólicos.
-



#### 4. El sistema eléctrico de potencia de Tenerife en 2019

Como se menciona en el apartado 3.1 se llevará a cabo la caracterización del sistema eléctrico de potencia de la isla de Tenerife en 2019. Se caracterizarán las instalaciones de generación y transporte. También se estimarán las demandas de potencia del sistema.

La Figura 4.1 muestra un mapa del sistema eléctrico de potencia de la isla de Tenerife en 2017, proporcionado por Red Eléctrica Española. No se encuentran publicados mapas más recientes, pero es útil para hacerse una idea global de la distribución de dicho sistema.

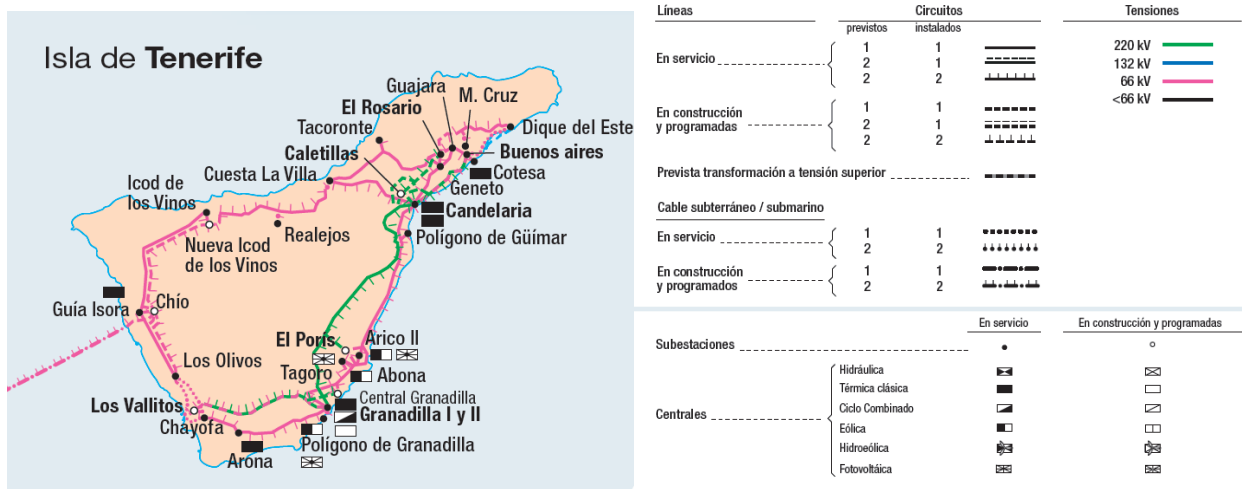


Figura 4.1 Mapa del sistema eléctrico de potencia de la isla de Tenerife en 2017

La red de transporte de la isla presenta una distribución en anillo. Esto es debido a la orografía presente, ya que en el centro de la isla se encuentra El Teide, volcán con una altitud oficial de 3718 metros sobre el nivel del mar.

La generación convencional se concentra principalmente en las dos grandes centrales convencionales, Candelaria y Granadilla I y II.

La costa sureste de la isla y la punta noroeste son considerados los mejores emplazamientos para la instalación de parques eólicos en la isla, debido al buen recurso eólico presente.

En cuanto a la generación fotovoltaica, la zona sur de la isla presenta las plantas fotovoltaicas de mayor potencia, aunque existen diversas plantas distribuidas a lo largo de la isla.

#### 4.1. Descripción del sistema eléctrico de Tenerife en 2019

A continuación, se realiza una descripción del sistema eléctrico presentado. Se desarrolla el reparto de la generación y la demanda eléctrica, así como la caracterización de los diferentes elementos que conforman el sistema (unidades generadoras, cargas, líneas de transporte, unidades de transformación y nudos).

##### 4.1.1. Generación eléctrica

A 31 de diciembre de 2019, la potencia eléctrica bruta instalada en la isla es de 1417,23 MW, como se ve en la Tabla 4.1. Un 78,43% corresponde a la potencia instalada en centrales de generación convencionales, principalmente centrales térmicas. El 21,57% restante corresponde a instalaciones renovables, donde predomina la eólica, seguida de la solar fotovoltaica.

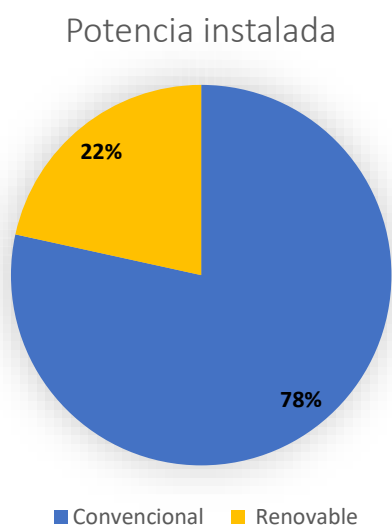


Figura 4.2 Potencia instalada en Tenerife

##### Distribución de la potencia instalada

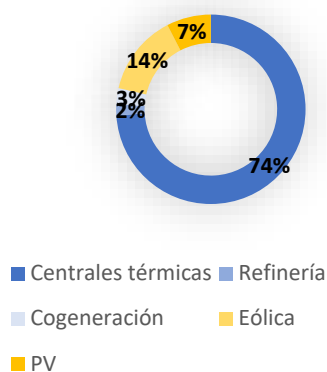


Figura 4.3 Reparto de la potencia instalada en Tenerife

En la Figura 4.3 no se ha considerado la potencia instalada de origen minihidráulico ni biogás, puesto que en comparación con el resto de tecnologías sus valores de potencia instalada son muy pequeños.

La Tabla 4.1 agrupa la potencia instalada según la fuente de energía primaria. La potencia instalada en los parques fotovoltaicos se considera a la salida de los inversores (MW).



Fuente de energía primaria		Potencia instalada (MW)
<b>Derivados del petróleo</b>	Centrales térmicas	1046,5
	Refinería	25,9
	Cogeneración	39,2
	<b>Total prod. derivados del petróleo:</b>	<b>1111,6</b>
<b>Fuentes renovables</b>	Eólica	195,65
	PV	107,16
	Minihidráulica	1,22
	Biogás	1,6
	<b>Total fuentes renovables:</b>	<b>305,63</b>
<b>TOTAL:</b>		<b>1417,23</b>

Tabla 4.1 Distribución de la potencia instalada según la fuente de energía primaria

La demanda de energía anual en 2019 ha sido de 3.546 GWh. Las renovables han contribuido al 18,8% de la cobertura de la demanda, mientras el 81,2% restante ha sido cubierto por la generación convencional. La Figura 4.4 muestra la cobertura de la demanda eléctrica por meses.

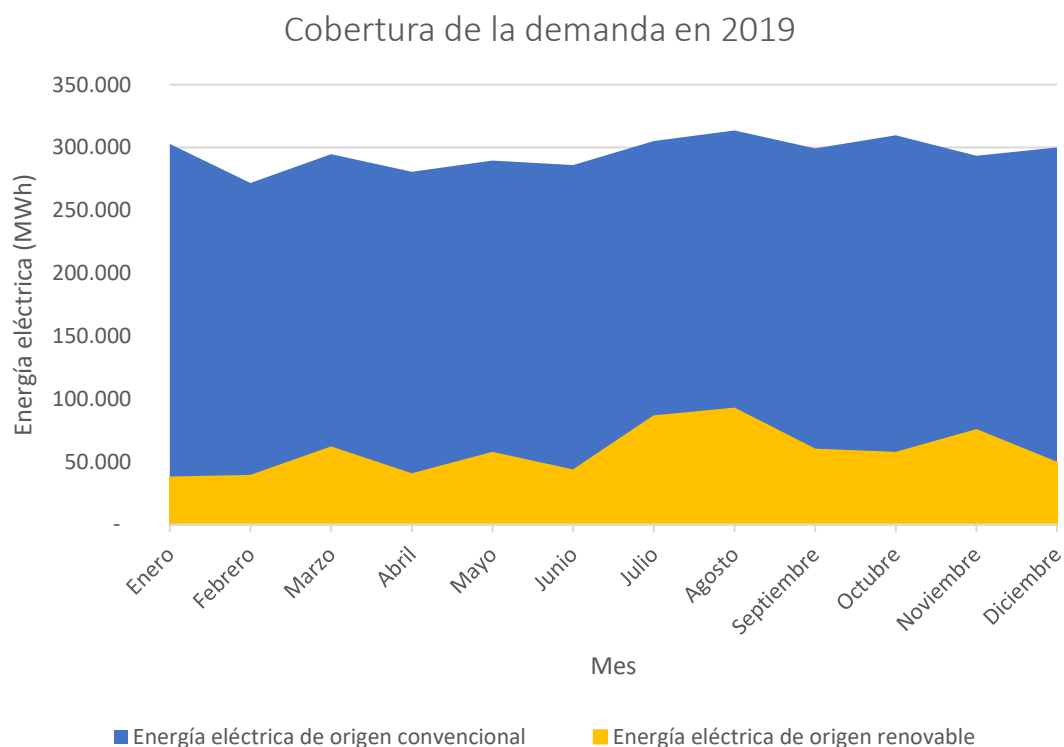


Figura 4.4 Cobertura de la demanda eléctrica por meses en 2019 en Tenerife

En julio y agosto las renovables cubrieron un 28,2% y 29,4% de la demanda eléctrica [3], siendo los meses en los que las renovables supusieron una mayor contribución en el mix energético.

4.1.1.1. *Generación convencional*

En Tenerife, las centrales eléctricas de generación convencional se dividen en centrales térmicas, un parque de refinería de petróleo y 2 unidades de cogeneración. Las tecnologías generadoras de potencia eléctrica empujadas son turbinas de gas y de vapor, grupos diésel y plantas de ciclo combinado. La Tabla 4.2 muestra la distribución de potencia bruta instalada de origen convencional en función de la tecnología empleada.

	<b>Tecnología</b>	<b>Potencia bruta instalada (MW)</b>
<b>Centrales térmicas</b>	Turbina Vapor	240
	Grupo Diésel	84
	Turbina Gas	265,7
	Ciclo Combinado	456,8
<b>Refinería</b>	Turbina Vapor	25,9
<b>Cogeneración</b>	Grupo Diésel	2,2
	Turbina Gas	37
	<b>TOTAL:</b>	<b>1111,6</b>

*Tabla 4.2 Distribución de la potencia bruta instalada de origen convencional*

Se tienen 4 centrales térmicas en activo. La central de Granadilla, con una mayor potencia instalada (693,34 MW netos). Se trata de una central térmica que contempla 2 ciclos combinados (Granadilla I y II).

La central de Candelaria, con una potencia de 179,47 MW, la cual contempla un ciclo combinado.

La central térmica de Arona, de 43,2 MW brutos, y la central térmica de Guía de Isora, de 43,1 MW brutos. Ambas emplean turbinas de gas.

En total la generación convencional cuenta con una potencia neta instalada de 995,11 MW. La estructura de la generación de estas instalaciones puede consultarse en la Tabla 4.3.

Centrales térmicas	Grupo	Nº	Pot. neta total (MW)	Potencia aparente (MVA)	F.P (cosφ)	Denominación
<b>Candelaria</b>	Turbina vapor	2	74,56	100	0,7456	V1
	Grupo Diésel	3	25,53	40	0,6383	D2
	Turbina gas 1	2	64,68	93,75	0,6899	G3
	Turbina gas 2	1	14,7	20	0,7350	G2
	<b>Total Candelaria:</b>	<b>8</b>	<b>179,47</b>	<b>253,75</b>	-	-
<b>Granadilla</b>	Turbina vapor 1	2	148,48	200	0,7424	V3
	Turbina vapor 2	1	68,7	93,75	0,7328	V4
	Turbina vapor 3	1	76,2	95,25	0,8000	V2
	Grupo Diésel	2	41,02	60	0,6837	D1
	Turbina gas 1	1	32,34	46,88	0,6898	G4
	Turbina gas 2	1	39,2	52,5	0,7467	G5
	Turbina gas 3	2	137,4	187,5	0,7328	G7
	Turbina gas 4	2	150	196	0,7653	G6
<b>Total Granadilla:</b>	<b>12</b>	<b>693,34</b>	<b>931,88</b>	-	-	
<b>Arona</b>	Turbina gas	2	43,2	60	0,7200	G8
<b>Guía Isora</b>	Turbina gas	1	43,1	60	0,7183	G9
<b>TOTAL:</b>		<b>23</b>	<b>959,11</b>	<b>1305,63</b>		

Tabla 4.3 Estructura de las centrales térmicas presentes en Tenerife

El parque de generación de refinería de petróleo cubrió un 0% de la demanda eléctrica en 2019 [3], por lo que no se considerará en la caracterización del sistema eléctrico.

Como unidades de cogeneración, se tendrá en consideración la instalación de Cotesa, con una potencia de 36 MW. No se tiene en cuenta la instalación de cogeneración Mare Nostrum Resort, formada por 2 grupos diésel, puesto que cubrió un 0% de la demanda eléctrica en 2019 [3].

Cogeneración	Grupo	Nº	Pot. neta total (MW)	Potencia aparente (MVA)	F.P (cosφ)	Denominación
<b>Cotesa</b>	Turbina gas	1	36	47,5	0,7579	G1
<b>TOTAL:</b>		<b>1</b>	<b>36</b>	<b>47,5</b>		

Tabla 4.4 Estructura de la instalación de cogeneración presente en Tenerife

#### 4.1.1.2. Generación eólica

La generación eólica que se encuentra instalada en 2019 en Tenerife es de 195,645 MW [3], repartida entre 19 parques eólicos. Al noreste de la isla se encuentra el P.E. Punta Teno, con una potencia nominal asignada de 1,8 MW. Los 18 parques restantes se ubican en la región suroeste de la isla. La Tabla 4.5 contiene las características principales de los parques eólicos instalados en Tenerife.

Parque	Fabricante	Nº	Potencia Aerg. (MW)	Potencia P.E. (MW)	Potencia aparente (MVA)	F.P (cosφ)	Nudo	Denominación
P.E. Arico Fases I y II	ENECRON	4	2,35	9,4	11,75	0,8	PP EE 1	E1
P.E. Chimiche II	GAMESA	7	2,625	18,375	22,96875	0,8	PP EE 1	E2
P.E. Arico Fases III y IV	ENECRON	4	2,35	9	11,25	0,8	PP EE 1	E3
P.E. Granadilla	MADE	8	0,6	4,8	6	0,8	ABONA	E4
P.E. Granadilla II	ENECRON	11	0,5	5,5	6,875	0,8	ABONA	E5
Aerogenerador MADE 150 ITER	MADE	1	0,15	0,15	0,1875	0,8	ITER	E6
Aerogenerador MADE 300 ITER	MADE	1	0,3	0,3	0,375	0,8	ITER	E7
	ECOTECNIA	1	0,15					
	VESTAS	1	0,2					
P.E. ITER General	ENECRON	1	0,3	1,68	2,1	0,8	ITER	E8
	ENECRON	2	0,5					
P.E. Areté	ENECRON	7	2,4	16,8	21	0,8	ITER	E9
P.E. La Roca	ENECRON	8	2,3	18,4	23	0,8	ITER	E10
P.E. Tagoro Risco Blanco	ENECRON	7	2,35	16,45	20,5625	0,8	TAGORO	E11
P.E. La Morra	ENECRON	3	2,35	7,05	8,8125	0,8	PE PORÍS 1	E12
	MADE	51	0,3	16,5	20,625	0,8	ARICO	E13
	MADE	2	0,6					
P.E. Llanos de la Esquina	GAMESA	7	0,85	5,95	7,438	0,8	ARICO	E14
P.E. Porís de Abona	ENECRON	7	3,2	19,6	24,500	0,8	PE PORÍS 2	E15
P.E. Bermejo	SUZLON	6	2,1	12,6	15,750	0,8	PP EE 2	E16
P.E. Vera de Abote	SUZLON	5	2,1	10,5	13,125	0,8	PP EE 2	E17
P.E. Icor	GAMESA	6	3,465	20,79	25,988	0,8	PP EE 2	E18
P.E. Punta Teno	MADE	6	0,3	1,8	2,250	0,8	TENO	E19
<b>TOTAL:</b>		<b>156</b>		<b>195,645</b>	<b>244,556</b>			

Tabla 4.5 Características principales de los parques eólicos instalados en Tenerife

Cada parque eólico se caracterizará como un único generador al que se le asigna la potencia correspondiente a dicho parque eólico.

#### 4.1.1.3. Generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica que se encuentra instalada en 2019 en Tenerife es de 107,16 MW, como se indica en la Tabla 4.1 Tabla 4.6, siendo una cantidad considerable para un sistema insular. Se han considerado 11 plantas fotovoltaicas, cada una asociada a un nudo del sistema eléctrico. El reparto de la potencia instalada se ha calculado de manera que sea proporcional al reparto estimado en [5]. Este reparto se muestra en la Tabla 4.6.

Nudo	Potencia Parque (kW)	Potencia aparente (kVA)	F.P (cosφ)	Denominación
Pol Granadilla	7210	9012,5	0,8	PV1
Abona	4920	6150	0,8	PV2
ITER	11860	14825	0,8	PV3
Tagoro	6960	8700	0,8	PV4
Arico	47460	59325	0,8	PV5
Pol Güimar	1670	2087,5	0,8	PV6
El Rosario	2950	3687,5	0,8	PV7
Tacoronte	3090	3862,5	0,8	PV8
Gúa Isora	10160	12700	0,8	PV10
Chayofa	5770	7212,5	0,8	PV11
Arona	5110	6387,5	0,8	PV12
<b>TOTAL:</b>	<b>107160</b>	<b>133950</b>		

Tabla 4.6 Características principales de las instalaciones PV instaladas en Tenerife

#### 4.1.1.4. Generación minihidráulica

En [3] se contemplan 2 centrales minihidráulicas. Vergara – La Guancha de 463 kW y Altos de Icod – El Reventón, de 757 kW. Se encuentran relativamente cerca, por lo que se considerará una única central minihidráulica, de 1,22 MW de potencia. La central se conectará al sistema eléctrico de potencia a través de la subestación de Icod.

#### 4.1.2. Demanda

La demanda de energía eléctrica de Tenerife en 2019 es de 3.546 GWh, como se comenta en el apartado 2.2. A partir del listado de subestaciones en activo en el sistema eléctrico de Tenerife, se ha repartido la demanda de electricidad en valor porcentual según [5]. La Tabla 4.7 recoge la demanda de potencia por subestación en el sistema eléctrico de Tenerife en el año 2019.

<b>Nudo</b>	<b>Potencia (%)</b>	<b>Nudo</b>	<b>Potencia (%)</b>	<b>Nudo</b>	<b>Potencia (%)</b>
Candelaria	1,68	Tacoronte	5,13	Chayofa	9,03
Pol Güímar	4,13	Cuesta La Villa	5,13	Arona	8,63
Geneto	3,63	Realejos	5,63	El Porís	0,93
El Rosario	3,63	Icod	2,13	Arico	0,93
Buenos Aires	8,63	Teno	2,03	Tagoro	0,83
Guajara	9,23	Guía Isora	4,63	Abona	0,83
Manuel Cruz	6,03	Los Olivos	9,23	Pol Granadilla	4,62
Dique del Este	3,33				

Tabla 4.7 Reparto porcentual de la demanda de potencia eléctrica en Tenerife

#### 4.1.3. Líneas eléctricas

El sistema eléctrico de potencia de la isla de Tenerife presenta 2 niveles de tensión; 66 kV y 220 kV. A la tensión de 66 kV se tienen líneas de transporte aéreas y subterráneas, mientras que para el nivel de tensión de 220 kV únicamente se tienen líneas aéreas. Se ha decidido caracterizar las líneas de transporte con 3 conductores diferentes, en función del nivel de tensión de la línea y de si la línea se aérea o subterránea.

##### 4.1.3.1. Conductor aéreo 66 kV

El conductor elegido para caracterizar las líneas aéreas de 66 kV es el conductor de aluminio con alma de acero galvanizado LA – 380 (GULL) [6], según la norma UNE 21026. El conductor en cuestión se ha seleccionado debido a que es el empleado en el circuito aéreo que comunica las subestaciones de Los Vallitos y Los Olivos [7]. Las características principales del conductor se muestran en la siguiente tabla:

<b>Denominación</b>	<b>LA - 380 (GULL)</b>
Sección de aluminio (mm <sup>2</sup> )	337,3
Sección de acero (mm <sup>2</sup> )	43,7
Sección total (mm <sup>2</sup> )	381
Composición	54 + 7
Diámetro hilos de aluminio (mm)	2,82
Diámetro hilos de acero (mm)	2,82
Diámetro total del cable (mm)	25,4
Resistencia eléctrica máxima a 20°C (Ω/km)	0,0857
Carga de rotura (kgf)	107,18
Peso propio del cable (kg/km)	1274,6

*Tabla 4.8 Características principales del conductor aéreo de 66 kV*

Los datos recogidos en la tabla han sido calculados bajo unas condiciones de temperatura ambiente de 25°C, temperatura del conductor de 80°C, velocidad del viento de 0,6 m/s, emisividad del conductor de 0,5 y radiación solar de 1000 W/m<sup>2</sup> a nivel del mar.

Se han calculado los parámetros de las líneas por unidad de longitud en base a las características del conductor. En función de la longitud de la línea, variarán los valores de los parámetros eléctricos. Los cálculos quedan recogidos en el Anexo A.

#### 4.1.3.2. Conductor aéreo 220 kV

Se ha escogido como conductor eléctrico para las líneas aéreas de 220 kV el conductor de aluminio con alma de acero galvanizado LA – 455 (CONDOR) [8]. Se ha seleccionado este conductor puesto que aparece descrito en un proyecto de Red Eléctrica de España sobre el impacto ambiental de las nuevas subestaciones y líneas de 220 Kv pendientes por construir en la isla [9]. Sus principales características se recogen en la siguiente tabla:

<b>Denominación</b>	<b>LA - 455 (CONDOR)</b>
Sección de aluminio (mm <sup>2</sup> )	402,3
Sección de acero (mm <sup>2</sup> )	52,2
Sección total (mm <sup>2</sup> )	454,5
Composición	54 + 7
Diámetro hilos de aluminio (mm)	3,08
Diámetro hilos de acero (mm)	3,08
Diámetro total del cable (mm)	27,7
Resistencia eléctrica máxima a 20°C (Ω/km)	0,0719
Carga de rotura (kgf)	12620
Peso propio del cable (kg/km)	1520

*Tabla 4.9 Características principales del conductor aéreo de 220 Kv*

Los datos recogidos en la tabla han sido calculados bajo unas condiciones de temperatura ambiente de 25°C, temperatura del conductor de 80°C, velocidad del viento de 0,6 m/s, emisividad del conductor de 0,5 y radiación solar de 1000 W/m<sup>2</sup> a nivel del mar.

Al igual que con las líneas aéreas de 66 kV, se han calculado los parámetros de las líneas por unidad de longitud en base a las características del conductor escogido. En función de la longitud de la línea, variarán los valores de los parámetros eléctricos. Los cálculos quedan recogidos en el Anexo A.

#### 4.1.3.3. Conductor subterráneo 66 kV

El sistema eléctrico de la isla de Tenerife cuenta con líneas subterráneas en su red de transporte, las cuales trabajan a un nivel de tensión nominal de 66 kV.

El conductor elegido para caracterizar las líneas subterráneas de 66 kV es el conductor Voltalene RHZ1-RA + 20L (S) 36/66 kV, 1x1000KAI [10]. Los datos técnicos principales, normalizados por las compañías del Grupo Endesa, se muestran en la siguiente tabla:

Denominación	Voltalene RHZ1-RA + 20L (S)
Tensión (kV)	36/66 (72,5)
Diámetro del conductor (mm)	38
Diámetro del aislamiento (mm)	60,5
Diámetro de la pantalla (mm)	65,2
Diámetro total del cable (mm)	73,9
Resistencia eléctrica máxima a 20°C (Ω/km)	0,0291
Capacidad (μF/km)	0,368
Peso propio del cable (kg/m)	7,2
Intensidad máxima admisible (A)	877,3

Tabla 4.10 Características principales del conductor subterráneo de 66 kV

Los datos técnicos se han calculado bajo las siguientes condiciones de la instalación: una terna de cables bajo tubos de 160 mm de diámetro al tresbolillo y en contacto, enterrados con centro a 1200 mm de profundidad. La temperatura del terreno es de 25°C y la resistividad térmica de 1K\*m/W.

Igualmente, los cálculos realizados para obtener los parámetros eléctricos de las líneas subterráneas quedan recogidos en el Anexo A.

#### 4.1.3.4. Red eléctrica de transporte

Una vez realizados los cálculos de los parámetros eléctricos de las líneas eléctricas, éstas quedan caracterizadas. En el anexo A se muestra un listado de las líneas eléctricas que conforman la red eléctrica de transporte de Tenerife. También se representan los valores de los parámetros eléctricos de cada una.

#### 4.1.4. Transformadores

La red de transporte de Tenerife cuenta con 9 unidades de transformación [3]. Son los encargados de conectar las redes de 220 kV y 66 kV. Los valores de  $V_{cc}$ ,  $Req$  y  $X_{eq}$  se han definido en función de la tensión nominal del primario y secundario y la potencia nominal del transformador [11].

Subestación	Tensión (kV)		Potencia (MVA)	Vcc (%)	Req (%)	Xeq (%)
	1ª	2ª				
Granadilla	220	66	125	15,3	0,32	15,25
Granadilla II	220	66	125	15,3	0,32	15,25
El Porís	220	66	125	15,3	0,32	15,25
El Porís	220	66	125	15,3	0,32	15,25
Abona	220	66	125	15,3	0,32	15,25
Abona	220	66	125	15,3	0,32	15,25
Candelaria	220	66	125	15,3	0,32	15,25
Candelaria	220	66	125	15,3	0,32	15,25
Candelaria	220	66	125	15,3	0,32	15,25

Tabla 4.11 Unidades de transformación en el S.E.P de Tenerife en 2019

#### 4.1.5. Nudos

El sistema eléctrico de potencia de Tenerife cuenta con 34 nudos. Las unidades generadoras se conectan al sistema a través de los nudos. Es necesario realizar una clasificación de los nudos del sistema.

Se ha considerado la turbina de vapor V3, caracterizada en la Tabla 4.3, como la máquina de referencia (slack). El generador V3, perteneciente a la central térmica de Granadilla, se conecta directamente al embarrado de 220 kV. Es necesario definir un generador como máquina de referencia del sistema para poder resolver el flujo de potencias. Además, debe ser un generador convencional, puesto que debe ser capaz de llevar a cabo el control de la tensión a su salida.

El resto de los generadores convencionales realizan un control de tensión. Por ello, los nudos a los que se conecten se consideran de tipo PV, donde la potencia activa y la tensión son conocidas en dichos puntos del sistema. En total se consideran 8 nudos PV.

Los 25 nudos restantes son nudos PQ, característicos de los parques eólicos, plantas fotovoltaicas o nudos de consumo. En ellos, las consignas de potencia activa y reactiva son conocidas, pero se desconoce su tensión. La generación eólica y fotovoltaica realizan un control del factor de potencia, cuya consigna varía en función de los escenarios de operación definidos en el apartado 4.2.1.



#### 4.2. Análisis estático del sistema eléctrico de potencia definido

Tras haber realizado la definición y caracterización del sistema eléctrico de potencia de Tenerife en 2019, se procede a su implementación en DigSILENT PowerFactory.

El programa de cálculo DigSILENT es una herramienta computarizada avanzada de diseño asistido en ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia comerciales, industriales y a gran escala. El software PowerFactory, perteneciente a la empresa DigSILENT, es una herramienta especializada en el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Está provista de varios módulos, entre los cuales se encuentran flujos de potencia, cortocircuitos y herramientas para el análisis de estabilidad de sistemas eléctricos.

Para llevar a cabo el análisis estático del sistema descrito será necesario definir unos escenarios de operación concretos en los que llevar a cabo dichos análisis.

##### 4.2.1. Escenarios de operación

Se pretende estudiar el comportamiento del sistema eléctrico de Tenerife en determinados periodos horarios. Estos periodos horarios son, de forma aproximada, aquellos en los que se produce la máxima y mínima demanda anual y en los que la generación renovable es máxima. Se entiende que, a lo largo de un año, es en estos periodos cuando el sistema eléctrico podría presentar una mayor vulnerabilidad ante cualquier perturbación.

<b>Escenarios de operación considerados</b>	
Periodo horario de demanda máxima con máxima generación renovable	Periodo horario de demanda mínima con máxima generación renovable

*Tabla 4.12 Escenarios de operación considerados para el análisis del sistema*

En el análisis energético ciertas condiciones han sido establecidas. La primera consiste en asegurar que el 90% de la energía anual producida por la generación renovable pueda ser inyectada al sistema. Otra condición es asegurar en cualquier periodo horario una generación convencional al menos del 30% [12].

La potencia renovable instalada considerada en el sistema eléctrico se recoge en la Tabla 4.13.

<b>Sistema eléctrico</b>	<b>Potencia eólica (MW)</b>	<b>Potencia fotovoltaica (MW)</b>	<b>Potencia minihidráulica (MW)</b>
Tenerife	195,65	107,16	1,22

*Tabla 4.13 Potencia renovable instalada en Tenerife en 2019*

Las potencias producidas por cada tipo de generación en cada uno de los periodos horarios analizados quedan indicadas en sus apartados correspondientes.

Para la asignación de generación a los grupos convencionales se ajusta el reparto de manera equitativa, en función de sus respectivas potencias nominales. Igualmente, el reparto de la potencia eólica y fotovoltaica total a generar entre las distintas instalaciones se realiza en función de la potencia nominal de cada instalación. No se tienen en cuenta aspectos económicos.

La tensión de consigna en los grupos de generación convencional se consideró 20 kV inicialmente, siendo ésta la tensión habitual asignada a estos grupos. No obstante, debido a un problema de exceso de nudos en el sistema eléctrico implementado en DigSILENT PowerFactory, se han suprimido los transformadores elevadores instalados a la salida de cada grupo de generación, ya que entre el grupo generador y el transformador era necesario definir un nudo a una cierta tensión. Finalmente, la tensión de consigna en los grupos de generación convencional es la del nudo de la red a la que se conectan directamente (66 kV o 220 kV).

Con los parques eólicos y plantas fotovoltaicas se ha llevado a cabo la misma solución para solventar el problema de exceso de nudos. Por ello, la tensión nominal a la salida de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas será de 66 kV.

#### 4.2.1.1. Demanda máxima

Este primer escenario de operación estudia el sistema eléctrico de Tenerife cuando la demanda eléctrica es máxima, con mucha generación de renovables.

Para definir el valor de la potencia neta máxima demandada, se observa la Figura 4., donde se muestra la potencia máxima demandada por meses durante 2019 [3].



Figura 4.4 Potencia máxima demandada por meses en Tenerife durante 2019

La punta de demanda registrada en 2019 en el sistema eléctrico de Tenerife fue de 576 MW, a fecha de 2 de octubre al mediodía. Teniendo en cuenta que en 2018 la punta de demanda fue superior [3], se considera una demanda máxima de 580 MW. Este valor coincide con el pico de demanda considerado en [13].

En el escenario de demanda máxima, se han considerado el siguiente reparto de generación eléctrica. La generación convencional supone el 53,79% de la generación total. La generación eólica representa el 29,31% de la demanda. La cobertura de la demanda por parte de la generación fotovoltaica es del 16,90%. En el periodo horario de demanda máxima la central minihidráulica se encuentra parada ya que no existe un excedente energético suficiente en la isla que permita el almacenamiento de energía a través de esta instalación. El reparto de la generación se muestra en la Tabla 4.14.

<b>Periodo de demanda máxima</b>	<b>Tenerife</b>
Demanda (MW)	580
Generación convencional (MW)	312
Generación minihidráulica (MW)	1
Generación eólica (MW)	170
Generación fotovoltaica (MW)	97

*Tabla 4.14 Demanda y generación en el periodo de demanda máxima en Tenerife*

La consigna de factor de potencia asignada a la generación eólica y fotovoltaica es de 0,9 capacitivo.

La asignación de potencia a la generación y el reparto de la demanda entre las diferentes cargas del sistema pueden ser consultadas en el Anexo B.

#### *4.2.1.2. Demanda mínima*

En este segundo escenario de operación, se estudia el sistema cuando la demanda eléctrica es mínima. Se estima la cobertura de la demanda con mucha generación renovable.

El valor de potencia neta mínima demandada, según [13], es de 360 MW. La generación convencional supone el 51,67% de la generación total. El 48,33% restante lo aporta la generación eólica donde los parques eólicos trabajan al 88,93% de su capacidad nominal. El periodo horario de mínima demanda ocurre por la noche, por lo que la generación fotovoltaica es inexistente. Además, la central minihidráulica se encuentra parada ya que no existe un excedente energético suficiente en la isla que permita el almacenamiento de energía a través de esta instalación. El reparto de la generación se muestra en la Tabla 4.15.

<b>Periodo de demanda mínima</b>	<b>Tenerife</b>
Demanda (MW)	360
Generación convencional (MW)	186
Generación minihidráulica (MW)	0
Generación eólica (MW)	174
Generación fotovoltaica (MW)	0

*Tabla 4.15 Demanda y generación en el periodo de demanda mínima en Tenerife*

La asignación de potencia a la generación y el reparto de la demanda entre las diferentes cargas del sistema pueden ser consultadas en el Anexo B.

#### 4.2.2. Metodología de evaluación

La evaluación técnica del sistema eléctrico de potencia de Tenerife, encontrándose en los periodos horarios definidos, se lleva a cabo a través del análisis en régimen estacionario. Este análisis consiste en la realización de un flujo de potencia del sistema, permitiendo determinar básicamente las tensiones y los niveles de carga de los elementos presentes.

En todos los nudos del sistema pertenecientes a la red de transporte se comprueba que los valores de tensión obtenidos se encuentran dentro de los intervalos exigidos para el funcionamiento normal del sistema eléctrico. Estos intervalos se pueden ver en la Tabla 4.16 [14].

<b>Nivel de tensión (kV)</b>	<b>Mínimo valor permitido (pu / kV)</b>	<b>Máximo valor permitido (pu / kV)</b>
220	0,95 / 210	1,11 / 245
66	0,94 / 62	1,09 / 72

*Tabla 4.16 Márgenes de tensión admisibles en el estado normal de funcionamiento del sistema*

También se comprueba los niveles de carga de los elementos presentes en el sistema (generadores, transformadores y líneas eléctricas). Los valores de carga obtenidos de cada elemento no deben superar sus correspondientes capacidades nominales [14].

Asimismo, se ha considerado de interés realizar el análisis de contingencias de los diferentes sistemas eléctricos caracterizados. Este análisis permite determinar el estado de seguridad con el que está trabajando el sistema.

#### 4.2.3. Resultados

Los resultados obtenidos tras llevar a cabo el análisis estático quedan recogidos en los apartados 4.2.3.1 y 4.2.3.2.

##### 4.2.3.1. Análisis del flujo de potencias

Los cálculos de los flujos de potencias se han realizado teniendo en cuenta una serie de consideraciones. Se ha seleccionado el flujo de cargas AC, equilibrado y en secuencia directa. Asimismo, se han considerado tanto los límites de potencia activa como los de potencia reactiva de los distintos elementos del sistema. No se han considerado los cambios automáticos de tomas en los transformadores. El control de potencia activa se llevará a cabo de acuerdo con los valores de consigna. Por último, el balance de la potencia del sistema se realizará por medio del generador de referencia del sistema (slack).

Los resultados obtenidos del análisis de los flujos de potencias en régimen estacionario para el sistema definido y escenarios de operación planteados en este trabajo se recogen a continuación.

Tras el análisis de flujos de potencias en el sistema eléctrico de potencia de la isla de Tenerife en 2019, se han obtenidos unos resultados aceptables tanto en el escenario de máxima demanda como en el de mínima.

El reparto de la potencia demanda entre las queda recogido en el Anexo B.

Los valores de tensión en todos los nudos de transporte se encuentran dentro de los márgenes establecidos. Los valores obtenidos se pueden consultar en la Tabla 4.17 y Tabla 4.18.

En el escenario de máxima demanda, la subestación Realejos presenta el menor nivel de tensión, siendo de 62,1637 kV (0,9419 pu). Este valor, pese a estar dentro de los márgenes definidos, está al límite de lo permitido puesto que la tensión mínima permitida es de 62 kV. En el escenario de mínima demanda se vuelve a encontrar el menor nivel de tensión en la subestación de Realejos, esta vez siendo de 62,7455 kV (0,9507).

En el escenario de máxima demanda el punto del sistema con mayor tensión (en pu) se encuentra en la subestación ITER, la cual agrupa la generación de 5 parques eólicos que se encuentran trabajando prácticamente al 80% de su capacidad nominal. La tensión obtenida en dicha subestación es de 68,7156 kV (1,0411 pu). Esta subestación también presenta la máxima tensión del sistema en el escenario de mínima demanda, siendo de 68,0421 kV (1,0310 pu).

Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)	Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)
Abona 220	220	220,84	Granadilla II 220	220	220,57
Abona 66	66	67,22	Guajara	66	63,27
Arico	66	68,11	Guía Isora	66	65,62
Arona	66	64,70	Icod	66	62,31
Buenos Aires 66	66	63,46	ITER	66	68,72
Candelaria 220	220	219,96	Los Olivos	66	64,03
Candelaria 66	66	65,28	Manuel Cruz	66	62,81
Chayofa	66	64,08	PE Porís 1	66	68,32
Cotesa	66	63,60	PE Porís 2	66	68,19
Cuesta la Villa	66	63,07	Pol Granadilla	66	67,18
Dique del Este	66	63,15	Pol Güimar	66	65,47
El Porís 220	220	220,84	PP EE 1	66	67,76
El Porís 66	66	67,87	PP EE 2	66	67,90
El Rosario 66	66	63,29	Realejos	66	62,16
Geneto	66	63,43	Tacoronte	66	62,50
Granadilla 220	220	220,00	Tagoro	66	68,20
Granadilla 66	66	66,21	Teno	66	63,47

Tabla 4.17 Tensiones en los nudos de la red de transporte de Tenerife de 2019 en el periodo horario de demanda máxima

Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)	Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)
Abona 220	220	220,61	Granadilla II 220	220	220,37
Abona 66	66	66,92	Guajara	66	64,03
Arico	66	67,57	Guía Isora	66	65,67
Arona	66	65,13	Icod	66	63,13
Buenos Aires 66	66	64,16	ITER	66	68,04
Candelaria 220	220	219,95	Los Olivos	66	64,79
Candelaria 66	66	65,27	Manuel Cruz	66	63,75
Chayofa	66	64,80	PE Porís 1	66	67,75
Cotesa	66	64,25	PE Porís 2	66	67,70
Cuesta la Villa	66	63,61	Pol Granadilla	66	66,88
Dique del Este	66	63,97	Pol Güimar	66	65,52
El Porís 220	220	220,68	PP EE 1	66	67,45
El Porís 66	66	67,38	PP EE 2	66	67,49
El Rosario 66	66	64,04	Realejos	66	62,75
Geneto	66	64,13	Tacoronte	66	63,23
Granadilla 220	220	220,00	Tagoro	66	67,63
Granadilla 66	66	66,15	Teno	66	64,13

Tabla 4.18 Tensiones en los nudos de la red de transporte de Tenerife de 2019 en el periodo horario de demanda mínima

La Figura 4.5 y Figura 4.6 muestran una visión general de los distintos valores de tensión obtenidos en ambos escenarios de operación. El color verde oscuro muestra unos niveles de tensión muy próximos a los valores nominales. El color verde claro – amarillo indica unos niveles de tensión superiores a los niveles nominales. El color azul corresponde a nudos del sistema que presentan una tensión inferior a su tensión nominal.

# EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE TENERIFE EN 2019

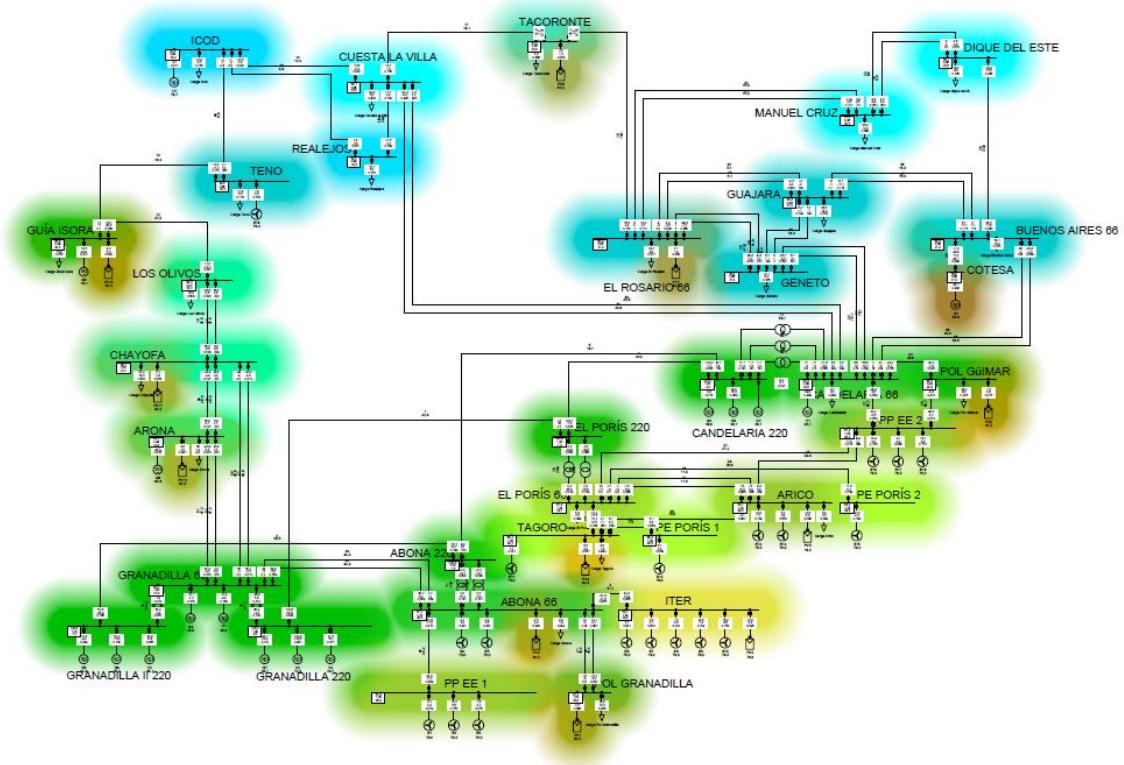


Figura 4.5 Diagrama de tensiones de Tenerife en 2019 en el periodo de demanda máxima

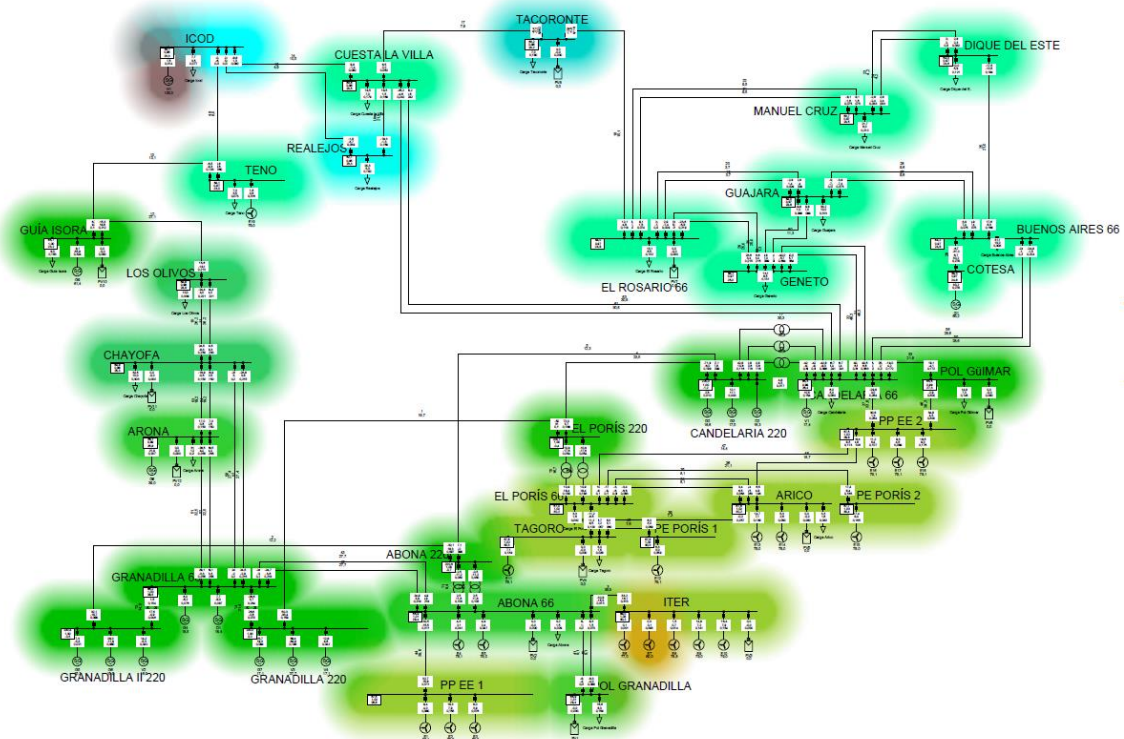


Figura 4.6 Diagrama de tensiones de Tenerife en 2019 en el periodo de demanda mínima



Se observa en ambos escenarios que las grandes centrales de generación convencional (Granadilla y Candelaria) mantienen unos niveles de tensión muy cercanos a los nominales. En la zona sur – sureste de la isla se encuentran las centrales convencionales y la gran mayoría de parques eólicos. Ambas tecnologías son las principales generadoras de energía eléctrica de la isla, lo que provoca un aumento de la tensión en esos nudos del sistema. Por el contrario, la zona norte y noroeste de la isla presenta una carencia de generación y una importante demanda. Esto provoca unas tensiones inferiores a las nominales en esas regiones.

En el diagrama de tensiones del escenario de máxima potencia, se observan todas las instalaciones fotovoltaicas de la isla de un color naranja. Esto se debe a que están trabajando por encima del 80% de su capacidad nominal (al 82,3%), porcentaje a partir del cual se avisa de que la instalación está acercándose a su capacidad nominal.

No se observan sobrecargas en ninguna línea ni transformador del sistema en ninguno de los 2 escenarios de operación. Pese a ello, el sistema diseñado está dimensionado de tal manera que resulta bastante justo para albergar las cantidades de potencia máxima demandadas y generadas. Teniendo en cuenta que año tras año la demanda eléctrica aumenta [3], se ve necesario realizar ampliaciones en la red eléctrica, con el objetivo de gestionar la potencia eléctrica sin problemas de saturación en los diferentes elementos del sistema. REE ha publicado un documento acerca de la planificación de la red de transporte de electricidad del archipiélago canario [15], en donde se recogen los proyectos que se llevarán a cabo en dichos sistemas eléctricos para solucionar los problemas comentados.

En Tenerife, se prevé la subida de tensión en varias líneas eléctricas de 66 kV a 220 kV, y la construcción y apertura de nuevas líneas y subestaciones, obteniendo de esa manera un sistema eléctrico más mallado y robusto.

#### *4.2.3.2. Análisis de contingencias*

El software PowerFactory permite llevar a cabo el análisis de contingencias del sistema con la finalidad de determinar el estado de seguridad con el que trabaja dicho sistema.

Posteriormente se realizará una comparación entre los resultados obtenidos en el sistema eléctrico de Tenerife en 2019.

Previo a la ejecución del análisis de contingencias se deben definir las contingencias que se van a considerar en el análisis. Se ha considerado de interés definir las contingencias de líneas y transformadores necesarias para llevar a cabo un análisis N-1. Esto significa que se va a analizar si el sistema trabaja dentro de límites ante un fallo de cada una de las líneas y transformadores de manera individual. Este criterio de seguridad es el más habitual, por ello se ha escogido como metodología de estudio.

Tras definir las contingencias, se ha ejecutado el análisis de contingencias para el sistema eléctrico de Tenerife en 2019, considerando el escenario de operación de máxima demanda. Se han fijado los siguientes límites a la hora de guardar los resultados:

- Cargas térmicas superiores al 100%
- Tensiones inferiores a 0,95 pu
- Tensiones superiores a 1,05 pu



Los informes proporcionados por el programa dan información acerca de si se han superado los límites impuestos en algún elemento del sistema. Los resultados del análisis de contingencias para este sistema y en el escenario de operación considerado se muestran en la Tabla 4.19, la cual representa las contingencias que provocan sobrecargas en ciertos elementos del sistema.

Elemento que sufre la sobrecarga	Nivel de carga (%)	Elemento que provoca la contingencia
1 circuito de la línea Candelaria 66 - Geneto	113,8	El otro circuito de la línea Candelaria 66 - Geneto
Transformador Granadilla 220 - Granadilla 66	134,8	Línea Granadilla 220 - El Porís 220
Línea PP EE 2 - Pol Güimar	83,7	Línea El Porís 220 - Candelaria 220
2 transformadores Candelaria 220 - Candelaria 66	81	El tercer transformador Candelaria 220 - Candelaria 66

*Tabla 4.19 Resultado del análisis de contingencias*

La línea aérea compuesta por un doble circuito que se sitúa entre las subestaciones de Candelaria 66 y Geneto es la línea que presenta una mayor carga en régimen estacionario (76,1%). En el caso de fallar uno de los dos circuitos que conforman la línea, el otro circuito se ve sometido a una sobrecarga del 113,8%.

En el caso de generar el fallo en la línea aérea de 220 kV que conecta las subestaciones El Porís 220 – Candelaria 220, gran parte de la potencia generada por la central de Granadilla y por los parques eólicos del sur de la isla no puede ser transportada por la red de 220 kV, por lo que se redistribuye por la red de 66 kV, provocando un nivel de carga en la línea PP EE 2 – Pol Güimar de 83,7%, siendo bastante elevado.

El transformador T4, instalado entre el parque de 220 kV de Granadilla y el parque de 66 kV de Granadilla, sufre una sobrecarga del 134,5% en el caso de producirse un fallo en la línea aérea de 220 kV que conecta Granadilla 220 con El Porís 220. Debido al fallo de esta línea, toda la potencia generada por los generadores conectados al nudo Granadilla 220 pasa por el transformador T4 para poder ser distribuida por la red de 66 kV. Este problema se solventaría con la instalación un segundo transformador en paralelo con T4, y así duplicar la cantidad de potencia capaz de evacuar a la red de 66 kV.

Por último, de las 3 unidades de transformación instaladas entre los parques de 220 kV y 66 kV de la subestación de Candelaria, cuando una de ellas se desconecta las otras 2 unidades restantes presentan un nivel de carga del 81%.

En resumen, el sistema eléctrico de Tenerife en 2019 no cumple el criterio de seguridad N-1. Los problemas de sobrecargas en los diferentes elementos del sistema se pueden solventar instalando nuevas líneas, reforzando las líneas existentes e instalando nuevas subestaciones, todo ello con el fin de lograr un sistema eléctrico más robusto y seguro.



## 5. Ampliaciones previstas en el sistema

Como se ha comentado en la introducción de este trabajo, las renovables están cobrando relevancia en los sistemas eléctricos de potencia. Centrándose en el sistema eléctrico de Tenerife, se ha visto en los últimos años un aumento de potencia instalada de origen renovable, principalmente eólica y solar fotovoltaica. Este crecimiento se espera seguir dando en los próximos años, hasta poder cumplir los objetivos marcados por Europa para 2050, mencionados también en la introducción. Además, los resultados obtenidos en los análisis de flujos de potencias y contingencias del sistema eléctrico de Tenerife en 2019 indican la necesidad de llevar a cabo actuaciones en el sistema eléctrico actual para conseguir un sistema más seguro, robusto e independiente de la generación convencional. Por ello, se ha decidido caracterizar un posible sistema eléctrico de potencia para la isla en un futuro.

El sistema eléctrico previsto parte del sistema caracterizado en 2019. El sistema resultante se considera el descrito en [5]. Este sistema fue definido en 2015 como el sistema de Tenerife para el año 2020, llevando a cabo un estudio de la integración de las renovables en el sistema. Comparando los datos del sistema real en 2019 con el descrito en [5] para 2020, se concluye que la integración tanto de parques eólicos como de plantas fotovoltaicas ha sido menor al esperado. Pese a ello, se considera una buena propuesta para el futuro y se espera llegar a alcanzar las cifras de generación renovable planteadas.

Esta ampliación será llamada ‘Ampliación 1’.

### 5.1. Interconexión Tenerife – La Gomera

Además de la ampliación del sistema eléctrico de potencia de Tenerife propuesto en [5], se va a considerar una segunda variación. En ella, el sistema eléctrico a considerar para la isla de Tenerife seguirá siendo el presentado en [5], pero con un matiz, puesto que se va a implementar una línea de interconexión entre Tenerife y la isla vecina, La Gomera. Esta segunda ampliación será llamada ‘Ampliación 2’.

Este enlace eléctrico que cuenta con una inversión aproximada de 103 millones de euros supone un proyecto estratégico que además de facilitar el apoyo entre las islas, creando un sistema más robusto, permite avanzar en la descarbonización del modelo energético canario. La interconexión contribuye a la reducción de la potencia térmica instalada y a la integración de renovables, favoreciendo así la reducción de las emisiones contaminantes.

La interconexión entre Tenerife y La Gomera se ha propuesto en corriente alterna (CA), siendo esta tipología la más adecuada según las características de los sistemas a interconectar y para la distancia del recorrido submarino entre las islas, siendo 30 km aproximadamente.

La interconexión está formada por un doble circuito trifásico a 66 kV. El cable seleccionado es un cable tripolar submarino [16], el cual ha sido diseñado exclusivamente para la interconexión Tenerife – La Gomera. Se trata de conductores de cobre, con asilamiento XLPE. La capacidad aproximada de cada uno de los circuitos es de 40 MVA, la cual es superior a la demanda eléctrica máxima de La Gomera.

Ambos circuitos en La Gomera se conectan a la subestación El Palmar, debido a que se trata del nudo más próximo a la isla de Tenerife. Además, resulta ser el punto más robusto del sistema eléctrico de potencia de La Gomera, el cual se caracteriza en el apartado 5.2.1. En

Tenerife, cada circuito se conecta a un nudo diferente consiguiendo de esta manera un mayor mallado y una mayor robustez en la interconexión. El primer circuito conecta con la subestación Los Guía de Isora, y presenta una longitud de 35 km aproximadamente. El segundo circuito conecta con la subestación Los Olivos, en cuyo caso la longitud aproximada del circuito será de 43 km. La profundidad máxima del enlace será de unos 1150 m.

El motivo de la elección de estas 2 subestaciones para realizar la interconexión se debe a que presentan las rutas más cortas entre ambos sistemas eléctricos de potencia.

### 5.2. Descripción de los sistemas eléctricos de potencia propuestos

A continuación, se realiza una descripción de los sistemas eléctricos propuestos; Ampliación 1 y Ampliación 2. Se desarrolla el reparto de la generación y la demanda eléctrica, así como la caracterización de los diferentes elementos que conforman el sistema (unidades generadoras, cargas, líneas de transporte, unidades de transformación y nudos).

#### 5.2.1. Generación eléctrica

El sistema eléctrico de potencia previsto para Tenerife cuenta con pequeñas variaciones en la generación convencional e importantes aumentos en la generación eólica y fotovoltaica en comparación con el sistema eléctrico de 2019.

A continuación, se desarrolla el reparto de la potencia instalada en los sistemas eléctricos de potencia Ampliación 1 y Ampliación 2.

##### 5.2.1.1. *Generación convencional Ampliación 1*

La generación convencional estimada en un futuro en Tenerife seguirá estando formada por las 2 centrales térmicas de Candelaria y Granadilla. La potencia instalada en ambas centrales se considera superior a la obtenida en el sistema de 2019. La central de Candelaria tendrá una potencia neta de 280,66 MW, la cual contempla un ciclo combinado. Por su parte, la central de Granadilla se eleva hasta los 695,84 MW, y cuenta con 2 ciclos combinados.

Las centrales térmicas de Arona y Guía de Isora no se han considerado en este sistema. Tampoco se tiene en cuenta la planta de refinería de petróleo.

En cuanto a la cogeneración, se contempla la instalación de Cotesa, con una potencia de 36 MW, igual que la considerada en el sistema de 2019.

La Tabla 5.1 muestra la estructura de la generación convencional, incluida la instalación de cogeneración mencionada.

Centrales térmicas	Grupo	Nº	Pot. neta total (MW)	Potencia aparente (MVA)	F.P (cosφ)	Denominación
<b>Candelaria</b>	Turbina vapor 1	2	74,56	100	0,7456	V1
	Turbina de vapor 2	2	68,7	93,75	0,7328	V5_
	Turbina gas 1	2	68,7	93,75	0,7328	G3
	Turbina gas 2	1	68,7	93,75	0,7328	G2_
	<b>Total Candelaria:</b>	<b>7</b>	<b>280,66</b>	<b>381,25</b>	-	-
<b>Granadilla</b>	Turbina vapor 1	2	148,48	200	0,7424	V3
	Turbina vapor 2	1	68,7	93,75	0,7328	V4
	Turbina vapor 3	1	78,7	98,38	0,8000	V2_
	Motor diésel	2	41,02	60	0,6837	D1
	Turbina gas 1	1	32,34	46,88	0,6898	G4
	Turbina gas 2	1	39,2	52,5	0,7467	G5
	Turbina gas 3	2	137,4	187,5	0,7328	G7
	Turbina gas 4	2	155	196	0,7908	G6
<b>Total Granadilla:</b>	<b>12</b>	<b>700,84</b>	<b>935,01</b>	-	-	
<b>Cogeneración</b>	<b>Grupo</b>	<b>Nº</b>	<b>Pot. neta total (MW)</b>	<b>Potencia aparente (MVA)</b>	<b>F.P (cosφ)</b>	<b>Denominación</b>
<b>Cotesa</b>	Turbina gas	1	36	47,5	0,7579	G1
<b>TOTAL:</b>		<b>20</b>	<b>1017,5</b>	<b>1363,76</b>		

Tabla 5.1 Estructura de la generación convencional en Tenerife en el sistema Ampliación 1

Comparando la Tabla 5.1 y la Tabla 4.3 se aprecian las diferencias en la generación convencional de ambos sistemas. Los cambios no son significativos. La potencia neta instalada total es de 1017,5 MW, 22,39 MW superior a la obtenida en 2019.

#### 5.2.1.2. Generación convencional Ampliación 2

El sistema eléctrico de potencia de la isla de Tenerife definido en esta segunda ampliación coincide con el propuesto en Ampliación 1. Por ello, la generación convencional de Ampliación 2 se puede consultar en el apartado 5.2.1.1.

La generación convencional estimada para la isla de La Gomera está conformada por 1 central convencional, El Palmar. La potencia neta total instalada que se estima es de 25,93 MW [5]. La central está conformada íntegramente por grupos de generación diésel. En Tabla 5.2 se recoge el reparto de la generación convencional en La Gomera.

Centrales térmicas	Grupo de generación	Nº	Pot. neta total (MW)	Potencia aparente (MVA)	F.P (cosφ)	Denominación
<b>El Palmar</b>	Diésel 3	1	1,4	2	0,7000	D3
	Diésel 4	1	1,4	2	0,7000	D4
	Diésel 5	1	1,84	2,8	0,6571	D5
	Diésel 6	1	1,84	2,8	0,6571	D6
	Diésel 7	1	2,51	3,56	0,7051	D7
	Diésel 8	1	2,51	3,56	0,7051	D8
	Diésel 9	1	3,1	4,38	0,7078	D9
	Diésel 10	1	3,1	4,38	0,7078	D10
	Diésel 11	1	3,1	4,38	0,7078	D11
	Diésel 12	1	3,1	4,38	0,7078	D12
	Diésel Móvil 1	1	1,06	1,83	0,5792	DM1
	Diésel Móvil 2	1	0,97	1,27	0,7638	DM2
<b>TOTAL:</b>		<b>12</b>	<b>25,93</b>	<b>37,34</b>		

Tabla 5.2 Estructura de la generación convencional en La Gomera en el sistema Ampliación

5.2.1.3. Generación eólica Ampliación 1

La generación eólica que se espera que se encuentre instalada en un futuro es de 402,25 MW [5]. El aumento en potencia respecto al sistema de 2019 es considerable, siendo superior al doble de la considerada inicialmente. El número de parques eólicos instalados también a crecido, pasando de 19 a 32 parques. 2 de ellos se ubican en el municipio de Teno, al noroeste de la isla. Los otros 30 parques se distribuyen por la zona sur – suroeste, donde se dispone de buen recurso eólico.

La información principal relativa a los parques eólicos propuestos para esta variación del sistema eléctrico de potencia de Tenerife se recoge en la Tabla 5.3.

Parque	Potencia P.E. (MW)	Potencia aparente (MVA)	F.P (cos $\phi$ )	Nudo	Denominación
P.E. Punta Teno	1,8	2,25	0,8	TENO	E1_
P.E. 18	4,6	5,75	0,8	TENO	E2_
P.E. 11	13,8	17,25	0,8	PP EE 2	E3_
P.E. 12	11,5	14,375	0,8	PP EE 2	E4_
P.E. 13	13,8	17,25	0,8	PP EE 2	E5_
P.E. 14	13,8	17,25	0,8	PP EE 2	E6_
P.E. Llanos de la Esquina	5,95	7,4375	0,8	ARICO	E7_
P.E. Finca de Mogán	26	32,5	0,8	ARICO	E8_
P.E. 9	13,8	17,25	0,8	PE PORÍS 2	E9_
P.E. 10	11,5	14,375	0,8	PE PORÍS 2	E10_
P.E. Porís de Abona 2	19,6	24,5	0,8	PE PORÍS 2	E11_
P.E. 5	11,5	14,375	0,8	TAGORO	E12_
P.E. 6	13,8	17,25	0,8	TAGORO	E13_
P.E. 8	13,8	17,25	0,8	TAGORO	E14_
P.E. 7	7,2	9	0,8	PE PORÍS 1	E15_
P.E. Porís de Abona	18,4	23	0,8	PE PORÍS 1	E16_
P.E. La Morra	6,3	7,875	0,8	PE PORÍS 1	E17_
P.E. 1	11,5	14,375	0,8	ABONA	E18_
P.E. 2	13,8	17,25	0,8	ABONA	E19_
P.E. Granadilla	16,1	20,125	0,8	ABONA	E20_
P.E. Aulagas	13,8	17,25	0,8	PP EE 1	E21_
P.E. El Rincón	18,4	23	0,8	PP EE 1	E22_
P.E. Arico	18,4	23	0,8	PP EE 1	E23_
P.E. Chimiche II	18,4	23	0,8	PP EE 1	E24_
P.E. Punta Gomeros	5,4	6,75	0,8	PP EE 1	E25_
P.E. 3	9,2	11,5	0,8	PP EE 1	E26_
P.E. 4	11,5	14,375	0,8	PP EE 1	E27_
P.E. Areté	18,4	23	0,8	ITER	E28_
P.E. La Roca	18,4	23	0,8	ITER	E29_
P.E. ITER 1	2,3	2,875	0,8	ITER	E30_
P.E. ITER 2	11,5	14,375	0,8	ITER	E31_
P.E. ITER 3	8	10	0,8	ITER	E32_
<b>TOTAL:</b>	<b>402,25</b>	<b>502,8125</b>			

Tabla 5.3 Características principales de los parques eólicos instalados en Tenerife en el sistema Ampliación 1

5.2.1.4. *Generación eólica Ampliación 2*

La generación eólica tinerfeña considerada en Ampliación 2 corresponde con la estimada en Ampliación 1, por lo que puede ser consultada en el apartado 4.2.3.

En el sistema eléctrico de potencia de la Gomera, la potencia eólica prevista es de 8,56 MW [5]. A fecha de 2019, La Gomera cuenta con 360 kW de potencia eólica instalada [3], por lo que se estima una alta integración eólica en los años venideros, en concreto 4 parques eólicos.

La Tabla 5.4 recoge la información principal acerca de los parques eólicos previstos en el sistema eléctrico de La Gomera.

Parque	Potencia P.E. (MW)	Potencia aparente (MVA)	F.P (cos $\phi$ )	Nudo	Denominación
P.E. Ayamosna Este	1,8	2,25	0,8	EL PALMAR	E33_
P.E. El Revolcadero	1,8	2,25	0,8	EL PALMAR	E34_
P.E. 3	4,6	5,75	0,8	EL PALMAR	E35_
P.E. Epina	0,36	0,45	0,8	ALAJERÓ	E36_
<b>TOTAL:</b>	<b>8,56</b>	<b>10,7</b>			

Tabla 5.4 Características principales de los parques eólicos instalados en La Gomera en el sistema Ampliación 2

5.2.1.5. *Generación fotovoltaica Ampliación 1*

La generación fotovoltaica estimada es de 218,5 MW [5], considerada a la salida de los inversores. En 2019, la generación fotovoltaica obtenida era de 107,16 MW, por lo que el sistema propuesto estima una potencia superior al doble de la instalada en 2019. Se consideran las mismas 12 plantas fotovoltaicas que en 2019, pero aumentando la potencia de cada una de manera proporcional hasta alcanzar la generación estimada. La distribución de la potencia instalada para este nuevo sistema se muestra en la Tabla 5.5.

Nudo	Potencia Parque (kW)	Potencia aparente (kVA)	F.P (cos $\phi$ )	Denominación
Pol Granadilla	13300	16625	0,8	PV1_
Abona	9060	11325	0,8	PV2_
ITER	21830	27287,5	0,8	PV3_
Tagoro	12860	16075	0,8	PV4_
Arico	108410	135512,5	0,8	PV5_
Pol Güimar	3070	3837,5	0,8	PV6_
El Rosario	5450	6812,5	0,8	PV7_
Tacoronte	720	900	0,8	PV8_
Cruz Chica	4980	6225	0,8	PV9_
Gúa Isora	18750	23437,5	0,8	PV10_
Chayofa	10650	13312,5	0,8	PV11_
Arona	9420	11775	0,8	PV12_
<b>TOTAL:</b>	<b>218500</b>	<b>273125</b>		

Tabla 5.5 Características principales de las instalaciones PV en Tenerife en el sistema Ampliación 1

5.2.1.6. *Generación fotovoltaica Ampliación 2*

La Generación fotovoltaica del sistema eléctrico de la isla de Tenerife en esta segunda ampliación coincide con la estimada en Ampliación 1, descrita en el apartado 5.2.1.5.

En La Gomera, se estima una potencia fotovoltaica instalada conectada a red de 0,05 MW [5]. Esta potencia se distribuye entre las subestaciones El Palmar, con 0,03 MW y Alajeró, con 0,02 MW. La Tabla 5.6 muestra la distribución de la generación fotovoltaica en La Gomera.

Nudo	Potencia Parque (kW)	Potencia aparente (kVA)	F.P (cos $\phi$ )	Denominación
El Palmar	30	37,5	0,8	PV13_
Alajeró	20	25	0,8	PV14_
<b>TOTAL:</b>	<b>50</b>	<b>62,5</b>		

Tabla 5.6 Características principales de las instalaciones PV en La Gomera en el sistema Ampliación 2

5.2.1.7. *Generación hidroeléctrica Ampliación 1*

En [5] se contempla la existencia de generación hidroeléctrica para un futuro cercano en Tenerife. Se trata de una central hidroeléctrica de tipo reversible que presenta una potencia total de 135 MW. Está constituida por 3 grupos de 45 MW cada uno [17]. La central estaría ubicada en el municipio de El Rosario, al noreste de la isla. Su conexión al sistema eléctrico se hace directamente a través del nudo de la subestación El Rosario, a 220 kV.

La central minihidráulica considerada en 2019 no se tendrá en cuenta en esta variación, pues su potencia era de 1,22 MW, muy inferior a la estimada para la central hidroeléctrica reversible.

La Tabla 5.7 muestra la generación hidroeléctrica del sistema en cuestión.

Nudo	Potencia Central (MW)	Potencia aparente (MVA)	F.P (cos $\phi$ )	Denominación
El Rosario	45	56,25	0,8	H2
El Rosario	45	56,25	0,8	H3
El Rosario	45	56,25	0,8	H4
<b>TOTAL:</b>	<b>135</b>	<b>168,75</b>		

Tabla 5.7 Características principales de la central hidroeléctrica en Tenerife en el sistema Ampliación 1

5.2.1.8. *Generación hidroeléctrica Ampliación 2*

La generación hidroeléctrica en Tenerife considerada en esta segunda ampliación coincide con la estimada en Ampliación 1, descrita en el apartado 5.2.1.7.

El sistema eléctrico de potencia de La Gomera prevé la instalación de una central hidroeléctrica reversible de 15 MW, de acuerdo con [17]. Esta central está formada por 3 grupos de 5 MW cada uno. Se considera que la central se conecta al sistema eléctrico de potencia directamente a través de la subestación Alajeró, a una tensión de 66 kV.

A fecha de 2019, no se cuenta con la central operativa, por lo que la generación hidroeléctrica en La Gomera es nula.

Las características principales de la central considerada se recogen en la Tabla 5.8.



Nudo	Potencia Central (MW)	Potencia aparente (MVA)	F.P (cos $\phi$ )	Denominación
Alajeró	5	6,667	0,75	H5
Alajeró	5	6,667	0,75	H6
Alajeró	5	6,667	0,75	H7
<b>TOTAL:</b>	<b>15</b>	<b>20</b>		

Tabla 5.8 Características principales de la central hidroeléctrica en La Gomera en el sistema Ampliación 2

### 5.2.2. Demanda

Se realiza una estimación de la demanda energética para las 2 ampliaciones propuestas.

#### 5.2.2.1. Demanda Ampliación 1

La demanda de energía eléctrica de la isla de Tenerife prevista para un futuro se estima en 4062 GWh aproximadamente [5]. La distribución de la demanda de potencia entre las distintas subestaciones del sistema se ha realizado atendiendo a la propuesta en [5], representada en la Tabla 5.9.

Nudo	Potencia (%)	Nudo	Potencia (%)	Nudo	Potencia (%)
Candelaria	0,6	Tacoronte	4,5	Los Vallitos	3
Caletillas	0,3	La Matanza	5	Chayofa	5,4
Pol Güímar	3,5	Cuesta La Villa	4,5	Arona II	4
Geneto	3	Realejos	2,5	Arona	4
El Rosario	3	Nueva Icod	1	San Isidro	2,5
Buenos Aires	8	Icod	1	El Porís	1,2
Guajara	8,6	Teno	1,4	Arico	1,2
San Telmo	1,5	Chío	2	Tagoro	1
Manuel Cruz	5,4	Guía Isora	2	Abona	1
Dique del Este	2,7	Adeje	5	Pol Granadilla	3,9
Curz Chica	3,7	Los Olivos	3,6		

Tabla 5.9 Reparto porcentual de la demanda de potencia eléctrica en Tenerife en el sistema Ampliación 1

Estos valores porcentuales de demanda de potencia por subestación se mantendrán constantes independientemente del valor de demanda.

#### 5.2.2.2. Demanda Ampliación 2

La Ampliación 2 consta de 2 sistemas eléctricos de potencia. Para el relativo a Tenerife se considera la misma distribución porcentual de la demanda que para el sistema propuesto en Ampliación 1, definido en el apartado 5.2.2.1.

La demanda de potencia eléctrica de que se espera para la isla de La Gomera en un futuro es de 91,1 MW [5]. El sistema eléctrico de la gomera únicamente consta de 2 subestaciones, y se reparte la demanda de la isla a partes iguales.

### 5.2.3. Líneas eléctricas

El sistema eléctrico de potencia propuesto de la isla de Tenerife presenta los mismos 2 niveles de tensión que el sistema de 2019; 66 kV y 220 kV. A la tensión de 66 kV se tienen líneas de transporte aéreas y subterráneas, mientras que para el nivel de tensión de 220 kV únicamente se tienen líneas aéreas. Para caracterizar las líneas de transporte de Tenerife se han escogido los mismos 3 conductores que para la red de 2019, en función del nivel de tensión de la línea y de si la línea se aérea o subterránea. La información específica de cada conductor puede consultarse en el apartado 4.1.3.

La red de transporte de la isla La Gomera está constituida por 2 subestaciones, las cuales se conectar a través de una línea de doble circuito aérea de 66 kV. Para caracterizar dicha línea se empleará el conductor aéreo escogido para las líneas aéreas de 66 kV de Tenerife, descrito en el apartado 4.1.3.1.

En el sistema Ampliación 2, al tener en cuenta la interconexión submarina entre ambas islas, es necesario escoger un cable submarino para definir dicha línea.

#### 5.2.3.1. Conductor para la interconexión Tenerife – La Gomera

Se ha escogido un cable tripolar submarino, diseñado para trabajar a una profundidad máxima de 1200 m, en CA a 66 kV [16]. Los conductores son de cobre y se cuenta con aislamiento XLPE.

Sus principales características se recogen en la siguiente tabla:

Denominación	Tripolar submarino 120 m, 66 kV, CA
Tensión (kV)	66
Diámetro del conductor (mm)	18,2
Diámetro del aislamiento (mm)	44,2
Diámetro de la cubierta (mm)	50,2
Diámetro total del cable (mm)	129
Resistencia eléctrica máxima a 20°C ( $\Omega$ /km)	0,1066
Inductancia (mH/km)	2,189
Capacidad ( $\mu$ F/km)	0,1492
Intensidad máxima admisible (A)	396

Tabla 5.10 Características principales del conductor submarino de 66 kV

Se considera una temperatura admisible en régimen estacionario para el aislamiento de 90°C, una conductividad térmica del terreno de 0,5 W/(m\*K) y una temperatura del aire de 35°C.

La Figura 5.1 muestra la sección del cable en cuestión, donde se identifican los conductores, un cable óptico, los aislamientos y las armaduras.

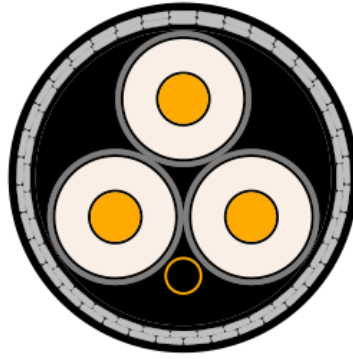


Figura 5.1 Sección del cable submarino empleado en la interconexión

Para obtener los parámetros eléctricos de la línea que conforma la interconexión Tenerife – La Gomera no ha sido necesario realizar cálculos, puesto que en [16] se han realizado dichos cálculos para las condiciones de operación seleccionadas.

### 5.2.3.2. Red eléctrica de transporte

Tras realizar el cálculo de los parámetros de las líneas por unidad de longitud, las líneas quedan caracterizadas en función de la longitud de cada una. En el anexo A se muestra un listado de las líneas eléctricas que conforman la red eléctrica de transporte de Tenerife y La Gomera, incluyendo la línea de interconexión entre ambos sistemas. También se representan los valores de los parámetros eléctricos de cada una.

### 5.2.4. Transformadores

La red de transporte de Tenerife cuenta con 20 unidades de transformación, 11 más que la red de 2019. Teniendo en cuenta que las unidades transformadoras existentes en 2019 son de 125 MVA, 220/66 kV, se consideran las mismas características para los 12 nuevos transformadores. El valor de  $V_{cc}$ ,  $X_{eq}$  y  $R_{eq}$  de cada transformador se puede consultar en la Tabla 4.11, en el apartado 4.1.4.

La red de transporte de La Gomera no contempla ningún transformador ya que únicamente se tiene un nivel de tensión, 66 kV.

### 5.2.5. Nudos

El sistema eléctrico de potencia de Tenerife propuesto cuenta con 48 nudos. Las unidades generadoras se conectan al sistema a través de los nudos. Es necesario realizar una clasificación de los nudos del sistema.

Al igual que para el sistema eléctrico de 2019, se ha considerado la turbina de vapor V3, caracterizada en la Tabla 5.1, como la máquina de referencia (slack). El generador V3, perteneciente a la central térmica de Granadilla, se conecta directamente al embarrado de 220 kV.

El resto de los generadores convencionales realizan un control de tensión. Por ello, los nudos a los que se conecten se consideran de tipo PV, donde la potencia activa y la tensión son conocidas en dichos puntos del sistema. En total se consideran 6 nudos PV.

Los 41 nudos restantes son nudos PQ, característicos de los parques eólicos, plantas fotovoltaicas o nudos de consumo. En ellos, las consignas de potencia activa y reactiva son conocidas, pero se desconoce su tensión. La generación eólica y fotovoltaica realizan un control del factor de potencia, cuya consigna varía en función de los escenarios de operación definidos en el apartado 5.3.1.

El sistema eléctrico de potencia de La Gomera cuenta con 2 nudos, los cuales serán nudos PQ.

En total se consideran 50 nudos. Este es el límite de nudos que DigSILENT PowerFactory permite en un sistema. Para ajustarse al máximo permitido, se han hecho modificaciones del sistema propuesto en [5], como juntar las subestaciones de Ballester y Manuel Cruz (Manuel Cruz), Guajara y Laguna (Guajara), o Arico y Arico ACYR (Arico).

### 5.3. Análisis estático de los sistemas eléctricos de potencia propuestos

Tras haber realizado la definición y caracterización de los sistemas eléctricos de potencia propuestos, se procede a realizar sus respectivos análisis estáticos. Para ello será necesario definir unos escenarios de operación concretos en los que llevar a cabo dichos análisis.

#### 5.3.1. Escenarios de operación

Se plantean 2 escenarios de operación para los 2 sistemas ampliados. Corresponden con los periodos horarios en los que se produce el pico y el valle de demanda eléctrica, con una gran generación renovable, igual que se consideraban para el sistema eléctrico en 2019.

La potencia renovable instalada en los sistemas propuestos se muestra en la Tabla 5.11.

Sistema eléctrico	Potencia eólica (MW)	Potencia fotovoltaica (MW)	Potencia hidroeléctrica (MW)
Tenerife	402,25	218,5	135
La Gomera	8,56	0,05	15

Tabla 5.11 Potencia renovable instalada en Tenerife y La Gomera en los sistemas ampliados

##### 5.3.1.1. Demanda máxima Ampliación 1

En este escenario se estudia el sistema Ampliación 1 cuando la demanda eléctrica es máxima. Se estima su cobertura con mucha generación renovable.

El valor de la punta de demanda se estima en 657 MW [5]. La generación convencional aporta un 36,03% de la generación total. La eólica es la tecnología que más potencia aporta, cubriendo un 38,42% de la demanda. El periodo horario en el que se da la demanda máxima del sistema Ampliación 1 es al mediodía, por lo que la generación fotovoltaica aporta un 25,55% de la potencia total generada.

La central hidroeléctrica reversible presente en Tenerife se encuentra en modo bombeo, consumiendo 51 MW.

El reparto de la generación se muestra en la Tabla 5.12.

<b>Periodo de demanda máxima</b>	<b>Tenerife</b>
Demanda (MW)	657
Generación convencional (MW)	255
Generación hidráulica (MW)	-51
Generación eólica (MW)	272
Generación fotovoltaica (MW)	181

*Tabla 5.12 Demanda y generación en el periodo de demanda máxima en Tenerife en el sistema Ampliación 1*

La asignación de potencia a la generación y el reparto de la demanda entre las diferentes cargas del sistema pueden ser consultadas en el Anexo B.

#### 5.3.1.2. Demanda mínima Ampliación 1

Este segundo escenario analiza el sistema Ampliación 1 cuando la demanda eléctrica es mínima. Se estima una importante aportación de renovables.

La mínima demanda estimada es de 487 MW [5]. La generación convencional cubre el 47,84% de ésta. Por otro lado, la generación eólica genera el 52,16% restante. El periodo horario coincidente con el valle de demanda en la isla se da por la noche, por lo que la generación fotovoltaica es nula.

La central hidroeléctrica se encuentra en modo bombeo, con un consumo de 46 MW.

El reparto de la generación se muestra en la Tabla 5.13.

<b>Periodo de demanda mínima</b>	<b>Tenerife</b>
Demanda (MW)	487
Generación convencional (MW)	255
Generación hidráulica (MW)	-46
Generación eólica (MW)	278
Generación fotovoltaica (MW)	0

*Tabla 5.13 Demanda y generación en el periodo de demanda mínima en Tenerife en el sistema Ampliación 1*

La asignación de potencia a la generación y el reparto de la demanda entre las diferentes cargas del sistema pueden ser consultadas en el Anexo B.

5.3.1.3. *Demanda máxima Ampliación 2*

A partir del sistema definido como Ampliación 2 se analiza el periodo horario correspondiente con la máxima demanda eléctrica con un gran aporte de renovables. Se tendrá en cuenta la potencia exportada por el sistema eléctrico de Tenerife al sistema eléctrico de La Gomera a través de la interconexión.

La potencia máxima demandada en la isla de Tenerife se considera la misma que en la Ampliación 1, la cual era de 657 MW.

La demanda máxima considerada en La Gomera es de 15 MW [5]. Con el objetivo de integrar las renovables a la red, se va a tratar cubrir la totalidad de la demanda de La Gomera con generación renovable. Por ello, la generación convencional en esta isla será inexistente. La generación eólica aporta 6,95 MW, mientras que la fotovoltaica 0,05 MW, haciendo una suma de 7 MW. Los 8 MW necesarios para cubrir la demanda se generan en Tenerife, por lo que son importados al sistema eléctrico de La Gomera. Para lograrlo, tanto la generación eólica como la fotovoltaica de Tenerife generan 4 MW más que en el apartado 5.3.1.1, donde no se consideraba la interconexión con La Gomera.

Los repartos de la generación en ambos sistemas se muestran en la Tabla 5.14.

<b>Periodo de demanda máxima</b>	<b>Tenerife</b>	<b>La Gomera</b>
Demanda (MW)	657	15
Generación convencional (MW)	255	0
Generación hidráulica (MW)	-51	0
Generación eólica (MW)	276	6,95
Generación fotovoltaica (MW)	185	0,05
Importaciones (MW)	0	8
Exportaciones (MW)	8	0

Tabla 5.14 *Demanda y generación en el periodo de demanda máxima en Tenerife y La Gomera en el sistema Ampliación 2*

La asignación de potencia a la generación y el reparto de la demanda entre las diferentes cargas del sistema pueden ser consultadas en el Anexo B.

5.3.1.4. *Demanda mínima Ampliación 2*

Se analiza el periodo horario en el cual se produce el valle de demanda de potencia en el sistema Ampliación 2.

La potencia mínima demandada en la isla de Tenerife se considera la misma que en la Ampliación 1, la cual era de 487 MW.

En La Gomera se tiene una demanda mínima de 11 MW. Igual que en el escenario en el que se analizaba la demanda máxima de La Gomera, se trata de cubrir toda la demanda con generación renovable. Teniendo en cuenta que la demanda mínima de potencia ocurre por la noche, la generación renovable corresponde a la generación eólica, siendo de 7 MW. Los otros 4 MW necesarios para cubrir la demanda de La Gomera son generados por el sistema eléctrico

de Tenerife, en el cual la generación eólica genera 4 MW más que en el apartado 5.3.1.2 donde no se consideraba la interconexión con La Gomera.

Los repartos de la generación en ambos sistemas se muestran en la Tabla 5.15.

<b>Periodo de demanda mínima</b>	<b>Tenerife</b>	<b>La Gomera</b>
Demanda (MW)	487	11
Generación convencional (MW)	255	0
Generación hidráulica (MW)	-46	0
Generación eólica (MW)	282	7
Generación fotovoltaica (MW)	0	0
Importaciones (MW)	0	4
Exportaciones (MW)	4	0

*Tabla 5.15 Demanda y generación en el periodo de demanda mínima en Tenerife y La Gomera en el sistema Ampliación 2*

La asignación de potencia a la generación y el reparto de la demanda entre las diferentes cargas del sistema pueden ser consultadas en el Anexo B.

### 5.3.2. Resultados

El estudio de los sistemas eléctricos de potencia propuestos (Ampliación 1 y Ampliación 2) se lleva a cabo de manera análoga al estudio realizado al sistema eléctrico de Tenerife en 2019, descrito en el apartado 4.2.

La metodología de evaluación a emplear se encuentra desarrollada en el apartado 4.2.2.

#### 5.3.2.1. Análisis de flujo de potencias del sistema Ampliación 1

El sistema eléctrico de potencia de Tenerife en 2019 presenta algunas limitaciones, como se ha comentado en el apartado 4.2.3. Con el objetivo de mejorar la fiabilidad del sistema, garantizar el suministro eléctrico y favorecer la integración de energías renovables en el sistema, se ha diseñado esta primera ampliación del sistema eléctrico de potencia de Tenerife.

Los resultados obtenidos del análisis de flujos de potencias son aceptables para ambos escenarios de operación.

El reparto de la potencia demanda entre las cargas queda recogido en el Anexo B.

Los valores de tensión en todos los nudos de transporte se encuentran dentro de los márgenes establecidos. Los valores obtenidos se pueden consultar en la Tabla 5.16 y Tabla 5.17.

El escenario de máxima demanda muestra su tensión más baja en la subestación Icod, al noreste de la isla, siendo de 62,4781 kV (0,9468 pu). Esta misma subestación presenta el mínimo valor de tensión para el escenario de mínima demanda, pero en este caso es de 63,2462 kV (0,9583 pu).

## AMPLIACIONES PREVISTAS EN EL SISTEMA

En cuanto al máximo valor de tensión, en el escenario de máxima demanda la subestación PE Porís 1 presenta una tensión de 69,198 kV (1,0498 pu). En el escenario de mínima demanda vuelve a ser la misma subestación la que muestra la mayor tensión del sistema, siendo de 68,9024 kV (1,0440 pu). La subestación PE Porís 1 inyecta a la red de transporte la generación de 7 parques eólicos ubicados en el sur de la isla.

Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)	Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)
Abona 220	220	220,69	Granadilla II 220	220	220,21
Abona 66	66	67,46	Guajara	66	64,89
Adeje	66	62,78	Guía Isora	66	62,84
Arico	66	68,46	Icod	66	62,47
Arona	66	63,81	ITER	66	69,10
Arona II	66	63,41	La Matanza 220	220	218,93
Buenos Aires 220	220	218,88	La Matanza 66	66	63,94
Buenos Aires 66	66	65,03	Los Olivos	66	63,70
Caletillas	220	219,59	Los Vallitos 220	220	218,28
Candelaria 220	220	219,71	Los Vallitos 66	66	63,90
Candelaria 66	66	65,92	Manuel Cruz	66	64,38
Chayofa	66	63,84	Nueva Icod	66	62,49
Chío	66	62,86	PE Porís 1	66	69,15
Cotesa	66	65,17	PE Porís 2	66	68,67
Cruz Chica	66	64,06	Pol Granadilla	66	67,42
Cuesta la Villa	66	63,73	Pol Güimar	66	66,04
Dique del Este	66	64,77	PP EE 1	66	68,48
El Porís 220	220	221,29	PP EE 2	66	68,23
El Porís 66	66	68,14	Realejos	66	62,51
El Rosario 220	220	219,58	San Isidro	66	64,52
El Rosario 66	66	64,91	San Telmo	66	64,98
Geneto	66	64,96	Tacoronte	66	63,55
Granadilla 220	220	220,00	Tagoro	66	68,75
Granadilla 66	66	66,05	Teno	66	62,56

Tabla 5.16 Tensiones en los nudos de la red de transporte del sistema Ampliación 1 en Tenerife en el periodo horario de demanda máxima

Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)	Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)
Abona 220	220	220,70	Granadilla II 220	220	220,24
Abona 66	66	67,32	Guajara	66	65,26
Adeje	66	63,37	Guía Isora	66	63,32
Arico	66	68,24	Icod	66	63,24
Arona	66	64,17	ITER	66	68,67
Arona II	66	63,89	La Matanza 220	220	219,37
Buenos Aires 220	220	219,35	La Matanza 66	66	64,51
Buenos Aires 66	66	65,40	Los Olivos	66	64,11
Caletillas	220	219,80	Los Vallitos 220	220	218,63
Candelaria 220	220	219,87	Los Vallitos 66	66	64,28
Candelaria 66	66	65,98	Manuel Cruz	66	64,88
Chayofa	66	64,22	Nueva Icod	66	63,26
Chío	66	63,38	PE Porís 1	66	68,90
Cotesa	66	65,54	PE Porís 2	66	68,52
Cruz Chica	66	64,54	Pol Granadilla	66	67,27
Cuesta la Villa	66	64,35	Pol Güimar	66	66,13
Dique del Este	66	65,20	PP EE 1	66	68,37
El Porís 220	220	221,31	PP EE 2	66	68,10
El Porís 66	66	67,97	Realejos	66	63,33
El Rosario 220	220	219,76	San Isidro	66	64,82
El Rosario 66	66	65,26	San Telmo	66	65,37
Geneto	66	65,29	Tacoronte	66	64,24
Granadilla 220	220	220,00	Tagoro	66	68,49
Granadilla 66	66	66,05	Teno	66	63,27

Tabla 5.17 Tensiones en los nudos de la red de transporte del sistema Ampliación 1 en Tenerife en el periodo horario de demanda mínima



## AMPLIACIONES PREVISTAS EN EL SISTEMA

La Figura 5.2 y Figura 5.3 muestran los diferentes niveles de tensión alrededor del sistema eléctrico tinerfeño para los escenarios de máxima y mínima demanda. La leyenda de colores corresponde a la descrita en el apartado 4.2.3.1.

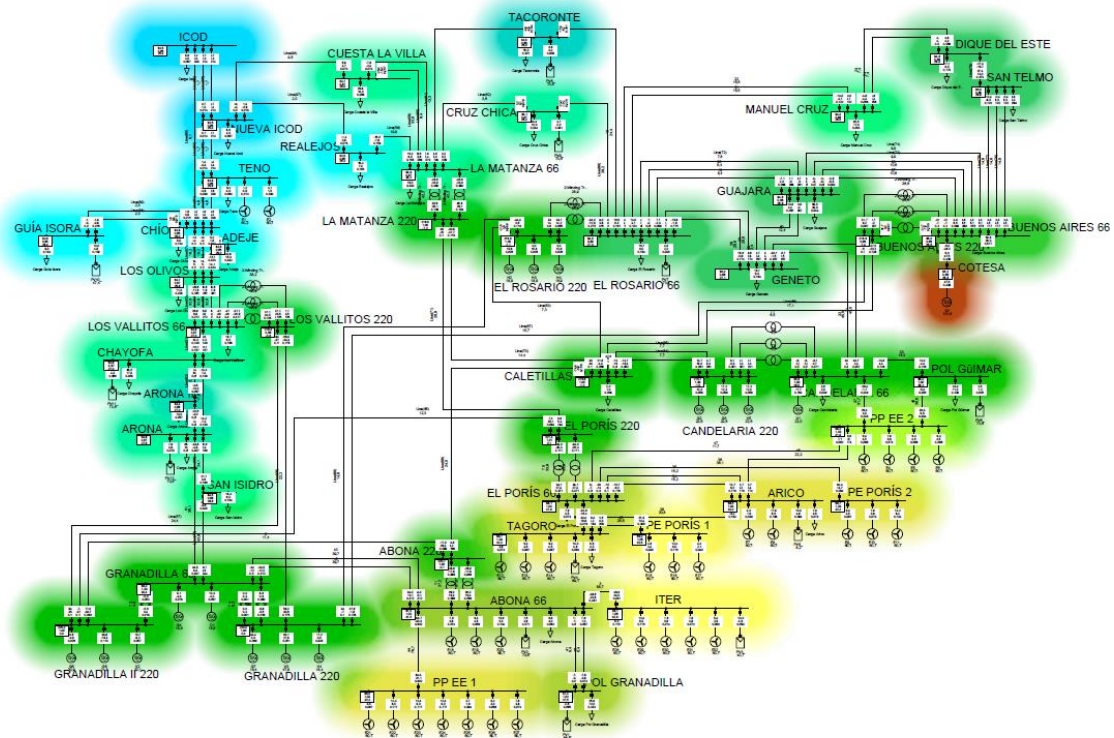


Figura 5.2 Diagrama de tensiones del sistema Ampliación 1 en Tenerife en el periodo de demanda máxima

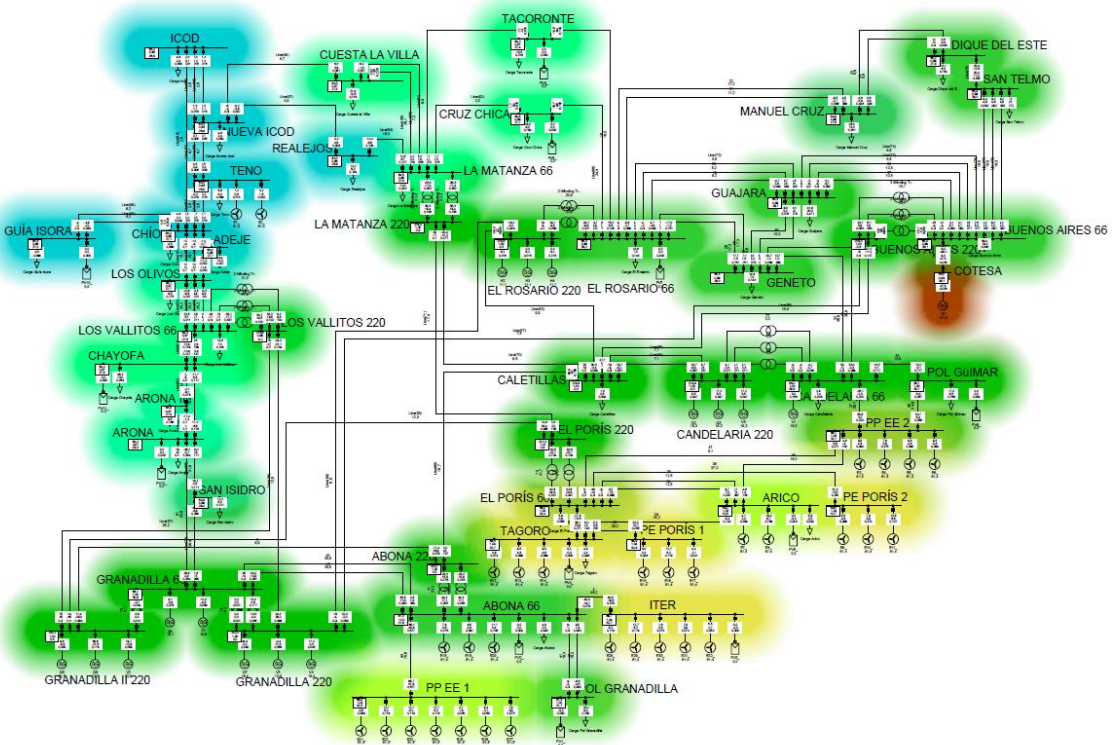


Figura 5.3 Diagrama de tensiones del sistema Ampliación 1 en Tenerife en el periodo de demanda mínima

Los niveles de tensiones se distribuyen de una manera similar a como se distribuían en el sistema eléctrico de 2019. Esto se debe a que la generación eléctrica se localiza principalmente en el sur – suroeste de la isla, mientras que por el norte apenas se tiene unidades de generación y por el contrario hay una importante demanda de energía eléctrica. Cabe destacar que la unidad de cogeneración Cotesa muestra ese color rojizo debido a que se encuentra trabajando a potencia nominal inyectando reactiva en el sistema para compensar la caída de reactiva en las líneas.

Este nuevo sistema presenta varias mejoras con respecto al sistema del 2019. La primera hace alusión al crecimiento de la red de transporte. Se han instalado 28 nuevas líneas de transporte, proporcionando un sistema mucho más mallado, robusto y fiable.

La instalación de estas líneas viene de la mano de la instalación y apertura de 14 nuevas subestaciones, de las cuales 5 de ellas presentan embarrados a 220 kV. Estos proyectos refuerzan la red de 220 kV, la cual el 2019 era bastante débil, puesto que únicamente contaba con 4 líneas de transporte. De esta manera se ha aumentado la capacidad del sistema de transportar potencia eléctrica, lo cual supone una ventana de oportunidades para las tecnologías basadas en energías renovables.

Una red más robusta y mallada también implica que se observen un menor número de sobrecargas en los distintos elementos del sistema, puesto que la potencia tiene múltiples líneas por las que repartirse, y en el caso de padecer la caída de una línea las líneas vecinas tendrán una mayor capacidad para aceptar la potencia que circulaba por la línea perdida. Además, tanto las líneas como los transformadores están operando a un nivel de carga menor, siendo este un aspecto positivo para el sistema.

### *5.3.2.2. Análisis de flujo de potencias del sistema Ampliación 2*

Una vez analizado el sistema eléctrico Ampliación 1, se procede a realizar el flujo de potencias del sistema Ampliación 2. La diferencia entre ambos es que esta segunda ampliación contempla la interconexión eléctrica entre Tenerife y La Gomera. El objetivo de esta ampliación es determinar si la generación eléctrica de Tenerife es capaz de cubrir la demanda eléctrica de La Gomera.

Los resultados obtenidos del análisis de flujos de potencias son aceptables para ambos escenarios de operación.

El reparto de la potencia demanda entre las cargas queda recogido en el Anexo B.

Los niveles de tensión en los distintos nudos del sistema se dan en la Tabla 5.18 y Tabla 5.19, correspondiendo a las tensiones en el escenario de máxima demanda y mínima demanda respectivamente.

El en escenario de máxima demanda, la subestación Realejos presenta la menor tensión de todo el sistema, siendo de 2,6319 kV (0,9490 pu). En el escenario de mínima demanda coincide la misma subestación con el mínimo valor de tensión, aunque esta vez es algo mayor, 63,4375 kV (0,9621 pu).

En cuanto al nudo con la tensión más elevada del sistema, se tiene que la subestación PE Porís 1 presenta el mayor valor de tensión en los 2 escenarios de operación. Cuando la

## AMPLIACIONES PREVISTAS EN EL SISTEMA

demanda es máxima la tensión en dicho nudo es de 69,2 kV (1,0485 pu), mientras que para el escenario de mínima demanda la tensión es de 68,9550 kV (1,0448 pu).

Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)	Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)
Abona 220	220	220,72	Granadilla 66	66	66,06
Abona 66	66	67,49	Granadilla II 220	220	220,23
Adeje	66	63,03	Guajara	66	64,90
Alajeró	66	63,67	Guía Isora	66	63,17
Arico	66	68,50	Icod	66	62,67
Arona	66	63,94	ITER	66	69,15
Arona II	66	63,57	La Matanza 220	220	218,97
Buenos Aires 220	220	218,89	La Matanza 66	66	63,99
Buenos Aires 66	66	65,04	Los Olivos	66	63,92
Caletillas	220	219,60	Los Vallitos 220	220	218,40
Candelaria 220	220	219,72	Los Vallitos 66	66	64,09
Candelaria 66	66	65,93	Manuel Cruz	66	64,39
Chayofa	66	64,03	Nueva Icod	66	62,68
Chío	66	63,15	PE Porís 1	66	69,20
Cotesa	66	65,18	PE Porís 2	66	68,72
Cruz Chica	66	64,08	Pol Granadilla	66	67,45
Cuesta la Villa	66	63,79	Pol Güimar	66	66,05
Dique del Este	66	64,78	PP EE 1	66	68,53
El Palmar	66	64,15	PP EE 2	66	68,27
El Porís 220	220	221,33	Realejos	66	62,63
El Porís 66	66	68,17	San Isidro	66	64,59
El Rosario 220	220	219,59	San Telmo	66	64,99
El Rosario 66	66	64,92	Tacoronte	66	63,59
Geneto	66	64,97	Tagoro	66	68,79
Granadilla 220	220	220,00	Teno	66	62,81

Tabla 5.18 Tensiones en los nudos de la red de transporte del sistema Ampliación 2 en Tenerife y La Gomera en el periodo horario de demanda máxima

Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)	Nudo	Tensión nominal (kV)	Tensión obtenida (kV)
Abona 220	220	220,74	Granadilla 66	66	66,07
Abona 66	66	67,35	Granadilla II 220	220	220,27
Adeje	66	63,72	Guajara	66	65,27
Alajeró	66	64,99	Guía Isora	66	63,78
Arico	66	68,28	Icod	66	63,51
Arona	66	64,35	ITER	66	68,72
Arona II	66	64,10	La Matanza 220	220	219,41
Buenos Aires 220	220	219,37	La Matanza 66	66	64,57
Buenos Aires 66	66	65,41	Los Olivos	66	64,41
Caletillas	220	219,82	Los Vallitos 220	220	218,82
Candelaria 220	220	219,88	Los Vallitos 66	66	64,53
Candelaria 66	66	65,98	Manuel Cruz	66	64,89
Chayofa	66	64,47	Nueva Icod	66	63,52
Chío	66	63,80	PE Porís 1	66	68,95
Cotesa	66	65,55	PE Porís 2	66	68,57
Cruz Chica	66	64,57	Pol Granadilla	66	67,30
Cuesta la Villa	66	64,42	Pol Güimar	66	66,15
Dique del Este	66	65,21	PP EE 1	66	68,41
El Palmar	66	65,32	PP EE 2	66	68,14
El Porís 220	220	221,37	Realejos	66	63,50
El Porís 66	66	68,01	San Isidro	66	64,91
El Rosario 220	220	219,76	San Telmo	66	65,38
El Rosario 66	66	65,27	Tacoronte	66	64,29
Geneto	66	65,31	Tagoro	66	68,54
Granadilla 220	220	220,00	Teno	66	63,61

Tabla 5.19 Tensiones en los nudos de la red de transporte del sistema Ampliación 2 en Tenerife y La Gomera en el periodo horario de demanda mínima



## AMPLIACIONES PREVISTAS EN EL SISTEMA

Los mapas de distribución de tensiones en el sistema se recogen en la Figura 5.4 y Figura 5.5. La leyenda de colores es la misma que se ha empleado en los sistemas analizados anteriormente.

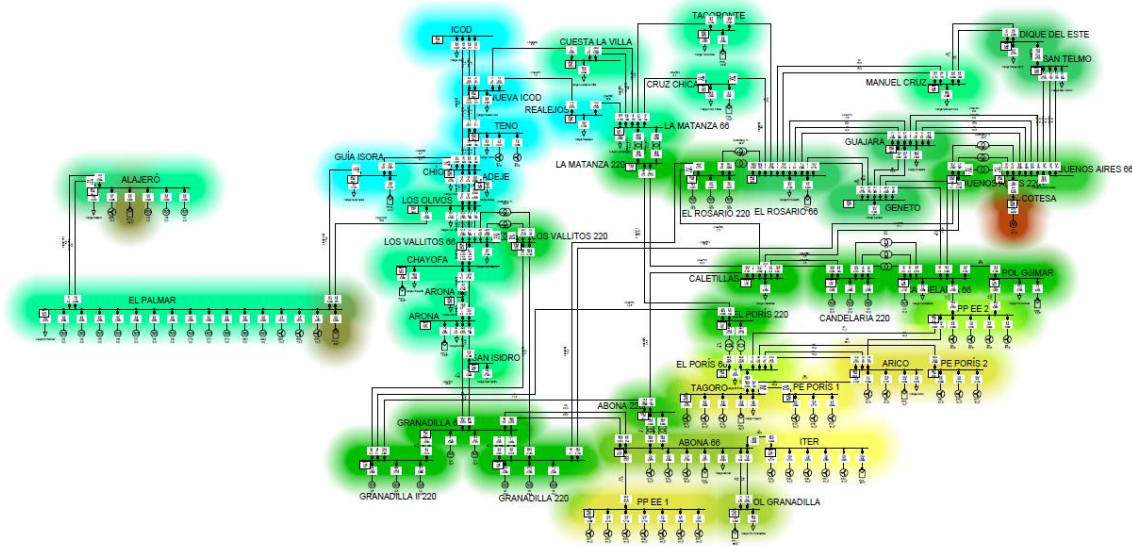


Figura 5.4 Diagrama de tensiones del sistema Ampliación 2 en Tenerife y La Gomera en el periodo de demanda máxima

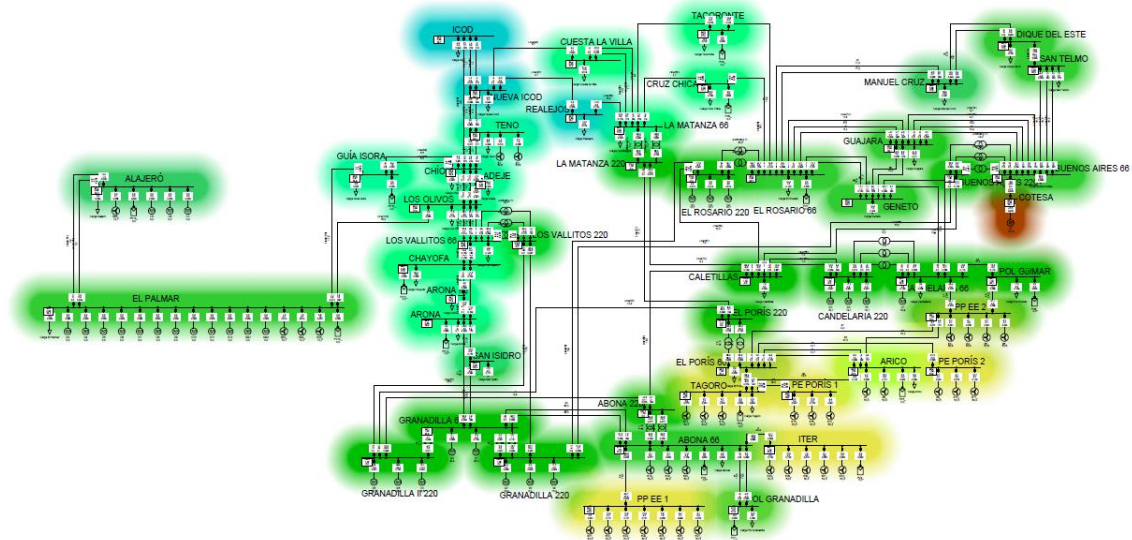


Figura 5.5 Diagrama de tensiones del sistema Ampliación 2 en Tenerife y La Gomera en el periodo de demanda mínima

La distribución de tensiones alrededor de la isla de Tenerife es esta segunda ampliación es similar a la obtenida en el sistema Ampliación 1. En cuanto a la tensión en los nodos de La

Gomera, cabía esperar unas tensiones por debajo de los valores nominales. No obstante, la tensión en el nudo El Palmar es superior a la tensión en los nudos tinerfeños con lo que se conecta directamente; Guía Isora y Los Olivos. Esto es debido a que los circuitos subterráneos que conforman la interconexión son capacitivos, provocando un aumento en la tensión de los nudos de La Gomera.

No se observan niveles de cargas que excedan los máximos permitidos en ningún elemento del sistema. La planta de cogeneración Cotesa se encuentra en ambos escenarios de operación aportando su potencia reactiva nominal al sistema, de ahí el color rojizo que presenta en los dos diagramas.

Con este análisis de los flujos de potencia se determina que la generación eléctrica tinerfeña está capacitada para cubrir la demanda eléctrica de La Gomera, sin problemas de sobrecargas. Además, la generación eléctrica de La Gomera proviene en su totalidad de recursos renovables (eólica y solar fotovoltaica), dejando de lado la generación mediante los grupos diésel instalados en la pequeña isla.

Cabe destacar la diferencia entre las potencias transportadas por los circuitos de la interconexión entre las dos islas. De forma aproximada, la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) que circulan por cada circuito vienen dadas por las ecuaciones (1) y (2).

$$P = \frac{V_1 * V_2}{X} * \sin (\delta) \quad (1)$$

$$Q = \frac{V_2}{X} * \cos (V_1 \delta - V_2) \quad (2)$$

En las cuales:

- $V_1$  y  $V_2$ : módulos de las tensiones de los nudos entre los cuales circula la potencia
- $\delta$ : ángulo de desfase entre las tensiones de los nudos
- $X$ : reactancia existente entre los nudos

Estudiando las potencias transportadas por los circuitos de la interconexión entre las dos islas en el escenario de máxima demanda, se observa que la potencia activa transportada por el circuito Guía Isora – El Palmar es de 3,1 MW mientras que la potencia correspondiente al circuito Los Olivos – El Palmar es de 4,9 MW. Pese a que el circuito Los Olivos – El Palmar posee una mayor reactancia, la circulación de potencia activa es mayor por este circuito debido a que el módulo de tensión en Los Olivos (63,92 kV) es superior al de Guía Isora (63,17 kV). Además, la tensión en Los Olivos ( $\delta = 26,6^\circ$ ) presenta un mayor desfase con respecto a la tensión de El Palmar ( $\delta = 24,4^\circ$ ) que el desfase que presenta la tensión en Guía Isora ( $\delta = 25,7^\circ$ ) con respecto a la tensión de El Palmar.

En el escenario de mínima demanda, la potencia activa importada a La Gomera son 4 MW. En este caso el reparto de potencia activa por los dos circuitos de la interconexión es la siguiente. El circuito Los Olivos – El Palmar transporta 2,9 MW, mientras que el circuito Guía Isora – El Palmar lleva una potencia activa de 1,1 MW. Las razones de este reparto desigual de la potencia activa entre ambos circuitos son las mencionadas anteriormente para el escenario de máxima demanda.

### *5.3.2.3. Análisis de contingencias de los sistemas Ampliación 1 y ampliación 2*

Se ha ejecutado el análisis de contingencias para el sistema eléctrico previsto de Tenerife descrito en Ampliación 1, considerando el escenario de operación de máxima demanda. El resultado del análisis ha sido satisfactorio, puesto que cumple el criterio N-1. Este resultado se debe a la construcción de nuevas líneas de transporte, el refuerzo de la red de 220 kV y la instalación de nuevas subestaciones y transformadores.

El sistema eléctrico Ampliación 2 también cumple el criterio de seguridad N-1. En caso de fallar uno de los dos circuitos que conforman la interconexión entre ambas islas, la potencia total demandada por La Gomera podrá ser transportada por el circuito operativo, puesto que se han dimensionado teniendo en cuenta este posible escenario.

## 6. Conclusiones

Tras el estudio realizado sobre la caracterización del sistema eléctrico de potencia de Tenerife en 2019, se llega a la conclusión de que en dicho sistema se deben llevar a cabo diversos proyectos con el fin de mejorar la seguridad de suministro, dotar al sistema de una mayor robustez y perseguir la integración de las energías renovables en la red eléctrica como fuentes alternativas a la generación convencional, como se comenta en la introducción de este trabajo.

De acuerdo con las necesidades de mejora que presenta el sistema eléctrico de potencia de Tenerife en 2019, se ha recopilado un listado de los futuros proyectos y modificaciones que se prevén para el sistema eléctrico de la isla y, en base a esa documentación se han diseñado dos ampliaciones del sistema mencionado. La primera ampliación (Ampliación 1) se centra exclusivamente en el sistema eléctrico de Tenerife, mientras que en la segunda ampliación (Ampliación 2) se considera también el sistema eléctrico de la isla La Gomera, el cual se conecta con el sistema tinerfeño a través de una interconexión submarina.

Los sistemas correspondientes a las ampliaciones previstas han mostrado unos mejores resultados ante el análisis de flujos de potencia y el análisis de contingencias, demostrando de esta manera los beneficios obtenidos con los sistemas ampliados. Estos sistemas ampliados también han contado con un importante incremento de potencia instalada de origen renovable, principalmente eólica y solar fotovoltaica.

Por otro lado, el autor del trabajo ha conseguido adquirir un cierto nivel de manejo del programa DlgSILENT PowerFactory,

## 7. Líneas futuras

Una vez evaluados los diferentes sistemas eléctricos desde un análisis en régimen estacionario, el trabajo podrá desarrollarse hacia un análisis de los sistemas en régimen dinámico [5], en el que se podrá observar el comportamiento del sistema eléctrico ante perturbaciones. Se analizarán de esta manera variables como las tensiones, frecuencias o potencias a lo largo del tiempo en el estado dinámico. De este modo se podrá observar si el sistema es capaz de soportar diferentes eventos y las consecuencias de éstos sobre el mismo.

En el análisis en el régimen dinámico se podrá estudiar eventos como la desconexión de generación convencional, la desconexión de generación renovable, cortocircuitos, la pérdida de uno de los circuitos de la interconexión Tenerife – La Gomera, etcétera.

El propio programa DlgSILENT PowerFactory está capacitado para llevar a cabo estos análisis en régimen dinámico.





## 8. Bibliografía

- [1] «Diccionario de la Real Academia Española.,» 2020. [En línea]. Available: <https://dpej.rae.es/lema/energ%C3%ADa-renovable#:~:text=Adm.,procedente%20de%20fuentes%20no%20f%C3%B3siles..>
- [2] «Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España,» Asociación de Empresas de Energías Renovables, 2019.
- [3] J. A. V. Alonso, «Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019,» Octubre de 2020.
- [4] M. S. Caballero, «Historia de la electricidad en Canarias, Tomo 1,» 2009.
- [5] E. J. M. Domínguez, «Tesis Doctoral. Análisis de algunos aspectos técnicos relacionados con la integración de energías renovables en sistemas eléctricos pequeños y aislados,» Las Palmas de Gran Canaria, Noviembre 2015.
- [6] S. y. Q. & Quintas, «DocPlayer, conductores eléctricos CATÁLOGO,» [En línea]. Available: <https://docplayer.es/30561004-Conductores-electricos-catalogo.html>. [Último acceso: 13 mayo 2021].
- [7] Red Eléctrica de España, «NOTIFICACIÓN ACUERDO COTMAC. PROYECTO "ENTRADA/SALIDA EN LA SUBESTACIÓN DE LOS VALLITOS DE LA LÍNEA A 66 KV CHAYOFALOSOLIVOS", PROMOVIDO POR RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U, EN LOS TT.MM. DE ADEJE Y ARONA. (EXPTE. 2009/1639).,» 2015.
- [8] Trefilgroup, *Trefil - Cable, S.L.*, Madrid.
- [9] Red Eléctrica de España, «Estudio de Impacto Ambiental de las Subestaciones El Rosario 220/66kV y Caletillas 220kV, y de las líneas Caletills - El Rosario a 220kV, El Rosario - Geneto a 66kV y Caletillas - Candelaria a 220kV,» Julio de 2010.
- [10] P. Group, «Catálogo de productos,» de *El libro blanco de la instalación*, 2018, p. 159.
- [11] *Capítulo 1. Introducción. Perturbaciones en la red. Universidad Pública de Navarra,* Pamplona, 2020.
- [12] «Directrices de Ordenación Sectorial de Energía,» Consejería de Empleo, Industria y Comercio, Gobierno de Canarias, 2012.
- [13] F. A. y. E. D. C. Pablo Ledesma, «Optimal Curtailment of Non-Synchronous Renewable Generation on the Island of Tenerife Considering Steady State and Transient Stability Constraints,» *Energies*, p. 8, 21 noviembre 2017.
- [14] «Anexo de la Resolución de 20 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por al que se aprueba un conjunto de procedimientos necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares,» suplemento del núm. 129, Boletín Oficial del Estado, 31 de mayo de 2006.

## BIBLIOGRAFÍA

- [15] «Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020,» Red Eléctrica de España.
- [16] J. D. R. Bordón, «Estudio sobre las interconexiones de los sistemas eléctricos de las Islas Canarias,» Gran Canaria, octubre 2011.
- [17] «Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020. Desarrollo de las redes de transporte. Primer borrador (julio 2011),» Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Gobierno de España, 2011.
- [18] BOE, «Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.,» 2008.
- [19] IMEDEXSA, *Catálogo General. Adaptado al nuevo reglamento R.D.223/2008*, 2012.
- [20] R. M. Mujal, *Cálculo de líneas y redes eléctricas*, UPC, 2002.
- [21] B. de Metz-Noblat, *Cuaderno Técnico nº 018. Análisis de las redes trifásicas en régimen perturbado con la ayuda de las componentes simétricas*, 2000.

---

# ANEXOS

---

**Anexo A.** Cálculo de los parámetros eléctricos de las líneas de transporte.

**Anexo B.** Asignación de potencia a los generadores por tecnologías. Asignación de la potencia demandada por las cargas.

**Anexo C.** Diagramas unifilares de los sistemas eléctricos de potencia definidos.

**Anexo D.** Diagramas unifilares de los sistemas eléctricos de potencia tras el análisis de los flujos de potencia.

**Anexo E.** Diagramas unifilares del sistema eléctrico de Tenerife en 2019 tras el análisis de contingencias.



## Anexo A. Cálculo de los parámetros eléctricos de las líneas eléctricas de transporte

El sistema eléctrico de potencia de la isla de Tenerife presenta 2 niveles de tensión; 66 kV y 220 kV. A tensión de 66 kV se tienen líneas de transporte aéreas y subterráneas, mientras que para el nivel de 220 kV únicamente se tienen líneas aéreas.

A continuación, se realiza el cálculo de los diferentes parámetros eléctricos que caracterizan las líneas de transporte de sistema.

### A.1. CONDUCTOR AÉREO 66 kV

El conductor elegido para caracterizar las líneas aéreas de 66 kV es el conductor de aluminio con alma de acero LA – 380 (GULL) [6], según la norma UNE 21026, cuyas características principales se muestran en la siguiente tabla:

Denominación	LA - 380 (GULL)
Sección de aluminio (mm <sup>2</sup> )	337,3
Sección de acero (mm <sup>2</sup> )	43,7
Sección total (mm <sup>2</sup> )	381
Composición	54 + 7
Diámetro hilos de aluminio (mm)	2,82
Diámetro hilos de acero (mm)	2,82
Diámetro total del cable (mm)	25,4
Resistencia eléctrica máxima a 20°C (Ω/km)	0,0857
Carga de rotura (kgf)	107,18
Peso propio del cable (kg/km)	1274,6

Los datos recogidos en la tabla han sido calculados bajo unas condiciones de temperatura ambiente de 25°C, temperatura del conductor de 80°C, velocidad del viento de 0,6 m/s, emisividad del conductor de 0,5 y radiación solar de 1000 W/m<sup>2</sup> a nivel del mar.

#### A.1.1. Densidad máxima de corriente.

Se calcula la densidad máxima de corriente alterna nominal a 50 Hz a partir de lo especificado en el apartado 4.2.1 de la ITC – LAT 07 [18].

Para el cálculo se partirá de las características propias del conductor elegido. A partir de la tabla 11 de la ITC – LAT 07 se calcula la densidad máxima de corriente, a través de la ecuación (3).

$$\sigma_{Al} = \left[ \left( \frac{\sigma_{Al\ menor} - \sigma_{Al\ mayor}}{S_{mayor} - S_{menor}} \right) * (S_{real} - S_{menor}) \right] + \sigma_{Al\ mayor} \quad (3)$$

Sustituyendo para el caso que ocupa:

$$\sigma_{Al} = \left[ \left( \frac{1,95 - 2,15}{400 - 300} \right) * (381 - 300) \right] + 2,15 = 1,988 \frac{A}{mm^2}$$

Dicho valor se multiplica por un coeficiente de reducción (0,95) debido a la composición del conductor (54 + 7):

$$\sigma_{Al} = 1,988 * 0,95 = 1,8886 \frac{A}{mm^2}$$

#### A.1.2. Intensidad máxima admisible.

En el caso del conductor LA – 380 (GULL) la intensidad máxima admisible se calcula como el producto de la densidad de corriente máxima y la sección del conductor:

$$I_{max adm} = \sigma_{Al} * S_{conductor} = 1,8886 * 381 = 719,557 A \quad (4)$$

#### A.1.3. Resistencia, R.

La resistencia que presentan los conductores es la principal pérdida de potencia en el transporte eléctrico. En la tabla x se muestra el valor de la resistencia eléctrica máxima a 20°C por kilómetro. Se calcula el valor de resistencia eléctrica máxima la temperatura de trabajo (80°C) a través de la ecuación (5).

$$\frac{R_T}{l} = \frac{R_{T0}}{l} * [1 + \alpha * (T - T0)] \quad (5)$$

Donde:

- $\frac{R_T}{l}$  = resistencia eléctrica por unidad de longitud, a la temperatura de trabajo. [ $\Omega/km$ ].
- $\frac{R_{T0}}{l}$  = resistencia eléctrica por unidad de longitud, a 20°C. [ $\Omega/km$ ].
- $\alpha$  = coeficiente de dilatación térmico. [ $^{\circ}C^{-1}$ ].
- $T$  = temperatura de trabajo. [ $^{\circ}C$ ].
- $T0 = 20^{\circ}C$ .

Sustituyendo para el caso que ocupa:

$$\frac{R_{80^{\circ}C}}{l} = 0,0857 * [1 + 0,0037 * (80 - 20)] = 0,1047 \frac{\Omega}{km}$$

## ANEXO A. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE

### A.1.4. Inductancia, L.

La inductancia es la propiedad de un elemento del circuito que aprovecha la capacidad de la energía de almacenarse en una bobina en forma de campo magnético. Su presencia solo se percibe cuando existe corriente alterna.

La inductancia industrial de una línea por unidad de longitud se determina en Henrios (H), atendiendo a la expresión (6).

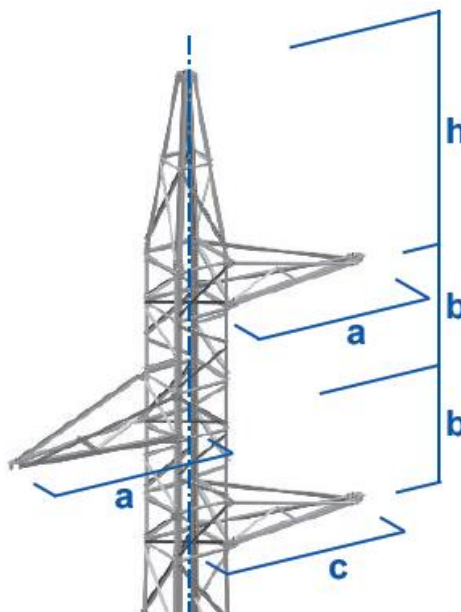
$$\frac{L}{l} = \left[ \frac{\mu}{2 * n} + 2 * \ln \left( \frac{De}{r_e} \right) \right] * 10^{-4} \quad (6)$$

Donde:

- $\frac{L}{l}$  = inductancia por unidad de longitud. [H/km].
- $n$  = número de cables por fase.
- $De$  = distancia media geométrica entre fases. [mm].
- $r_e$  = radio equivalente. [mm].
- $\mu$  = permeabilidad.

Las líneas aéreas de 66 kV que conforman la red de transporte de la isla de Tenerife presentan diferentes configuraciones, lo cual supone una distinta disposición de los cables en las torres eléctricas, alterando así el valor de la inductancia. Por ello, se calcula la inductancia en función del número de circuitos que conformen la línea.

Para líneas conformadas por 1 circuito simple, los conductores se disponen en torres de la Serie Aves Milano, con armado "S" de tipo SM1C, según el catálogo general de apoyos de IMEDEXA [19].



Las dimensiones de la torre se recogen en la siguiente tabla:

Tipo	Dimensiones (m)			
SM1C	a	b	c	h
	1,5	1,5	1,75	2,3

Para líneas conformadas por un circuito simple, el cálculo de la distancia media geométrica entre fases ( $D_e$ ) se calcula a partir de las ecuaciones (7), (8), (9) y (10) [20].

$$d_{RS} = \sqrt{b^2 + (2 * a)^2} = 3,35 \text{ m} \quad (7)$$

$$d_{RT} = \sqrt{(2 * b)^2 + (c - a)^2} = 3,01 \text{ m} \quad (8)$$

$$d_{ST} = \sqrt{b^2 + (a + c)^2} = 3,58 \text{ m} \quad (9)$$

$$D_e = \sqrt[3]{d_{RS} * d_{RT} * d_{ST}} = 3,30 \text{ m} \quad (10)$$

Por otro lado, el conductor presenta las siguientes características:

- $\mu = 1$  (aluminio)
- $n = 1$
- $r_e = \frac{25,4}{2} \text{ mm}$

Sustituyendo en la ecuación (6) para el caso que nos ocupa, se obtiene el valor de inductancia por unidad de longitud:

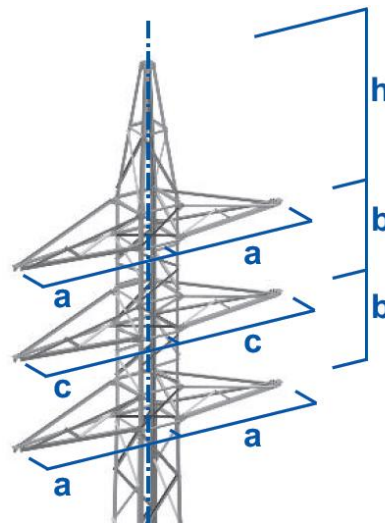
$$\frac{L}{l} = \left[ \frac{1}{2 * 1} + 2 * \ln \left( \frac{3,3}{\left( \frac{25,4}{2} \right) * 10^{-3}} \right) \right] * 10^{-4} = 1,1620 * 10^{-3} \frac{H}{km}$$

Este valor de inductancia corresponde con la inductancia directa e inversa. La inductancia homopolar vale aproximadamente 3 veces la inductancia directa [21].

$$\frac{L^0}{l} \approx 3 * \frac{L}{l} = 3 * 1,162 * 10^{-3} = 3,4860 * 10^{-3} \frac{H}{km} \quad (11)$$

Para líneas conformadas por 2 circuitos simples, los conductores se disponen en torres de la Serie Aves Milano, con armado "N" de tipo NM1C, según el catálogo general de apoyos de IMEDEXA [19].





Las dimensiones de la torre se recogen en la siguiente tabla:

Tipo	Dimensiones (m)			
NM1C	a	b	c	h
	1,5	2	1,75	2,3

Para líneas conformadas por 2 circuitos simples, el cálculo de la distancia media geométrica entre fases ( $D_e$ ) se calcula a través de las ecuaciones (12), (13), (14) y (15) [20].

$$d_R = \frac{\sqrt{\sqrt{b^2 + (c - a)^2} * (2 * b) * (2 * a) * \sqrt{b^2 + (a + c)^2}}}{\sqrt{a^2 + b^2}} = 1,92 \text{ m} \quad (12)$$

$$d_S = \frac{\sqrt{[b^2 + (c - a)^2] * [b^2 + (a + c)^2]}}{2 * c} = 2,20 \text{ m} \quad (13)$$

$$d_T = d_R \quad (14)$$

$$D_e = \sqrt[3]{d_R * d_S * d_T} = 2,01 \text{ m} \quad (15)$$

Los valores de  $\mu$  y  $r_e$  son iguales a los de las líneas conformadas por 1 circuito simple, puesto que se ha considerado el mismo conductor.

Sustituyendo en la ecuación (6) para el caso que nos ocupa, se obtiene el valor de inductancia por unidad de longitud:

$$\frac{L}{l} = \left[ \frac{1}{2 * 1} + 2 * \ln \left( \frac{2,01}{\left(\frac{25,4}{2}\right) * 10^{-3}} \right) \right] * 10^{-4} = 1,0629 * 10^{-3} \frac{H}{km}$$

El valor de inductancia obtenido en la ecuación anterior corresponde a la inductancia en secuencia directa de un circuito, influenciada por los 2 circuitos que conforman la línea. A través de la relación entre la inductancia directa y la homopolar, se obtiene el valor de la última [21].

$$\frac{L^0}{l} \approx 3 * \frac{L}{l} = 3 * 1,0629 * 10^{-3} = 3,1885 \frac{H}{km}$$

#### A.1.5. Capacidad, C.

La capacidad de una línea de transmisión de energía eléctrica es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores que la forman. Esta diferencia de potencial origina que los conductores se carguen de la misma forma que las placas de un condensador cuando entre ellos aparece una diferencia de potencial.

Tanto en líneas conformadas por 1 circuito simple como por 2 circuitos simples, la capacidad se calcula a partir de la ecuación (16) [20].

$$\frac{C}{l} = \frac{24,2 * 10^{-9}}{\log\left(\frac{De}{r}\right)} \quad (16)$$

Sustituyendo en la ecuación (16) para el caso de tener 1 circuito simple, la capacidad por unidad de longitud es la siguiente:

$$\frac{C}{l} = \frac{24,2 * 10^{-9}}{\log\left(\frac{3,3}{\frac{25,4}{2} * 10^{-3}}\right)} = 10,0219 * 10^{-9} \frac{F}{km}$$

Sustituyendo en la ecuación (16) para el caso de tener 2 circuitos simples, la capacidad por unidad de longitud es la siguiente:

$$\frac{C}{l} = \frac{24,2 * 10^{-9}}{\log\left(\frac{2,01}{\frac{25,2}{2} * 10^{-3}}\right)} = 11,0030 * 10^{-9} \frac{F}{km}$$

El valor de capacidad obtenido en esta última ecuación corresponde a la capacidad de un circuito, influenciada por los 2 circuitos que conforman la línea.

Las capacidades obtenidas en las 2 últimas ecuaciones corresponden con las capacidades de la secuencia directa e inversa. La capacidad homopolar se puede valorar en unas 6 veces la capacidad directa [21].

Para líneas con 1 circuito simple:

$$\frac{C^0}{l} \approx 6 * \frac{C}{l} = 6 * 10,0219 * 10^{-9} = 60,1314 * 10^{-9} \frac{F}{km}$$

Para líneas con 2 circuitos simples:

$$\frac{C^0}{l} \approx 6 * \frac{C}{l} = 6 * 11,0030 * 10^{-9} = 66,0182 * 10^{-9} \frac{F}{km}$$

#### A.1.6. Susceptancia, B.

A partir de la capacidad, se obtiene la susceptancia de una línea, mediante la ecuación (17).

$$\frac{B}{l} = \frac{C}{l} * w = \frac{C}{l} * 2 * \pi * f \quad (17)$$

Donde:

- $\frac{C}{l}$  = capacidad por unidad de longitud. [F/km].
- $f$  = frecuencia nominal del sistema. [Hz].

Para líneas de 1 circuito simple, las susceptancia directa, inversa y homopolar son las siguientes:

$$\frac{B}{l} = \frac{B^+}{l} = \frac{B^-}{l} = 10,0219 * 10^{-9} * 2 * \pi * 50 = 3,1485 * 10^{-6} \frac{S}{km}$$

$$\frac{B^0}{l} = 60,1314 * 10^{-9} * 2 * \pi * 50 = 18,8908 * 10^{-6} \frac{S}{km}$$

Para líneas de 2 circuito simples, las susceptancia directa, inversa y homopolar son las siguientes:

$$\frac{B}{l} = \frac{B^+}{l} = \frac{B^-}{l} = 11,0030 * 10^{-9} * 2 * \pi * 50 = 3,4567 * 10^{-6} \frac{S}{km}$$

$$\frac{B^0}{l} = 66,0182 * 10^{-9} * 2 * \pi * 50 = 20,7402 * 10^{-6} \frac{S}{km}$$

A.2. CONDUCTOR AÉREO 220 kV

Se ha escogido como conductor eléctrico para las líneas aéreas de 220 kV el conductor de aluminio con alma de acero galvanizado LA – 455 (CONDOR) [8]. Sus principales características se recogen en la siguiente tabla:

Denominación	LA - 455 (CONDOR)
Sección de aluminio (mm <sup>2</sup> )	402,3
Sección de acero (mm <sup>2</sup> )	52,2
Sección total (mm <sup>2</sup> )	454,5
Composición	54 + 7
Diámetro hilos de aluminio (mm)	3,08
Diámetro hilos de acero (mm)	3,08
Diámetro total del cable (mm)	27,7
Resistencia eléctrica máxima a 20°C (Ω/km)	0,0719
Carga de rotura (kgf)	12620
Peso propio del cable (kg/km)	1520

Los datos recogidos en la tabla han sido calculados bajo unas condiciones de temperatura ambiente de 25°C, temperatura del conductor de 80°C, velocidad del viento de 0,6 m/s, emisividad del conductor de 0,5 y radiación solar de 1000 W/m<sup>2</sup> a nivel del mar.

A.2.1. Densidad máxima de corriente.

Para calcular la densidad máxima de corriente se realiza el procedimiento desarrollado en el punto A.1.1. Sustituyendo en la ecuación (3) para el caso que nos ocupa:

$$\sigma_{Al} = \left[ \left( \frac{1,8 - 1,95}{500 - 400} \right) * (454,5 - 400) \right] + 1,95 = 1,8683 \frac{A}{mm^2}$$

Dicho valor se multiplica por un coeficiente de reducción (0,95) debido a la composición del conductor (54 + 7):

$$\sigma_{Al} = 1,8683 * 0,95 = 1,7748 \frac{A}{mm^2}$$

A.2.2. Intensidad máxima admisible.

El cálculo de la intensidad máxima admisible se realiza de la forma que se explica en el punto A.1.2.

$$I_{\max adm} = \sigma_{Al} * S_{conductor} = 1,7748 * 454,5 = 806,65 A$$

## ANEXO A. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE

### A.2.3. Resistencia, R.

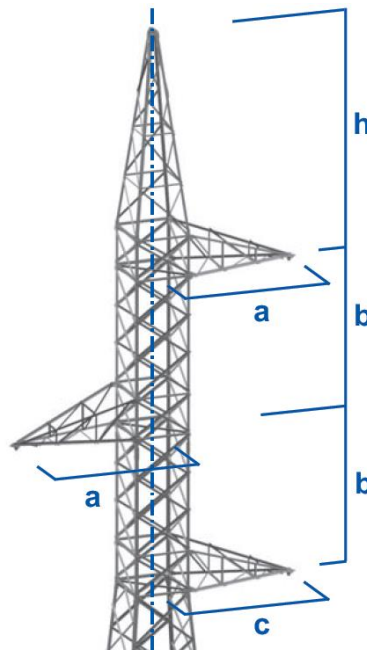
El cálculo de la resistencia por unidad de longitud a la temperatura nominal de funcionamiento del conductor (80°C) se realiza de la forma que se explica en el punto A.1.3.

$$\frac{R_{80^{\circ}\text{C}}}{l} = 0,0719 * [1 + 0,0037 * (80 - 20)] = 0,0879 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

### A.2.4. Inductancia, L.

El cálculo de la inductancia por unidad de longitud se realiza de manera análoga al punto A.1.4. En función del número de circuitos que conformen la línea, se emplearán diferentes modelos de torres, lo cual afectará al cálculo de la inductancia de la línea.

Si la línea está compuesta por un único circuito simple, los conductores se disponen en torres de la Serie Aves Condor, con armado "S" de tipo S3C, según el catálogo general de apoyos de IMEDEXA [19].



Las dimensiones de la torre se recogen en la siguiente tabla:

Tipo	Dimensiones (m)			
S3C	a	b	c	h
	3	3,3	32	4,3

El cálculo de la distancia media geométrica entre fases ( $D_e$ ) para una línea conformada por 1 circuito simple se realiza de la misma forma que en el punto A.1.4. teniendo en cuenta las nuevas dimensiones de la torre.

## ANEXO A. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE

$$De = \sqrt[3]{d_{RS} * d_{RT} * d_{ST}} = 5,418 \text{ m}$$

Por otro lado, el conductor presenta las siguientes características:

- $\mu = 1$  (aluminio)
- $n = 1$
- $r_e = \frac{27,7}{2} \text{ mm}$

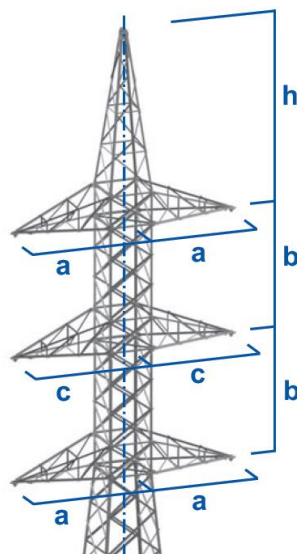
Sustituyendo en la ecuación (6) para el caso que nos ocupa, se obtiene el valor de la inductancia directa e inversa de la línea por unidad de longitud:

$$\frac{L}{l} = \left[ \frac{1}{2 * 1} + 2 * \ln \left( \frac{5,418}{\left( \frac{27,7}{2} \right) * 10^{-3}} \right) \right] * 10^{-4} = 1,2438 * 10^{-3} \frac{H}{km}$$

A través de la relación entre la inductancia directa y la homopolar, se obtiene el valor de la última [21].

$$\frac{L^0}{l} \approx 3 * \frac{L}{l} = 3 * 1,2438 * 10^{-3} = 3,7315 * 10^{-3} \frac{H}{km}$$

Si la línea está compuesta por 2 circuitos simples, los conductores se disponen en torres de la Serie Aves Condor, con armado "N" de tipo S3C, según el catálogo general de apoyos de IMEDEXA [19].



Las dimensiones de la torre se recogen en la siguiente tabla:

Tipo	Dimensiones (m)			
	a	b	c	h
S3C	3	3,3	32	4,3

El cálculo de la distancia media geométrica entre fases ( $D_e$ ) para una línea conformada por 2 circuitos simples se realiza de la misma forma que en el punto A.1.4. teniendo en cuenta las nuevas dimensiones de la torre.

$$D_e = \sqrt[3]{d_R * d_S * d_T} = 3,47 \text{ m}$$

Los valores de  $\mu$  y  $r_e$  son iguales a los de las líneas conformadas por 1 circuito simple, puesto que se ha considerado el mismo conductor.

Sustituyendo en la ecuación (6) para el caso que nos ocupa, se obtiene el valor de la inductancia directa e inversa de la línea por unidad de longitud:

$$\frac{L}{l} = \left[ \frac{1}{2 * 1} + 2 * \ln \left( \frac{3,47}{\left( \frac{27,7}{2} \right) * 10^{-3}} \right) \right] * 10^{-4} = 1,1547 * 10^{-3} \frac{H}{km}$$

El valor de inductancia obtenido en la anterior expresión corresponde a la inductancia en secuencia directa de un circuito, influenciada por los 2 circuitos que conforman la línea. A través de la relación entre la inductancia directa y la homopolar, se obtiene el valor de la última [21].

$$\frac{L^0}{l} \approx 3 * \frac{L}{l} = 3 * 1,1547 * 10^{-3} = 3,4642 * 10^{-3} \frac{H}{km}$$

#### A.2.5. Capacidad, C.

La capacidad se obtiene siguiendo el procedimiento desarrollado en el punto A.1.5.

Sustituyendo en la ecuación (16) para el caso de tener 1 circuito simple, la capacidad por unidad de longitud es la siguiente:

$$\frac{C}{l} = \frac{24,2 * 10^{-9}}{\log \left( \frac{5,418}{\frac{27,7}{2} * 10^{-3}} \right)} = 9,335 * 10^{-9} \frac{F}{km}$$

Sustituyendo en la ecuación (16) para el caso de tener 2 circuitos simples, la capacidad por unidad de longitud es la siguiente:

$$\frac{C}{l} = \frac{24,2 * 10^{-9}}{\log\left(\frac{3,47}{\frac{27,7}{2} * 10^{-3}}\right)} = 10,088 * 10^{-9} \frac{F}{km}$$

El valor de capacidad obtenido en la expresión anterior corresponde a la capacidad de un circuito, influenciada por los 2 circuitos que conforman la línea.

Las capacidades obtenidas en las dos últimas expresiones corresponden con las capacidades de la secuencia directa e inversa. La capacidad homopolar se puede valorar en unas 6 veces la capacidad directa [21].

Para líneas con 1 circuito simple:

$$\frac{C^0}{l} \approx 6 * \frac{C}{l} = 6 * 9,335 * 10^{-9} = 56,01 * 10^{-9} \frac{F}{km}$$

Para líneas con 2 circuitos simples:

$$\frac{C^0}{l} \approx 6 * \frac{C}{l} = 6 * 10,088 * 10^{-9} = 60,528 * 10^{-9} \frac{F}{km}$$

#### A.2.6. Susceptancia, B.

Repetiendo el procedimiento del punto A.1.6. se calcula la susceptancia directa, inversa y homopolar.

Para líneas de 1 circuito simple, las susceptancia directa, inversa y homopolar son las siguientes:

$$\frac{B}{l} = \frac{B^+}{l} = \frac{B^-}{l} = 9,335 * 10^{-9} * 2 * \pi * 50 = 2,9327 * 10^{-6} \frac{S}{km}$$

$$\frac{B^0}{l} = 56,01 * 10^{-9} * 2 * \pi * 50 = 17,5961 * 10^{-6} \frac{S}{km}$$

Para líneas de 2 circuito simples, las susceptancia directa, inversa y homopolar son las siguientes:



$$\frac{B}{l} = \frac{B^+}{l} = \frac{B^-}{l} = 10,088 * 10^{-9} * 2 * \pi * 50 = 3,1692 * 10^{-6} \frac{S}{km}$$

$$\frac{B^0}{l} = 60,528 * 10^{-9} * 2 * \pi * 50 = 19,0154 * 10^{-6} \frac{S}{km}$$

### A.3. CONDUCTOR SUBTERRÁNEO 66 kV

El sistema eléctrico de la isla de Tenerife cuenta con líneas subterráneas en su red de transporte, las cuales trabajan a un nivel de tensión nominal de 66 kV. Las líneas

El conductor elegido para caracterizar las líneas subterráneas de 66 kV es el conductor Voltalene RHZ1-RA + 20L (S) 36/66 kV, 1x1000KAl [10]. Los datos técnicos principales, normalizados por las compañías del Grupo Endesa, se muestran en la siguiente tabla:

Denominación	Voltalene RHZ1-RA + 20L (S)
Tensión (kV)	36/66 (72,5)
Diámetro del conductor (mm)	38
Diámetro del aislamiento (mm)	60,5
Diámetro de la pantalla (mm)	65,2
Diámetro total del cable (mm)	73,9
Resistencia eléctrica máxima a 20°C (Ω/km)	0,0291
Capacidad (μF/km)	0,368
Peso propio del cable (kg/m)	7,2
Intensidad máxima admisible (A)	877,3

Los datos técnicos se han calculado bajo las siguientes condiciones de la instalación: una terna de cables bajo tubos de 160 mm de diámetro al tresbolillo y en contacto, enterrados con centro a 1200 mm de profundidad. La temperatura del terreno es de 25°C y la resistividad térmica de 1K\*m/W.

#### A.3.1. Resistencia, R.

El cálculo de la resistencia por unidad de longitud se realiza de manera análoga a como se ha hecho en el punto A.1.3. Atendiendo a las características eléctricas del conductor subterráneo, la temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente será de 90°C.

$$\frac{R_{90^{\circ}C}}{l} = 0,0291 * [1 + 0,0037 * (90 - 20)] = 0,0366 \frac{\Omega}{km}$$

### A.3.2. Inductancia, L.

Las líneas de transporte subterráneas presentan una disposición de los conductores al tresbolillo y en contacto. Únicamente se tendrán líneas de 1 circuito simple.



La distancia media geométrica se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

$$d_{RS} = 2 * \text{radio total cable} = \text{diámetro total cable} = 73,9 \text{ mm}$$

$$d_{RS} = d_{RT} = d_{ST}$$

$$De = \sqrt[3]{d_{RS} * d_{RT} * d_{ST}} = 79,3 \text{ mm}$$

Por otro lado, el conductor presenta las siguientes características:

- $\mu = 1$  (aluminio)
- $n = 1$
- $\varnothing_c = 38 \text{ mm}$  = diámetro del conductor

Se calcula la inductancia a partir de las indicaciones proporcionadas por [10]. Con la ecuación ( ) se obtiene el valor de la inductancia directa e inversa por unidad de longitud:

$$\frac{L}{l} = \left[ 0,05 + 0,2 * \ln \left( \frac{2 * De}{\varnothing_c} \right) \right] * 10^{-3} = 0,3358 * 10^{-3} \frac{H}{km} \quad (18)$$

La inductancia homopolar se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{L^0}{l} \approx 3 * \frac{L}{l} = 3 * 0,3217 = 0,9650 * 10^{-3} \frac{H}{km}$$

### A.3.3. Capacidad, C.

El valor de la capacidad directa e inversa por unidad de longitud es proporcionado por el fabricante en la hoja de características [10].

$$\frac{C}{l} = 0,368 * 10^{-6} \frac{F}{km}$$

## ANEXO A. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE

El valor de la capacidad homopolar por unidad de longitud se aproxima de la siguiente manera:

$$\frac{C^0}{l} \approx 6 * \frac{C}{l} = 6 * 0,368 * 10^{-6} = 2,208 * 10^{-6} \frac{F}{km}$$

### A.3.4. Susceptancia, B.

Repitiendo el procedimiento del punto A.1.6. se calcula la susceptancia directa, inversa y homopolar.

$$\frac{B}{l} = \frac{B^+}{l} = \frac{B^-}{l} = 0,368 * 10^{-6} * 2 * \pi * 50 = 115,611 * 10^{-6} \frac{S}{km}$$

$$\frac{B^0}{l} = 2,208 * 10^{-6} * 2 * \pi * 50 = 693,6637 * 10^{-6} \frac{S}{km}$$

### A.4. Líneas eléctricas de transporte del sistema eléctrico de potencia

Una vez realizados los cálculos pertinentes para caracterizar las líneas eléctricas de transporte, se muestra un listado de las líneas que conforman el sistema eléctrico de potencia de Tenerife.

La siguiente tabla recoge los valores de los parámetros eléctricos de todas las líneas de transporte que conforman el sistema eléctrico de potencia de Tenerife en 2019.

## ANEXO A. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE

Línea	Tensión Nom. (kV)	Longitud (km)	Tipo de circuito	Nº circuitos	Tipo de instalación	R ( $\Omega$ )	L (mH)	C ( $\mu$ F)
Granadilla II - Abona	220	10,2	Simple	1	Aéreo	2,6897	0,0127	0,0952
Granadilla - El Porís	220	16,5	Simple	1	Aéreo	4,3511	0,0205	0,1540
Abona - Candelaria	220	29	Simple	1	Aéreo	7,6473	0,0361	0,2707
El porís - Candelaria	220	22,7	Simple	1	Aéreo	5,9860	0,0282	0,2119
Icod - Teno	66	23,2	Simple	1	Aéreo	7,2871	26,9584	0,2325
Icod - Cuesta la Villa	66	25,2	Simple	1	Aéreo	7,9153	29,2824	0,2526
Icod - Realejos	66	14,3	Simple	1	Aéreo	4,4916	16,6166	0,1433
Cuesta la Villa - Tacoronte	66	11,5	Simple	1	Aéreo	3,6122	13,3630	0,1153
Tacoronte - El Rosario	66	12,3	Simple	1	Aéreo	3,8634	14,2926	0,1233
El Rosario - Manuel Cruz	66	8,8	Simple	2	Aéreo	5,5282	9,3535	0,0968
El Rosario - Guajara	66	2,4	Simple	2	Aéreo	1,5077	2,5510	0,0264
Manuel Cruz - Dique del Este	66	10,2	Simple	2	Aéreo	6,4076	10,8416	0,1122
Dique del Este - Buenos Aires	66	8,9	Simple	1	Subterráneo	0,9772	2,9886	3,2752
Guajara - Buenos Aires	66	2,4	Simple	2	Aéreo	1,5077	2,5510	0,0264
Buenos Aires - Cotesa	66	1,7	Simple	1	Subterráneo	0,1867	0,5709	0,6256
El Rosario - Geneto	66	5,1	Simple	1	Subterráneo	0,5600	1,7126	1,8768
El Rosario - Geneto	66	5,1	Simple	1	Subterráneo	0,5600	1,7126	1,8768
Geneto - Candelaria	66	7,5	Simple	2	Aéreo	4,7115	7,9718	0,0825
Candelaria - Pol de Güímar	66	8,2	Simple	1	Aéreo	2,5756	9,5284	0,0822
Candelaria - PP EE 2	66	24,5	Simple	1	Aéreo	7,6955	28,4690	0,2455
Pol. de Güímar - PP EE 2	66	16,7	Simple	1	Aéreo	5,2455	19,4054	0,1674
PP EE 2 - El Porís	66	5,4	Simple	1	Aéreo	1,6961	6,2748	0,0541
PP EE 2 - Arico	66	4,1	Simple	1	Aéreo	1,2878	4,7642	0,0411
El Porís - Arico	66	4,1	Simple	2	Aéreo	2,5756	4,3579	0,0451
El Porís - PE Porís de Abona 2	66	3,2	Simple	1	Aéreo	1,0051	3,7184	0,0321
El Porís - Tagoro	66	3,1	Simple	1	Aéreo	0,9737	3,6022	0,0311
Arico - Tagoro	66	3,4	Simple	1	Aéreo	1,0679	3,9508	0,0341
Tagoro - PE Porís de Abona	66	3,4	Simple	1	Aéreo	1,0679	3,9508	0,0341
Teno - Guía de Isora	66	20,4	Simple	2	Aéreo	12,8153	21,6832	0,2245
Guía Isora - Los Olivos	66	13,6	Simple	1	Aéreo	4,2718	15,8032	0,1363
Los Olivos - Chayofa	66	8,3	Simple	1	Subterráneo	0,9113	2,7871	3,0544
Los Olivos - Chayofa	66	9,1	Simple	1	Subterráneo	0,9992	3,0558	3,3488
Chayofa - Arona	66	6,1	Simple	2	Aéreo	3,8320	6,4837	0,0671
Arona - Granadilla	66	16,9	Simple	2	Aéreo	10,6166	17,9630	0,1860
Granadilla - Abona	66	8,3	Simple	2	Aéreo	5,2141	8,8221	0,0913
Abona - ITER	66	6,1	Simple	1	Aéreo	1,9160	7,0882	0,0611
Abona - Pol. Ind. de Granadilla	66	4,9	Simple	1	Subterráneo	0,5380	1,6454	1,8032
Abona - Pol. Ind. de Granadilla	66	4,9	Simple	1	Subterráneo	0,5380	1,6454	1,8032
Abona - PP EE 1	66	2,9	Simple	1	Aéreo	0,9109	3,3698	0,0291

La siguiente tabla muestra el listado de las líneas eléctricas de transporte que conforman el sistema eléctrico de potencia de Tenerife descrito en Ampliación 1.

Línea	Tensión Nom. (kV)	Longitud (km)	Tipo de circuito	Nº circuitos	Tipo de instalación	R ( $\Omega$ )	L (mH)	C ( $\mu$ F)
Caletillas - Candelaria	220	3,1	Simple	2	Aéreo	1,6349	3,2950	0,0313
Caletillas - El Rosario	220	9,4	Simple	1	Aéreo	2,4788	11,6917	0,0877
Caletillas - Buenos Aires	220	13,3	Simple	1	Aéreo	3,5072	16,5425	0,1242
Caletillas - La Matanza	220	10,1	Simple	1	Aéreo	2,6634	12,5624	0,0943
Caletillas - Abona	220	29	Simple	1	Aéreo	7,6473	36,0702	0,2707
Buenos Aires - Granadilla	220	59,3	Simple	1	Aéreo	15,6374	73,7573	0,5536
El Rosario - Granadilla	220	54,5	Simple	1	Aéreo	14,3717	67,7871	0,5088
El Porís - Granadilla II	220	16,3	Simple	1	Aéreo	4,2983	20,2739	0,1522
El Porís - La Matanza	220	45,6	Simple	1	Aéreo	12,0247	56,7173	0,4257
Granadilla II - Abona	220	10,2	Simple	1	Aéreo	2,6897	12,6868	0,0952
Granadilla II - Los Vallitos	220	22,5	Simple	1	Aéreo	5,9333	27,9855	0,2100
Granadilla - Los Vallitos	220	22,5	Simple	1	Aéreo	5,9333	27,9855	0,2100

## ANEXO A. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE

Icod - Nueva Icod	66	2	Simple	2	Aéreo	1,2564	2,1258	0,0220
Icod - Chío	66	21,8	Simple	1	Aéreo	6,8474	25,3316	0,2185
Nueva Icod - Cuesta la Villa	66	25,2	Simple	1	Aéreo	7,9153	29,2824	0,2526
Nueva Icod - Realejos	66	14,3	Simple	1	Aéreo	4,4916	16,6166	0,1433
Nueva Icod - Teno	66	23,2	Simple	2	Aéreo	14,5742	24,6593	0,2553
Cuesta la Villa - La Matanza	66	5,6	Simple	2	Aéreo	3,5179	5,9522	0,0616
Realejos - La Matanza	66	15,2	Simple	1	Aéreo	4,7743	17,6624	0,1523
La Matanza - Tacoronte	66	5,9	Simple	1	Aéreo	1,8532	6,8558	0,0591
La Matanza - Cruz Chica	66	11,3	Simple	1	Aéreo	3,5493	13,1306	0,1132
Tacoronte - El Rosario	66	12,3	Simple	1	Aéreo	3,8634	14,2926	0,1233
Cruz Chica - El Rosario	66	6,8	Simple	1	Aéreo	2,1359	7,9016	0,0681
El Rosario - Manuel Cruz	66	8,8	Simple	2	Aéreo	5,5282	9,3535	0,0968
El Rosario - Guajara	66	2,4	Simple	2	Aéreo	1,5077	2,5510	0,0264
El Rosario - Guajara	66	2,4	Simple	1	Aéreo	0,7538	2,7888	0,0241
Manuel Cruz - Dique del Este	66	10,2	Simple	2	Aéreo	6,4076	10,8416	0,1122
Dique del Este - San Telmo	66	5,8	Simple	1	Subterráneo	0,6368	1,9476	2,1344
San Telmo - Buenos Aires	66	3,1	Simple	1	Subterráneo	0,3404	1,0410	1,1408
San Telmo - Buenos Aires	66	3,1	Simple	1	Subterráneo	0,3404	1,0410	1,1408
San Telmo - Buenos Aires	66	3,1	Simple	1	Subterráneo	0,3404	1,0410	1,1408
Guajara - Buenos Aires	66	2,4	Simple	2	Aéreo	1,5077	2,5510	0,0264
Guajara - Buenos Aires	66	2,4	Simple	2	Aéreo	1,5077	2,5510	0,0264
Buenos Aires - Cotesa	66	1,7	Simple	1	Subterráneo	0,1867	0,5709	0,6256
El Rosario - Geneto	66	5,1	Simple	1	Subterráneo	0,5600	1,7126	1,8768
El Rosario - Geneto	66	5,1	Simple	1	Subterráneo	0,5600	1,7126	1,8768
Geneto - Candelaria	66	7,5	Simple	2	Aéreo	4,7115	7,9718	0,0825
Candelaria - Pol de Gúímar	66	8,2	Simple	1	Aéreo	2,5756	9,5284	0,0822
Candelaria - PP EE 2	66	24,5	Simple	1	Aéreo	7,6955	28,4690	0,2455
Pol. de Gúímar - PP EE 2	66	16,7	Simple	1	Aéreo	5,2455	19,4054	0,1674
PP EE 2 - El Porís	66	5,4	Simple	1	Aéreo	1,6961	6,2748	0,0541
PP EE 2 - Arico	66	4,1	Simple	1	Aéreo	1,2878	4,7642	0,0411
El Porís - Arico	66	4,1	Simple	2	Aéreo	2,5756	4,3579	0,0451
El Porís - PE Porís de Abona 2	66	3,2	Simple	1	Aéreo	1,0051	3,7184	0,0321
El Porís - Tagoro	66	3,1	Simple	1	Aéreo	0,9737	3,6022	0,0311
Arico - Tagoro	66	3,4	Simple	1	Aéreo	1,0679	3,9508	0,0341
Tagoro - PE Porís de Abona	66	3,4	Simple	1	Aéreo	1,0679	3,9508	0,0341
Teno - Chío	66	20,4	Simple	2	Aéreo	12,8153	21,6832	0,2245
Guía Isora - Chío	66	2,4	Simple	2	Aéreo	1,5077	2,5510	0,0264
Chío - Adeje	66	6,5	Simple	1	Aéreo	2,0417	7,5530	0,0651
Chío - Los Olivos	66	11,2	Simple	2	Aéreo	7,0358	11,9045	0,1232
Adeje - Los Olivos	66	5,1	Simple	1	Aéreo	1,6019	5,9262	0,0511
Los Olivos - Los Vallitos	66	6,8	Simple	1	Subterráneo	0,7466	2,2834	2,5024
Los Olivos - Los Vallitos	66	6,8	Simple	1	Subterráneo	0,7466	2,2834	2,5024
Los Olivos - Los Vallitos	66	6,8	Simple	1	Subterráneo	0,7466	2,2834	2,5024
Los Vallitos - Chayofa	66	2,2	Simple	1	Subterráneo	0,2416	0,7388	0,8096
Los Vallitos - Chayofa	66	2,2	Simple	1	Subterráneo	0,2416	0,7388	0,8096
Chayofa - Arona II	66	5,9	Simple	1	Aéreo	1,8532	6,8558	0,0591
Chayofa - Arona	66	6,1	Simple	1	Aéreo	1,9160	7,0882	0,0611
Arona - Arona II	66	4,6	Simple	1	Aéreo	1,4449	5,3452	0,0461
Arona - San Isidro	66	10,8	Simple	1	Aéreo	3,3923	12,5496	0,1082
Arona Granadilla	66	16,9	Simple	1	Aéreo	5,3083	19,6378	0,1694
San Isidro - Granadilla	66	9,2	Simple	1	Aéreo	2,8897	10,6904	0,0922
Granadilla - Abona	66	8,3	Simple	2	Aéreo	5,2141	8,8221	0,0913
Abona - ITER	66	6,1	Simple	1	Aéreo	1,9160	7,0882	0,0611
Abona - Pol. Ind. de Granadilla	66	4,9	Simple	1	Subterráneo	0,5380	1,6454	1,8032
Abona - Pol. Ind. de Granadilla	66	4,9	Simple	1	Subterráneo	0,5380	1,6454	1,8032
Abona - PP EE 1	66	2,9	Simple	1	Aéreo	0,9109	3,3698	0,0291

## ANEXO A. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE

En el sistema eléctrico de potencia descrito en Ampliación 2, la red de Tenerife mantiene las líneas descritas en el sistema Ampliación 1, por lo que los parámetros de las líneas quedan recogidos en la tabla anterior. Sin embargo, se añaden nuevas líneas correspondientes con la interconexión Tenerife – La Gomera y las propias líneas que conforman el sistema eléctrico de potencia de La Gomera. La siguiente tabla recoge los parámetros eléctricos de éstas.

Línea	Tensión Nom. (kV)	Longitud (km)	Tipo de circuito	Nº circuitos	Tipo de instalación	R ( $\Omega$ )	L (mH)	C ( $\mu$ F)
El Palmar - Alajeró	66	25	Simple	2	Aéreo	15,705	26,5725	0,275075
El Palmar - Guía de Isora	66	35	Simple	1	Submarino	11,193	76,615	5,222
El Palmar - Los Olivos	66	43	Simple	1	Submarino	13,7514	94,127	6,4156

## Anexo B. Asignación de potencia a los generadores por tecnologías. Asignación de la potencia demandada por las cargas.

A lo largo de este trabajo se han abordado diferentes sistemas eléctricos de potencia. A continuación, se muestra el reparto de la potencia que se ha considerado en cada sistema eléctrico, haciendo distinción entre el periodo horario de demanda máxima y mínima. La manera de distribuir la potencia asignada ha sido de manera equitativa entre todos los generadores de una misma tecnología, es decir, si la potencia asignada a la generación convencional es  $x$ , y se dispone de  $n$  generadores, la potencia asignada a cada generador será  $x/n$ . Esta manera de llevar a cabo la distribución de la potencia a generar se extrapola al resto de tecnologías (eólica, solar fotovoltaica e hidráulica).

### B.1. S.E.P 2019

Para este primer sistema, correspondiente al sistema eléctrico de Tenerife en 2019, se ha considerado el siguiente reparto de la potencia entre las unidades generadoras presentes.

El reparto de la generación convencional se muestra en la siguiente tabla.

Central	Grupo	Denominación	Potencia asignada en el periodo horario de máxima demanda (MW)	Potencia asignada en el periodo horario de mínima demanda (MW)	
<b>Candelaria</b>	Turbina vapor	V1	23,38	13,94	
	Grupo Diésel	D2	8,00	4,77	
	Turbina gas 1	G3	20,28	12,09	
	Turbina gas 2	G2	4,61	2,75	
	<b>Total Candelaria:</b>	-	<b>56,27</b>	<b>33,55</b>	
<b>Centrales térmicas</b>	Turbina vapor 1	V3	46,55	27,75	
	Turbina vapor 2	V4	21,54	12,84	
	Turbina vapor 3	V2	23,89	14,24	
	Grupo Diésel	D1	12,86	7,67	
	<b>Granadilla</b>	Turbina gas 1	G4	10,14	6,04
		Turbina gas 2	G5	12,29	7,33
		Turbina gas 3	G7	43,08	25,68
		Turbina gas 4	G6	47,03	28,04
	<b>Total Granadilla:</b>	-	<b>217,39</b>	<b>129,59</b>	
	<b>Arona</b>	Turbina gas	G8	13,54	8,07
<b>Guía Isora</b>	Turbina gas	G9	13,51	8,06	
<b>Cogeneración</b>	<b>Cotesa</b>	Turbina gas	G1	11,29	6,73
<b>TOTAL:</b>			<b>312</b>	<b>186</b>	

Se observa que la potencia total asignada coincide con la comentada en el apartado 4.1.1.

En cuanto al reparto de la potencia en la generación renovables, se puede consultar el reparto de potencia eólica, solar fotovoltaica e hidráulica en las próximas 3 tablas, de manera consecutiva y ordenada.

ANEXO B. ASIGNACIÓN DE POTENCIA A LSO GENERADORES POR TECNOLOGÍAS. ASIGNACIÓN DE LA POTENCIA DEMANDADA POR LAS CARGAS.

Parque	Nudo	Denominación	Potencia asignada en el periodo horario de máxima demanda (MW)	Potencia asignada en el periodo horario de mínima demanda (MW)
P.E. Arico Fases I y II	PP EE 1	E1	8,17	8,36
P.E. Chimiche II	PP EE 1	E2	15,97	16,34
P.E. Arico Fases III y IV	PP EE 1	E3	7,82	8,00
P.E. Granadilla	ABONA	E4	4,17	4,27
P.E. Granadilla II	ABONA	E5	4,78	4,89
Aerogenerador MADE 150 ITER	ITER	E6	0,13	0,13
Aerogenerador MADE 300 ITER	ITER	E7	0,26	0,27
P.E. ITER General	ITER	E8	1,46	1,49
P.E. Areté	ITER	E9	14,60	14,94
P.E. La Roca	ITER	E10	15,99	16,36
P.E. Tagoro Risco Blanco	TAGORO	E11	14,29	14,63
P.E. La Morra	PE PORÍS 1	E12	6,13	6,27
P.E. Finca de Mogán	ARICO	E13	14,34	14,67
P.E. Llanos de la Esquina	ARICO	E14	5,17	5,29
P.E. Porís de Abona	PE PORÍS 2	E15	17,03	17,43
P.E. Bermejo	PP EE 2	E16	10,95	11,21
P.E. Vera de Abote	PP EE 2	E17	9,12	9,34
P.E. Icor	PP EE 2	E18	18,06	18,49
P.E. Punta Teno	TENO	E19	1,56	1,60
<b>TOTAL:</b>			<b>170</b>	<b>174</b>

Nudo	Denominación	Potencia asignada en el periodo horario de máxima demanda (kW)	Potencia asignada en el periodo horario de mínima demanda (kW)
Pol Granadilla	PV1	6526,41	0
Abona	PV2	4453,53	0
ITER	PV3	10735,54	0
Tagoro	PV4	6300,11	0
Arico	PV5	42960,25	0
Pol Güimar	PV6	1511,66	0
El Rosario	PV7	2670,31	0
Tacoronte	PV8	2797,03	0
Gúía Isora	PV9	9196,72	0
Chayofa	PV10	5222,94	0
Arona	PV11	4625,51	0
<b>TOTAL:</b>		<b>97000</b>	<b>0</b>

Nudo	Denominación	Potencia asignada en el periodo horario de máxima demanda (MW)	Potencia asignada en el periodo horario de mínima demanda (MW)
Icod	H1	1	0
<b>TOTAL:</b>		<b>1</b>	<b>0</b>

El reparto de la potencia activa demandada se ha realizado a partir de la distribución porcentual de la demanda desarrollada en el apartado 4.2. La potencia reactiva asignada a cada carga se ha calculado de tal manera que el factor de potencia de cada carga sea cercano a 0,9. Esto supone que la demanda de potencia reactiva sea la mitad de la demanda de potencia activa, aproximadamente. Las próximas 2 tablas muestran el reparto de dicha demanda para el periodo horario de máxima y mínima demanda respectivamente.



ANEXO B. ASIGNACIÓN DE POTENCIA A LSO GENERADORES POR TECNOLOGÍAS. ASIGNACIÓN DE LA POTENCIA DEMANDADA POR LAS CARGAS.

Nudo	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Nudo	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
Abona	4,81	1,8	Guajara	53,53	19
Arico	5,39	2	Guía Isora	26,85	10
Arona	50,05	14	Icod	15,35	5
Buenos Aires	50,05	14	Los Olivos	53,53	18
Candelaria	9,74	4	Manuel Cruz	34,97	12
Chayofa	52,37	19	Pol Granadilla	26,80	10
Cuesta la Villa	32,75	5	Pol Güimar	23,95	9
Dique del Este	19,31	9	Realejos	15,65	5
El Porís	5,39	2	Tacoronte	32,75	5
El Rosario	29,05	9	Tagoro	4,81	1,8
Geneto	21,05	8	Teno	11,77	5

Nudo	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Nudo	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
Abona	2,99	1,45	Guajara	33,23	10
Arico	3,35	1,6	Guía Isora	16,67	8
Arona	31,07	12	Icod	7,67	3,5
Buenos Aires	31,07	13	Los Olivos	33,23	10
Candelaria	6,05	3	Manuel Cruz	21,71	8
Chayofa	32,51	10	Pol Granadilla	16,63	8
Cuesta la Villa	18,47	7	Pol Güimar	14,87	7
Dique del Este	11,99	5,9	Realejos	20,27	5
El Porís	3,35	1,6	Tacoronte	18,47	7
El Rosario	13,07	6,5	Tagoro	2,99	1,45
Geneto	13,07	6,5	Teno	7,31	3,5

### B.2. S.E.P Ampliación 1

En el sistema eléctrico de potencia Ampliación 1, correspondiente con el sistema tinerfeño previsto para un futuro cercano, se ha considerado el siguiente reparto de la potencia a generar.

La asignación de potencia a generación convencional en ambos escenarios de operación se representa en la siguiente tabla.

Central	Grupo	Denominación	Potencia asignada en el periodo horario de máxima demanda (MW)	Potencia asignada en el periodo horario de mínima demanda (MW)	
Candelaria	Turbina vapor	V1	18,69	18,69	
	Grupo Diésel	V5_	17,22	17,22	
	Turbina gas 1	G3	17,22	17,22	
	Turbina gas 2	G2_	17,22	17,22	
	<b>Total Candelaria:</b>	-	<b>70,34</b>	<b>70,34</b>	
Centrales térmicas	Turbina vapor 1	V3	37,21	37,21	
	Turbina vapor 2	V4	17,22	17,22	
	Turbina vapor 3	V2_	19,72	19,72	
	Grupo Diésel	D1	10,28	10,28	
	Turbina gas 1	G4	8,10	8,10	
	Turbina gas 2	G5	9,82	9,82	
	Turbina gas 3	G7	34,43	34,43	
	Turbina gas 4	G6	38,85	38,85	
	<b>Total Granadilla:</b>	-	<b>175,64</b>	<b>175,64</b>	
Cogeneración	Cotesa	Turbina gas	G1	9,02	9,02
<b>TOTAL:</b>			<b>255</b>	<b>255</b>	

ANEXO B. ASIGNACIÓN DE POTENCIA A LSO GENERADORES POR TECNOLOGÍAS. ASIGNACIÓN DE LA POTENCIA DEMANDADA POR LAS CARGAS.

El reparto de la asignación de potencia entre diferentes tecnologías de generación renovable puede ser consultada en las 3 próximas tablas, en función de si la generación es eólica, solar fotovoltaica o hidráulica.

Parque	Nudo	Denominación	Potencia asignada en el periodo horario de máxima demanda (MW)	Potencia asignada en el periodo horario de mínima demanda (MW)
P.E. Punta Teno	TENO	E1_	1,22	1,24
P.E. 18	TENO	E2_	3,11	3,18
P.E. 11	PP EE 2	E3_	9,33	9,54
P.E. 12	PP EE 2	E4_	7,78	7,95
P.E. 13	PP EE 2	E5_	9,33	9,54
P.E. 14	PP EE 2	E6_	9,33	9,54
P.E. Llanos de la Esquina	ARICO	E7_	4,02	4,11
P.E. Finca de Mogán	ARICO	E8_	17,58	17,97
P.E. 9	PE PORÍS 2	E9_	9,33	9,54
P.E. 10	PE PORÍS 2	E10_	7,78	7,95
P.E. Porís de Abona 2	PE PORÍS 2	E11_	13,25	13,55
P.E. 5	TAGORO	E12_	7,78	7,95
P.E. 6	TAGORO	E13_	9,33	9,54
P.E. 8	TAGORO	E14_	9,33	9,54
P.E. 7	PE PORÍS 1	E15_	4,87	4,98
P.E. Porís de Abona	PE PORÍS 1	E16_	12,44	12,72
P.E. La Morra	PE PORÍS 1	E17_	4,26	4,35
P.E. 1	ABONA	E18_	7,78	7,95
P.E. 2	ABONA	E19_	9,33	9,54
P.E. Granadilla	ABONA	E20_	10,89	11,13
P.E. Aulagas	PP EE 1	E21_	9,33	9,54
P.E. El Rincón	PP EE 1	E22_	12,44	12,72
P.E. Arico	PP EE 1	E23_	12,44	12,72
P.E. Chimiche II	PP EE 1	E24_	12,44	12,72
P.E. Punta Gomerros	PP EE 1	E25_	3,65	3,73
P.E. 3	PP EE 1	E26_	6,22	6,36
P.E. 4	PP EE 1	E27_	7,78	7,95
P.E. Areté	ITER	E28_	12,44	12,72
P.E. La Roca	ITER	E29_	12,44	12,72
P.E. ITER 1	ITER	E30_	1,56	1,59
P.E. ITER 2	ITER	E31_	7,78	7,95
P.E. ITER 3	ITER	E32_	5,41	5,53
<b>TOTAL:</b>			<b>272</b>	<b>278</b>

Nudo	Denominación	Potencia asignada en el periodo horario de máxima demanda (kW)	Potencia asignada en el periodo horario de mínima demanda (kW)
Pol Granadilla	PV1_	11017,39	0
Abona	PV2_	7505,08	0
ITER	PV3_	18083,43	0
Tagoro	PV4_	10652,91	0
Arico	PV5_	89804,16	0
Pol Güimar	PV6_	2543,11	0
El Rosario	PV7_	4514,65	0
Tacoronte	PV8_	596,43	0
Cruz Chica	PV9_	4125,31	0
Gúa Isora	PV10_	15532,04	0
Chayofa	PV11_	8822,20	0
Arona	PV12_	7803,30	0
<b>TOTAL:</b>		<b>181000</b>	<b>0</b>

ANEXO B. ASIGNACIÓN DE POTENCIA A LSO GENERADORES POR TECNOLOGÍAS. ASIGNACIÓN DE LA POTENCIA DEMANDADA POR LAS CARGAS.

Nudo	Denominación	Potencia asignada en el periodo	Potencia asignada en el periodo
		horario de máxima demanda (MW)	horario de mínima demanda (MW)
El Rosario	H2	-17	-15,33
El Rosario	H3	-17	-15,33
El Rosario	H4	-17	-15,33
<b>TOTAL:</b>		<b>-51</b>	<b>-46</b>

El reparto de la potencia activa y reactiva demandada se muestra en las dos siguientes tablas, en función de si la demanda es máxima o mínima. La potencia reactiva ha ido calculada persiguiendo el objetivo comentado anteriormente para el sistema eléctrico de Tenerife en 2019.

Nudo	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Nudo	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
Abona	6,57	3	Guajara	56,50	23
Adeje	32,85	15	Guía Isora	13,14	6
Arico	7,88	3,5	Icod	6,57	3
Arona	26,28	13	La Matanza	32,85	16
Arona II	26,28	13	Los Olivos	23,65	11
Buenos Aires	52,56	25	Los Vallitos	19,71	9
Caletillas	1,97	1	Manuel Cruz	35,48	17
Candelaria	3,94	2	Nueva Icod	6,57	3
Chayofa	35,48	17	Pol Granadilla	25,62	12
Chío	13,14	6	Pol Güimar	23,00	11
Cruz Chica	24,31	12	Realejos	16,42	7
Cuesta la Villa	29,57	14	San Isidro	16,42	8
Dique del Este	17,74	8	San Telmo	9,85	4
El Porís	7,88	3,5	Tacoronte	29,57	15
El Rosario	19,71	9	Tagoro	6,57	3
Geneto	19,71	9	Teno	9,20	4

Nudo	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)	Nudo	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
Abona	4,89	2	Guajara	41,88	20
Adeje	24,35	12	Guía Isora	9,74	4,5
Arico	5,84	2,5	Icod	4,87	2,4
Arona	19,48	9,5	La Matanza	24,35	12
Arona II	19,48	9,5	Los Olivos	17,53	8,5
Buenos Aires	38,96	19	Los Vallitos	14,61	7
Caletillas	1,46	0,5	Manuel Cruz	26,30	13
Candelaria	2,92	1,4	Nueva Icod	4,87	2,4
Chayofa	26,30	13	Pol Granadilla	18,99	9
Chío	9,74	4,5	Pol Güimar	17,05	8,5
Cruz Chica	18,02	9	Realejos	12,18	6
Cuesta la Villa	21,92	10,5	San Isidro	12,18	6
Dique del Este	13,15	6,5	San Telmo	7,30	3,5
El Porís	5,84	2,8	Tacoronte	21,92	10,5
El Rosario	14,61	7	Tagoro	4,87	2,4
Geneto	14,61	7	Teno	6,82	3,3

ANEXO B. ASIGNACIÓN DE POTENCIA A LSO GENERADORES POR TECNOLOGÍAS. ASIGNACIÓN DE LA POTENCIA DEMANDADA POR LAS CARGAS.

B.3. S.E.P Ampliación 2

Este tercer sistema considera el sistema eléctrico de potencia de Tenerife propuesto para un futuro, descrito en la Ampliación 2. Además, tiene en cuenta la interconexión eléctrica Tenerife – La Gomera. A continuación, se muestra el reparto de potencias asignadas tanto a la generación como a la demanda.

El reparto de potencia asignada a la generación convencional se divide por islas. La potencia asignada a la generación convencional de Tenerife coincide con la asignada en la Ampliación 1, tanto en el escenario de operación de máxima demanda como en el de mínima. Por ello, dicho reparto puede consultarse en el apartado B.2.

La generación convencional asignada a los grupos pertenecientes a La Gomera es nula, puesto que uno de los objetivos de realizar la interconexión es asegurar la cobertura de demanda en La Gomera sin necesidad de generación convencional en la propia isla. Por ello, la consigna de potencia para cada uno de los grupos diésel de La Gomera es de 0 MW para ambos escenarios de operación.

La asignación de potencia a los parques eólicos de Tenerife se muestra en la siguiente tabla.

Parque	Nudo	Denominación	Potencia asignada en el periodo horario de máxima demanda (MW)	Potencia asignada en el periodo horario de mínima demanda (MW)
P.E. Punta Teno	TENO	E1_	1,24	1,26
P.E. 18	TENO	E2_	3,16	3,22
P.E. 11	PP EE 2	E3_	9,47	9,67
P.E. 12	PP EE 2	E4_	7,89	8,06
P.E. 13	PP EE 2	E5_	9,47	9,67
P.E. 14	PP EE 2	E6_	9,47	9,67
P.E. Llanos de la Esquina	ARICO	E7_	4,08	4,17
P.E. Finca de Mogán	ARICO	E8_	17,84	18,23
P.E. 9	PE PORÍS 2	E9_	9,47	9,67
P.E. 10	PE PORÍS 2	E10_	7,89	8,06
P.E. Porís de Abona 2	PE PORÍS 2	E11_	13,45	13,74
P.E. 5	TAGORO	E12_	7,89	8,06
P.E. 6	TAGORO	E13_	9,47	9,67
P.E. 8	TAGORO	E14_	9,47	9,67
P.E. 7	PE PORÍS 1	E15_	4,94	5,05
P.E. Porís de Abona	PE PORÍS 1	E16_	12,62	12,90
P.E. La Morra	PE PORÍS 1	E17_	4,32	4,42
P.E. 1	ABONA	E18_	7,89	8,06
P.E. 2	ABONA	E19_	9,47	9,67
P.E. Granadilla	ABONA	E20_	11,05	11,29
P.E. Aulagas	PP EE 1	E21_	9,47	9,67
P.E. El Rincón	PP EE 1	E22_	12,62	12,90
P.E. Arico	PP EE 1	E23_	12,62	12,90
P.E. Chimiche II	PP EE 1	E24_	12,62	12,90
P.E. Punta Gomeros	PP EE 1	E25_	3,71	3,79
P.E. 3	PP EE 1	E26_	6,31	6,45
P.E. 4	PP EE 1	E27_	7,89	8,06
P.E. Areté	ITER	E28_	12,62	12,90
P.E. La Roca	ITER	E29_	12,62	12,90
P.E. ITER 1	ITER	E30_	1,58	1,61
P.E. ITER 2	ITER	E31_	7,89	8,06
P.E. ITER 3	ITER	E32_	5,49	5,61
<b>TOTAL:</b>			<b>276</b>	<b>282</b>

ANEXO B. ASIGNACIÓN DE POTENCIA A LSO GENERADORES POR TECNOLOGÍAS. ASIGNACIÓN DE LA POTENCIA DEMANDADA POR LAS CARGAS.

La generación eólica en La Gomera según el escenario de operación se recoge en la siguiente tabla.

Parque	Nudo	Denominación	Potencia asignada en el periodo horario de máxima demanda (MW)	Potencia asignada en el periodo horario de mínima demanda (MW)
P.E. Ayamosna Este	EL PALMAR	E33_	1,46	1,47
P.E. El Revolcadero	EL PALMAR	E34_	1,46	1,47
P.E. 3	EL PALMAR	E35_	3,73	3,76
P.E. Epina	ALAJERÓ	E36_	0,29	0,29
<b>TOTAL:</b>			<b>6,95</b>	<b>7</b>

Las 2 próximas tablas muestran la asignación de potencia a las distintas plantas fotovoltaicas instaladas en Tenerife y La Gomera, respectivamente.

Nudo	Denominación	Potencia asignada en el periodo horario de máxima demanda (kW)	Potencia asignada en el periodo horario de mínima demanda (kW)
Pol Granadilla	PV1_	11260,87	0
Abona	PV2_	7670,94	0
ITER	PV3_	18483,07	0
Tagoro	PV4_	10888,33	0
Arico	PV5_	91788,79	0
Pol Güimar	PV6_	2599,31	0
El Rosario	PV7_	4614,42	0
Tacoronte	PV8_	609,61	0
Cruz Chica	PV9_	4216,48	0
Gúía Isora	PV10_	15875,29	0
Chayofa	PV11_	9017,16	0
Arona	PV12_	7975,74	0
<b>TOTAL:</b>		<b>185000</b>	<b>0</b>

Nudo	Denominación	Potencia asignada en el periodo horario de máxima demanda (kW)	Potencia asignada en el periodo horario de mínima demanda (kW)
El Palmar	PV13_	30	0
Alajeró	PV14_	20	0
<b>TOTAL:</b>		<b>50</b>	<b>0</b>

La asignación de potencia hidráulica en Tenerife coincide con la asignación considerada en el sistema Ampliación 1. Esta asignación puede ser consultada en el apartado B.2. En cuanto a la generación hidráulica de La Gomera, tanto en el periodo de demanda máxima como de demanda mínima la central se encuentra parada, por lo que su consigna de generación es de 0 MW.

La distribución de la demanda de potencia en Tenerife corresponde con la asignada en el sistema Ampliación 1, la cual está recogida en el apartado B.2. El reparto de potencia demandada en los 2 nudos de La Gomera se muestra en las dos próximas tablas, en función del escenario de operación.

ANEXO B. ASIGNACIÓN DE POTENCIA A LSO GENERADORES POR TECNOLOGÍAS. ASIGNACIÓN DE LA POTENCIA DEMANDADA POR LAS CARGAS.

<b>Nudo</b>	<b>Potencia activa (MW)</b>	<b>Potencia reactiva (MVar)</b>
Alajeró	7,5	3,5
El Palmar	7,5	3,5

<b>Nudo</b>	<b>Potencia activa (MW)</b>	<b>Potencia reactiva (MVar)</b>
Alajeró	5,5	2,5
El Palmar	5,5	2,5

## Anexo C. Diagramas unifilares de los sistemas eléctricos de potencia definidos.

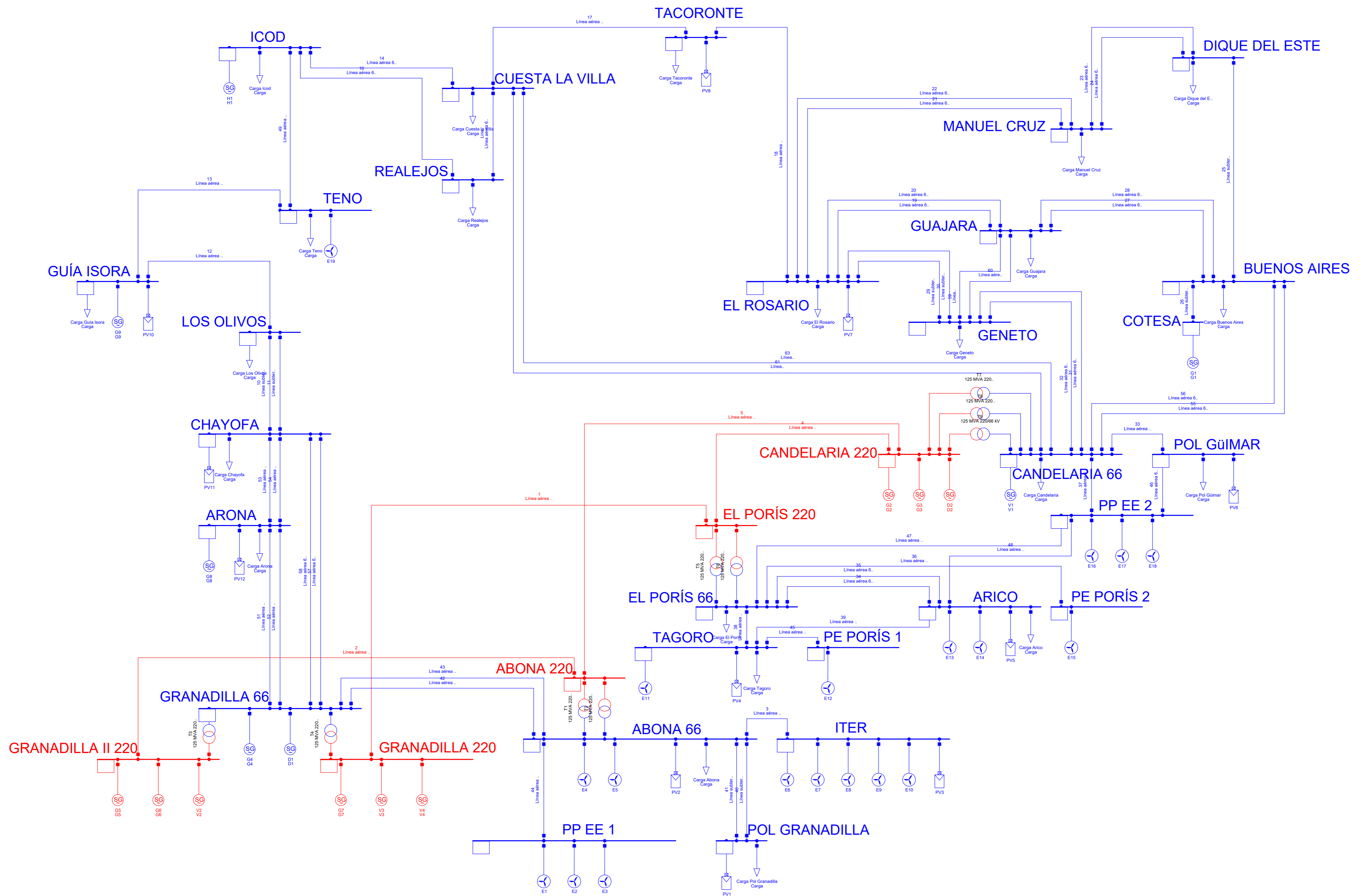
Este anexo recoge los diagramas unifilares de los 3 sistemas de potencia caracterizados en este trabajo. Se muestran los diagramas exportados del programa SIgSILENT PoweFactory, a tamaño Din A2.

El primer diagrama unifilar corresponde al sistema eléctrico de potencia de Tenerife en 2019.

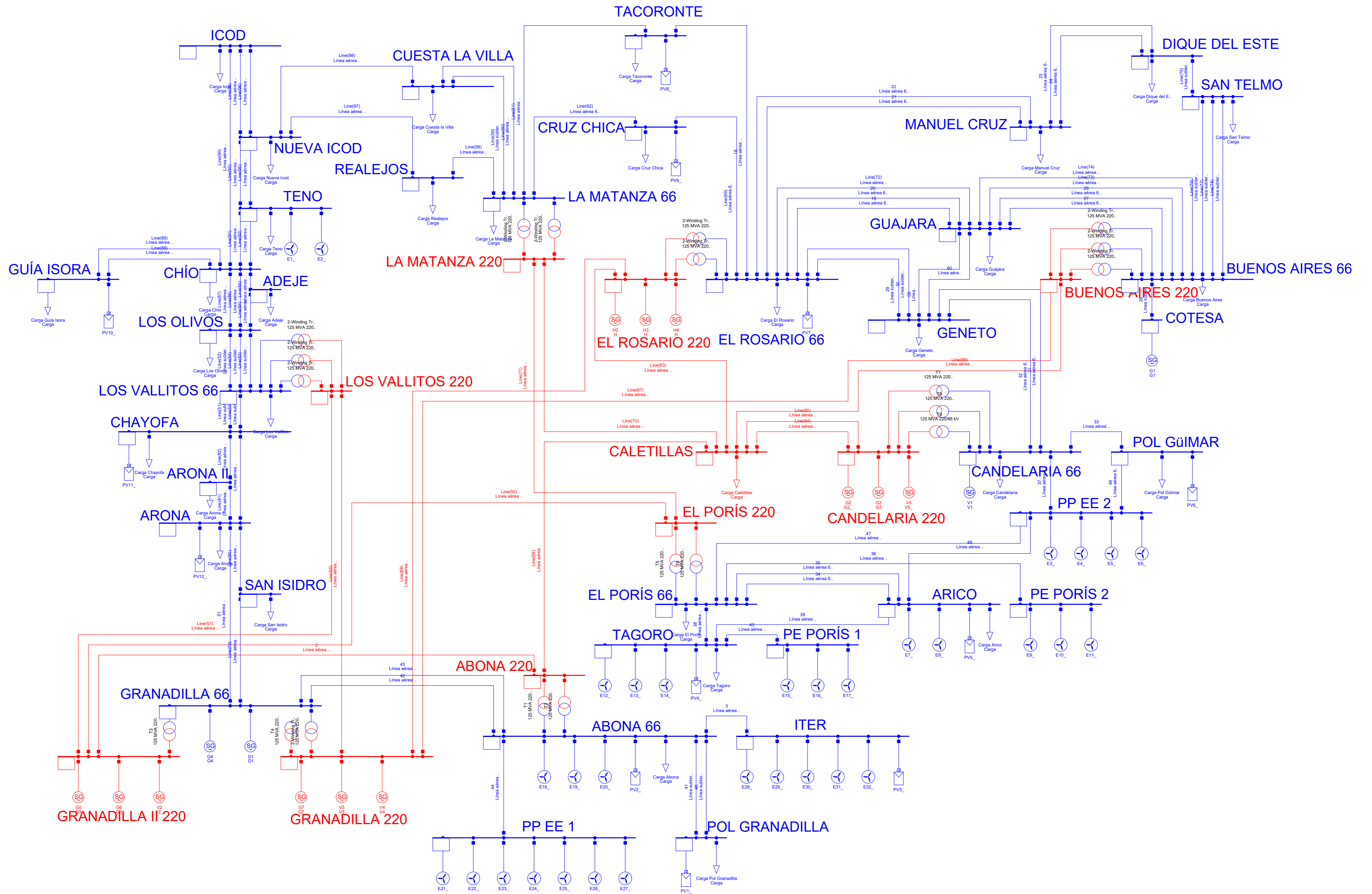
El segundo diagrama unifilar corresponde al sistema eléctrico de potencia Ampliación 1.

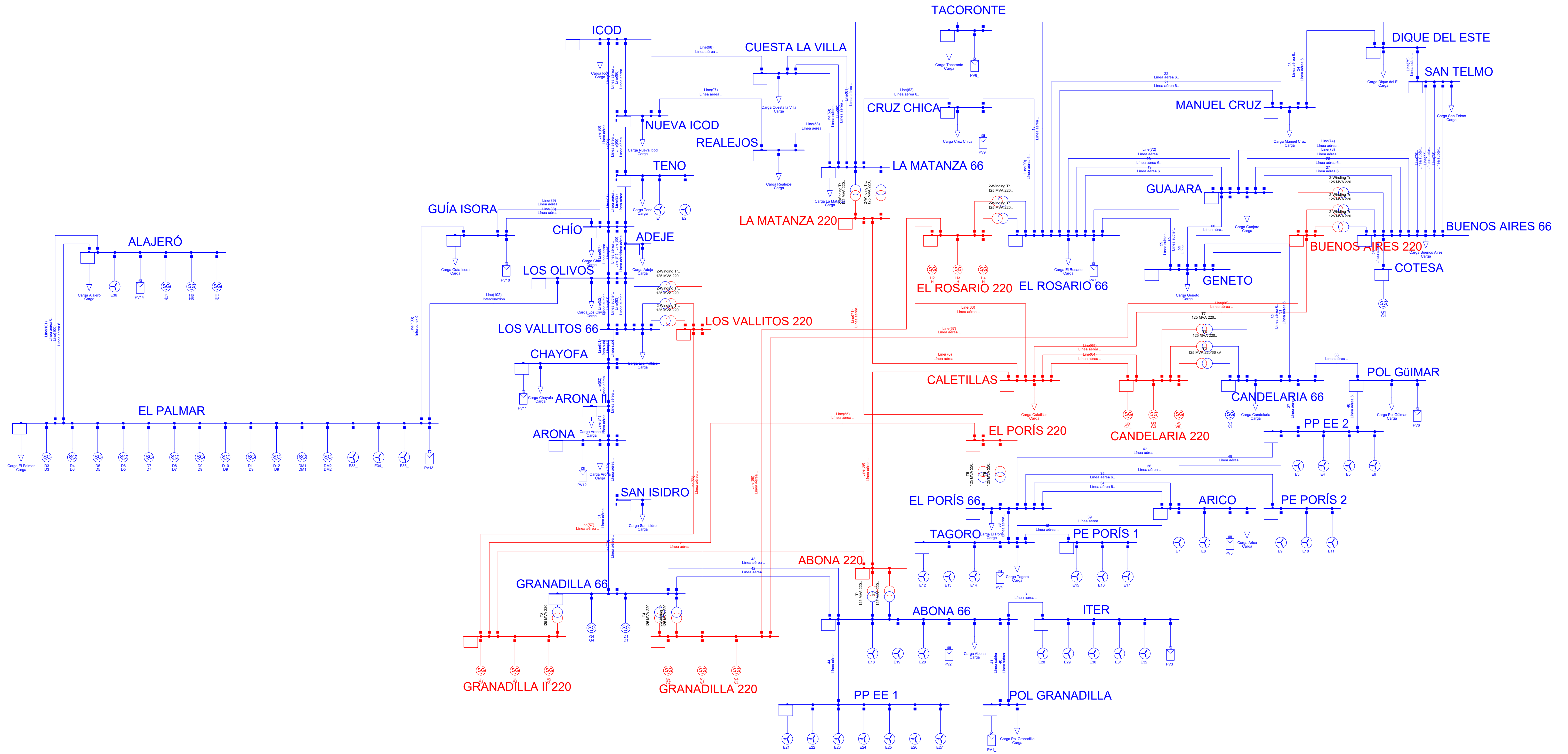
El tercer diagrama unifilar corresponde al sistema eléctrico de potencia Ampliación 2.

En los tres sistemas representados se representan los diferentes niveles de tensión con colores característicos. Los elementos de color rojo presentan una tensión nominal de 220 kV, mientras que los elementos de color azul presentan una tensión nominal de 66 kV.









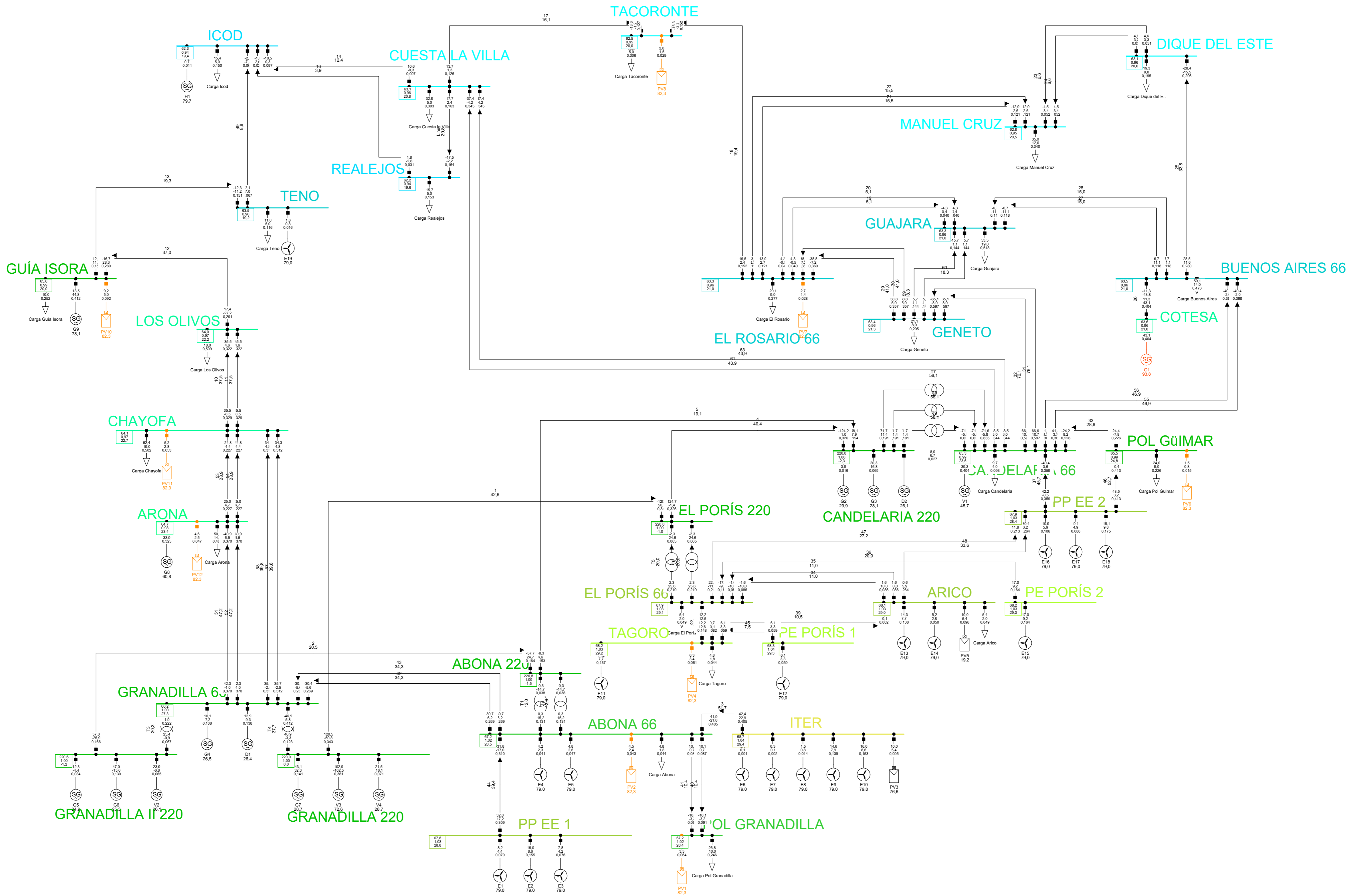
## Anexo D. Diagramas unifilares de los sistemas eléctricos de potencia tras el análisis de flujos de potencias.

En este anexo se recogen los diagramas unifilares de los diferentes sistemas eléctricos de potencia tratados en este trabajo tras el análisis de los flujos de potencia. Para cada sistema se muestran dos diagramas diferentes, uno por cada escenario de operación. Se representa el sentido de la potencia activa que circula por las líneas mediante flechas. Se muestran los diagramas exportados del programa SigSILENT PoweFactory, a tamaño Din A2.

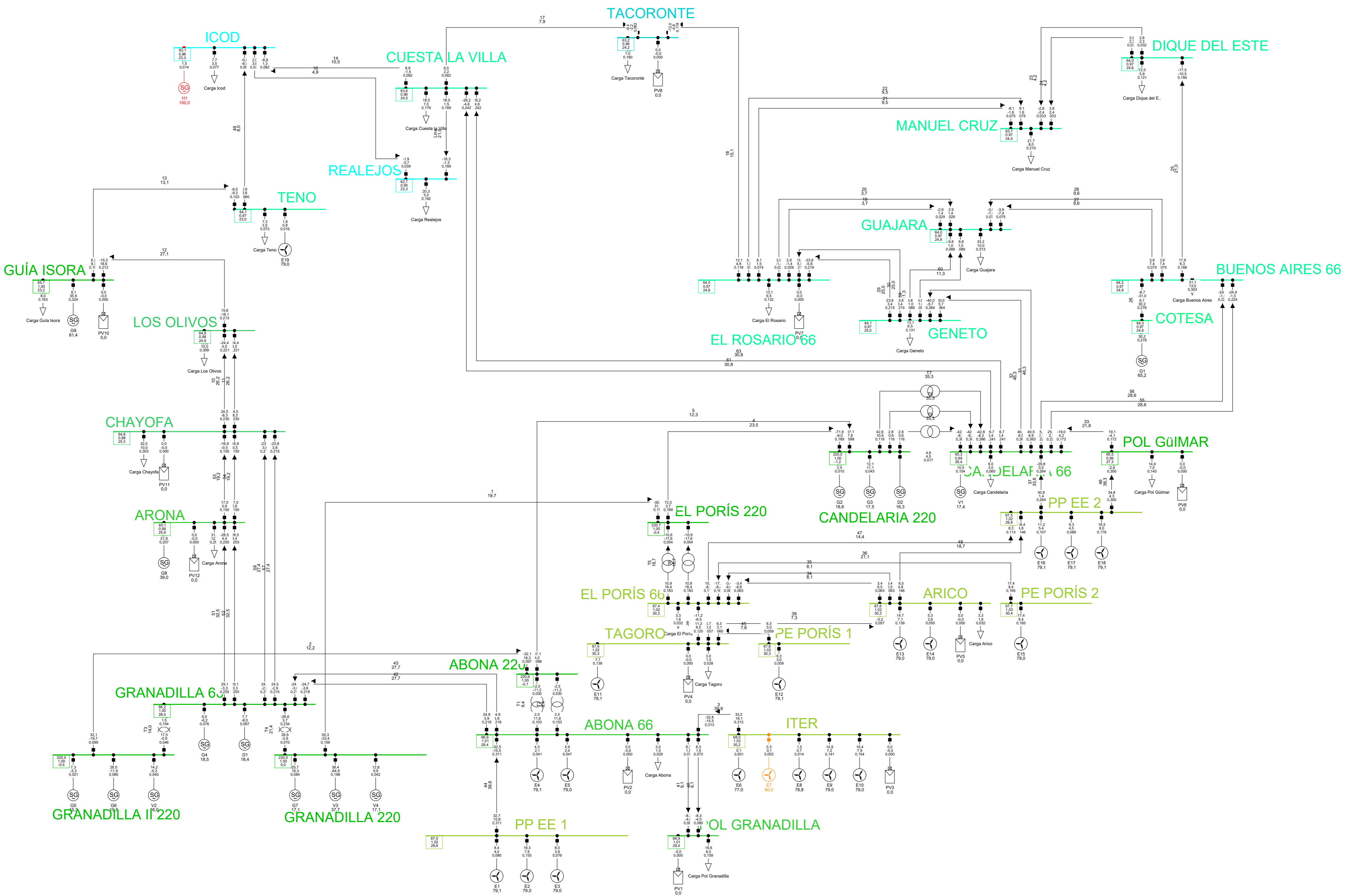
El primer y segundo diagrama corresponden a los flujos de potencia del sistema caracterizado para 2019, considerando el escenario de operación de máxima y mínima demanda, respectivamente.

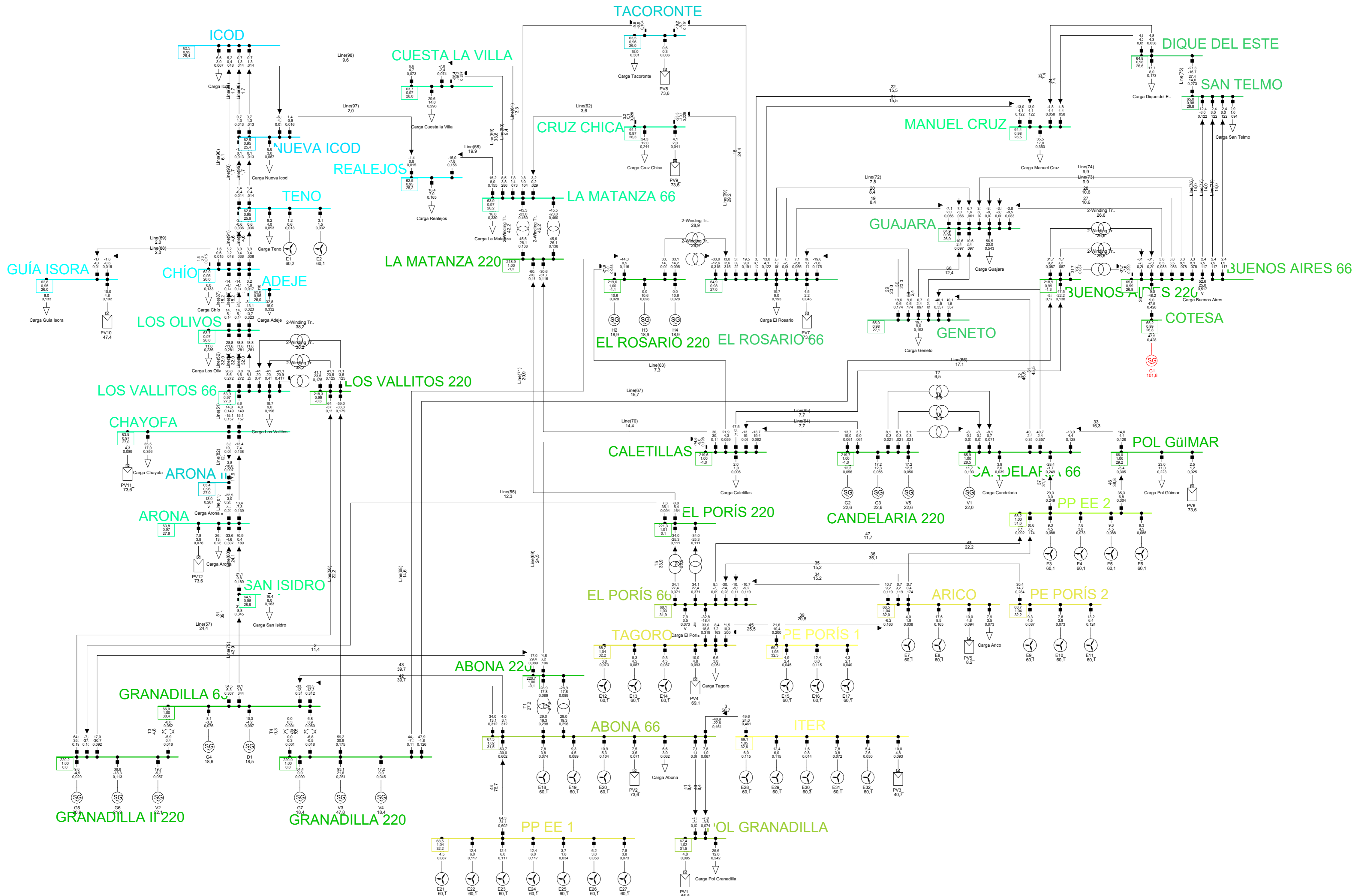
El tercer y cuarto diagrama corresponden a los flujos de potencia del sistema Ampliación 1, considerando el escenario de operación de máxima y mínima demanda, respectivamente.

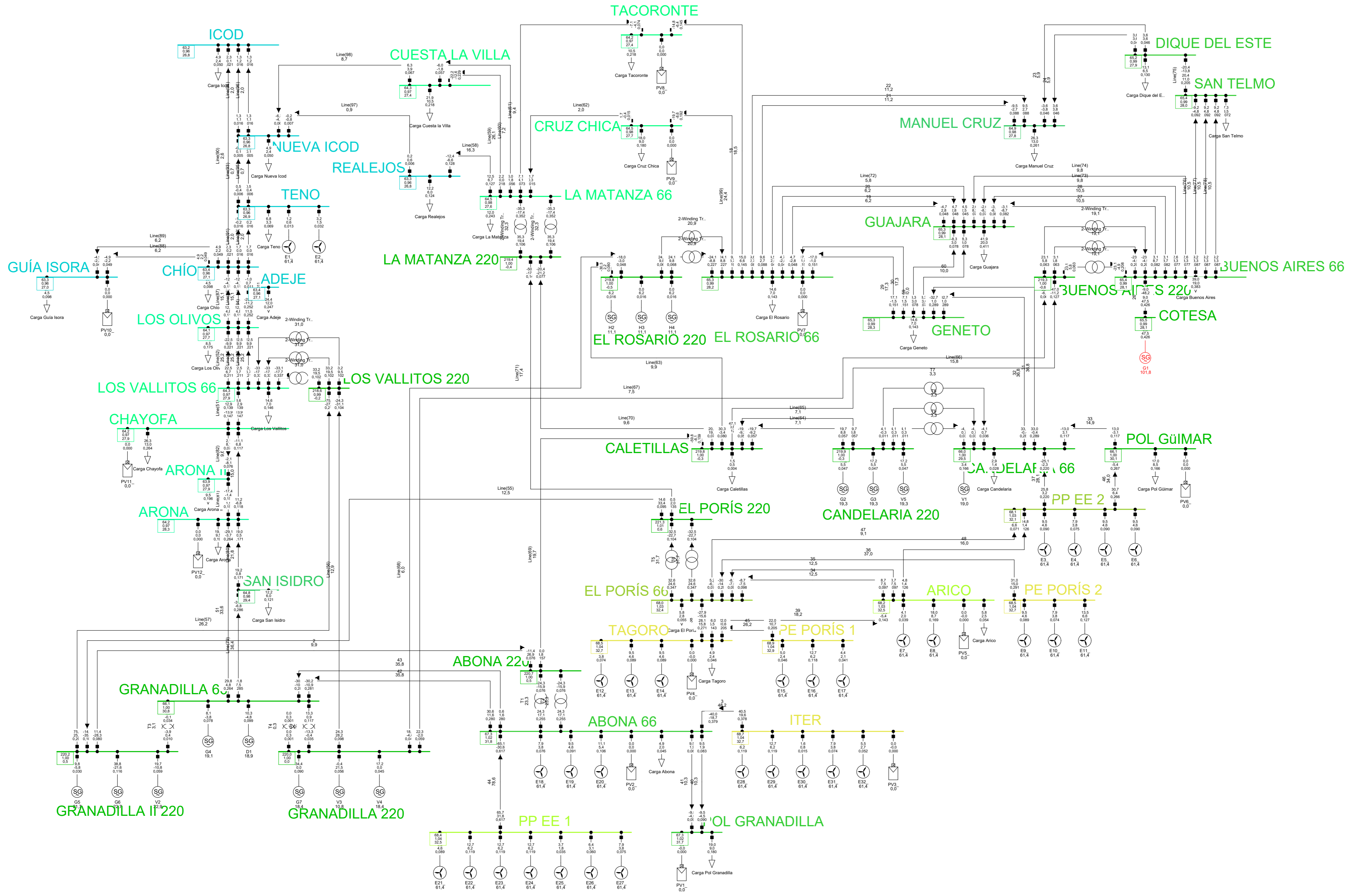
El quinto y sexto diagrama corresponden a los flujos de potencia del sistema Ampliación 2, considerando el escenario de operación de máxima y mínima demanda, respectivamente.







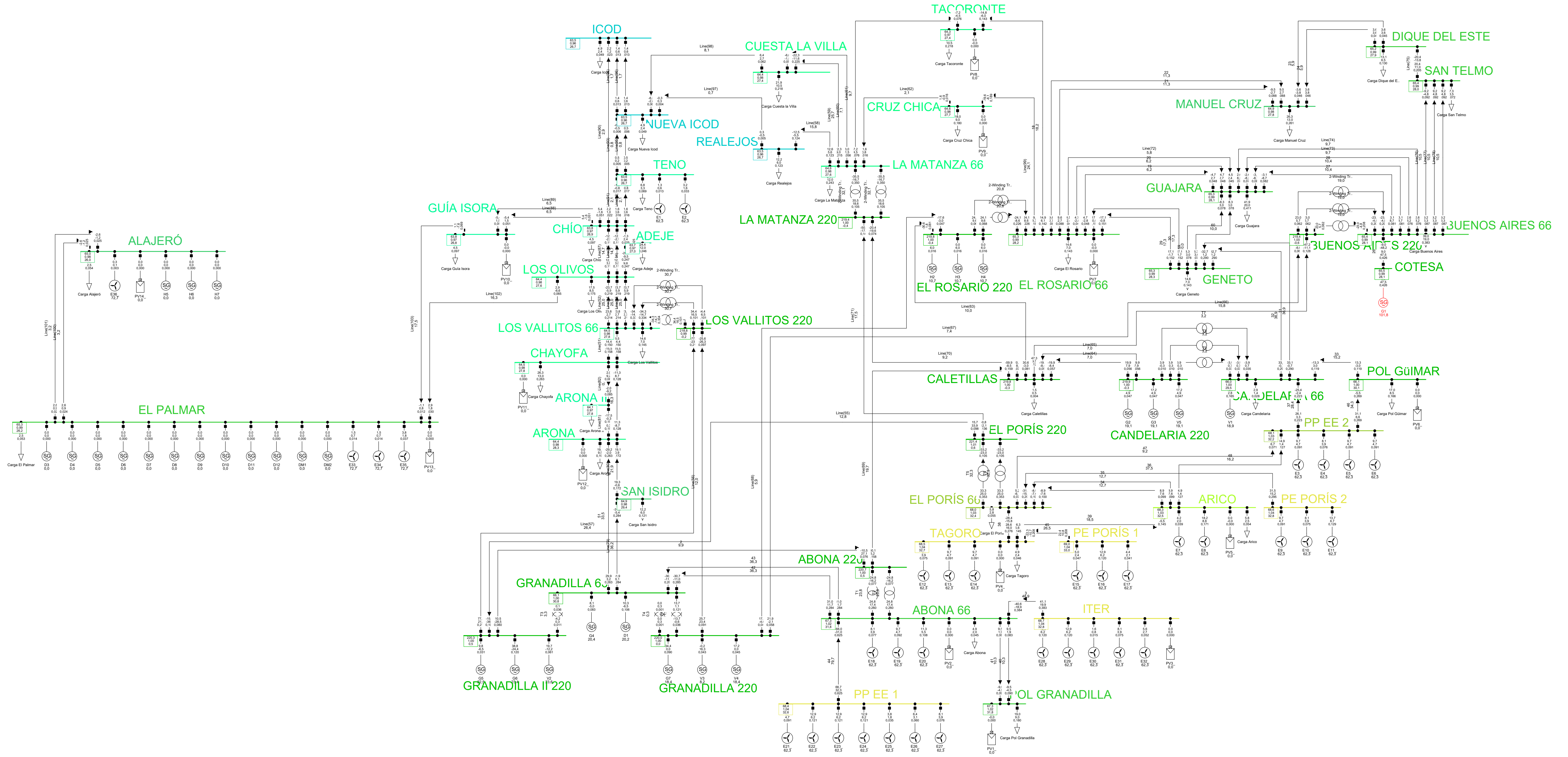












## Anexo E. Diagramas unifilares del sistema eléctrico de Tenerife en 2019 tras el análisis de contingencias.

Este anexo recoge los diagramas unifilares del sistema eléctrico de Tenerife en 2019 tras el análisis de contingencias. El escenario considerado es el correspondiente al periodo de demanda máxima.

Como se ha comentado en el apartado **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, existen varias contingencias que provocan sobrecargas en diversos elementos del sistema. Por ello, se han recalculado los flujos de potencia desconectando uno a uno cada elemento que provocaba sobrecargas.

El primer diagrama corresponde al flujo de potencias cuando la línea Granadilla 220 – El Porís 220 se encuentra desconectada. Se aprecia una sobrecarga en el transformador que conecta los parques de Granadilla 220 y Granadilla 66.

El segundo diagrama corresponde al flujo de potencias cuando la línea El Porís 220 – Candelaria 220 se encuentra desconectada. Se aprecia una sobrecarga en la línea PP EE 2 – Pol Güimar y en el transformador que conecta los parques de Granadilla 220 y Granadilla 66.

El tercer diagrama corresponde al flujo de potencias cuando uno de los 3 transformadores de la subestación Candelaria se encuentra fuera de servicio. Los otros 2 transformadores sufren una sobrecarga.

Por último, el cuarto diagrama muestra el flujo de potencias cuando uno de los 2 circuitos que conforman la línea aérea Candelaria 66 – Geneto está desconectada. La sobrecarga se da en el circuito que se encuentra operativo.

