



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE UNA MICRO-RED PORTUARIA FRENTE A
LA CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN ELÉCTRICA DE BARCOS, POR MEDIO
DE SIMULACIÓN EN BASE A DATOS DEL PUERTO CENTRAL EN CHILE.**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

LUCAS NICOLÁS ASTUDILLO CALDERÓN

PROFESORA GUÍA:
CONSTANZA AHUMADA SANHUEZA

PROFESORA CO-GUÍA:
DORIS SÁEZ HUEICHAPAN

COMISIÓN:
ALEX NAVAS FONSECA

Este trabajo ha sido financiado por
ANID/ATE 230035 y ANID/Fondecyt Iniciación 11200866.

SANTIAGO DE CHILE

2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: LUCAS NICOLÁS ASTUDILLO CALDERÓN
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: CONSTANZA AHUMADA

ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE UNA MICRO-RED PORTUARIA FRENTE A LA CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN ELÉCTRICA DE BARCOS, POR MEDIO DE SIMULACIÓN EN BASE A DATOS DEL PUERTO CENTRAL EN CHILE.

Bajo el contexto de esfuerzos globales para reducir la contaminación producto de gases de efecto invernadero, se ha propuesto como estrategia para mitigar la emisión de estos producto de embarcaciones, la incorporación de tecnologías de *Cold-Ironing* que consiste en la conexión eléctrica de las embarcaciones atracadas en puertos para suplir las demandas de estos, desplazando el efecto contaminante de la generación de las embarcaciones que es típicamente en base a combustibles fósiles, a la matriz energética del puerto. Dentro de los principales desafíos se encuentra la mitigación de los impactos de carga que estas embarcaciones agregarían a la red, por lo cual se ha propuesto como estrategia el uso de micro-redes portuarias como solución lo que permite la conexión de las embarcaciones junto con un sistema eléctrico controlado para mitigar estos impactos de carga hacia la red principal.

En base a esto se busca estudiar la factibilidad operacional de una micro-red propuesta para el Puerto Central en Chile, para lo que se consideran los datos de consumo del puerto; estimaciones de consumo de las embarcaciones en base a los datos de planificación naviera del puerto; las características locales del punto de conexión al sistema eléctrico nacional; e inversores operando en configuración *grid-following*. Esto permite determinar la factibilidad operacional de diversos escenarios de simulación, para distintas configuraciones de carga y el efecto de incorporar una mayor cantidad de generación renovable.

Obteniendo así que las principales limitantes detectadas para los escenarios de operación se dictan en base a la presencia de contaminación de armónicos de corriente en el sistema. Junto con describir el comportamiento de la micro-red en términos de sus voltajes, corrientes y frecuencias operacionales. Y finalmente los aportes de potencia de cada componente de la micro-red permiten realizar estimación sobre los costos asociados a la energía obtenida de la red.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Contexto	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Alcances	3
2. Marco Teórico y Estado del Arte	4
2.1. Generalidades sobre barcos	4
2.1.1. Tipos de Embarcaciones	4
2.1.2. Sistema eléctrico a bordo	5
2.1.3. Desafíos a futuro	6
2.2. Micro-redes portuarias	6
2.2.1. Clasificaciones de micro-red	7
2.2.2. Uso como solución en áreas portuarias	8
2.2.3. Cold-Ironing	8
2.2.4. Sistemas de control	10
2.3. Escenario internacional	12
2.3.1. Certificaciones en gestión energética	12
2.3.2. Normativa en <i>Cold-Ironing</i>	13
2.3.3. Implementación y operación	13
2.4. Escenario Nacional	13
2.4.1. Proyectos para autoconsumo	14
2.4.2. Servicios complementarios	15
2.4.3. Puertos en Chile	15
2.4.3.1. Encuesta de Consumo Energético y Emisiones	15
2.5. Normativa Eléctrica	16
3. Metodología	20
3.1. Micro-red Portuaria	20
3.2. Perfiles de carga	21
3.2.1. Consumos Puerto Central	21
3.2.2. Consumos embarcaciones	24
3.2.2.1. Pre-procesamiento planificación naviera	24
3.2.2.2. Curvas de consumo embarcaciones	26
3.3. Modelación Micro-Red	29
3.3.1. Inversores	30
3.3.1.1. PLL	30
3.3.1.2. Lazo de corriente	31

3.3.1.3.	Referencia de potencia	32
3.3.1.4.	Generación Solar	33
3.3.1.5.	Almacenamiento	33
3.3.2.	Cargas	34
3.3.3.	Conexión a la red	35
3.3.3.1.	Punto de conexión a la red	35
3.3.3.2.	Parámetros cables	35
3.4.	Casos de Estudio	38
3.4.1.	Escenario 1: Consumo portuario	38
3.4.2.	Escenario 2: Incorporación cargas embarcaciones	39
3.4.3.	Escenario 3: Escalamiento potencia instalada	39
4.	Resultados y Análisis	41
4.1.	Resultados del escenario 1	42
4.1.1.	Control de Inversores	42
4.1.2.	Potencias	47
4.1.3.	Armónicos	50
4.2.	Resultados Escenario 2	53
4.2.1.	Control de Inversores	53
4.2.2.	Potencias	57
4.2.3.	Armónicos	60
4.3.	Resultados Escenario 3	62
4.3.1.	Control de Inversores	62
4.3.2.	Potencias	65
4.3.3.	Armónicos	68
4.4.	Comparación escenarios de simulación	69
4.4.1.	Análisis económico	70
5.	Conclusiones	72
5.1.	Trabajo Futuro	73
	Bibliografía	74
	Anexos	78
A.	Conexión a Subestación San Antonio.	78
B.	Planificación Naviera	79
C.	Curvas de Consumo Horario	80
D.	Cálculo de Cortocircuito Operacionales SEN	81
E.	Parámetros Secciones Tramos 23 kV	81
F.	Lugar de la raíz	82

Índice de Tablas

2.1.	Requisitos de tensión y potencia para barcos atracados. Adaptado en base a [4, 20]	10
3.1.	Caracterización estadística del consumo del Puerto Central.	22
3.2.	Cantidad de embarcaciones atracadas en el Puerto Central de acuerdo con su planificación naviera.	26
3.3.	Potencia promedio requerida según tipo de embarcación, para barcos en atraque.	26
3.4.	Caracterización estadística del consumo de las embarcaciones.	27
3.5.	Parámetros diseño controlador PI del PLL.	31
3.6.	Parámetros de diseño lazos de corriente.	32
3.7.	Parámetros de base para generación solar en la micro-red. Elaboración en base a datos escenario base [7].	33
3.8.	Valores promedio parámetros de línea. Elaboración en base a [46]	36
3.9.	Coordenadas puntos de conexión a la red.	36
3.10.	Parámetros de línea utilizados.	37
3.11.	Escenario 1: parámetros de potencia componentes solar y almacenamiento. . .	38
3.12.	Escenario 3: parámetros de potencia componentes solar y almacenamiento, escalados al triple de su valor base.	40
4.1.	Costos asociados a la compra de energía de la red.	70
B.1.	Extracto de planificación naviera pre-procesado. Elaboración propia.	79
D.1.	Resultados de cálculo de cortocircuito operacionales en la S/E seccionadora Alto Melipilla. Elaborado a partir de [47].	81
E.1.	Parámetros de secciones tramos en 23 kV [46]. Se destacan las celdas con valores catalogados como atípicos.	81

Índice de Figuras

2.1.	Clasificación de tipos de barcos. Elaboración propia a partir de [8].	4
2.2.	Configuración básica de los elementos requeridos en un sistema de <i>Cold-Ironing</i> . Adaptado a partir de [4, 18].	9
2.3.	Esquema de control <i>droop</i> convencional. Traducido a partir de [12].	11
2.4.	Máxima distorsión de armónicos de corriente para tensiones bajo 100 kV. [42] .	17
2.5.	Tiempos mínimos de operación en base a frecuencia para centrales de distintas tecnologías. [42]	18
2.6.	Máxima distorsión de armónicos de tensión para tensiones bajo 100 kV. [42] .	18
3.1.	Estructura de micro-red portuaria. Elaboración propia en base [7].	21
3.2.	Consumo energético diario y mensual del puerto de San Antonio. Elaboración propia.	22
3.3.	Distribución del consumo energético mensual de los barcos atracados en el Puerto Central. Elaboración propia.	23
3.4.	Variación horaria del consumo energético del Puerto Central. Elaboración propia.	23
3.5.	Histograma de variaciones del consumo energético del Puerto Central. Elaboración propia.	24
3.6.	Tabla planificación naviera semana 12-09-2022.	25
3.7.	Consumo energético diario y mensual de los barcos atracados en el puerto de San Antonio. Elaboración propia.	27
3.8.	Distribución del consumo energético mensual de los barcos atracados en el puerto de San Antonio. Elaboración propia.	28
3.9.	Variación horaria del consumo energético de los barcos atracados en el Puerto Central. Elaboración propia.	28
3.10.	Variación horaria del consumo energético de los barcos atracados en el Puerto Central. Elaboración propia.	29
3.11.	Esquema de tramos de componentes de la micro-red portuaria. Elaboración propia.	30
3.12.	Estructura conexión de inversores. Elaboración propia.	30
3.13.	Diagrama PLL. Elaboración propia.	31
3.14.	Esquema de control, lazos de corriente. Elaboración propia.	32
3.15.	Calculo de referencia P-Q para componente de almacenamiento. Elaboración propia.	34
3.16.	Esquema de conexión de cargas resistivas. Elaboración propia.	35
3.17.	Ubicación geográfica Puerto Central y Subestación San Antonio.	36
3.18.	Escenario 1: perfil de carga, considerando únicamente consumos portuarios. . .	38
3.19.	Escenario 2: perfil de carga, considerando consumos portuarios y de embarcaciones.	39
3.20.	Escenario 3: perfil de carga, considerando consumos portuarios y de embarcaciones.	40
4.1.	Esquema general de la micro-red indicando los puntos de medición considerados para la obtención de resultados. Elaboración propia.	41

4.2.	Seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 1)	43
4.3.	Detalle de seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 1)	44
4.4.	Seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 1)	45
4.5.	Detalle de seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 1)	46
4.6.	Detección de frecuencia en cada inversor. (Escenario 1)	47
4.7.	Potencia activa de salida de ambos inversores. (Escenario 1)	48
4.8.	Detalle potencia activa conjunta de inversores y de la red. (Escenario 1)	49
4.9.	Seguimiento de potencia reactiva de los inversores, la red y seguimiento de esta. (Escenario 1)	50
4.10.	Distorsión armónica total de tensión y corriente, para las 3 fases del sistema. (Escenario 1)	51
4.11.	Distorsión armónica total de tensión y corriente, respecto a limitaciones normativas. (Escenario 1)	52
4.12.	Seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 2)	53
4.13.	Detalle de seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 2)	54
4.14.	Seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 2)	55
4.15.	Detalle de seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 2)	56
4.16.	Detección de frecuencia en cada inversor. (Escenario 2)	57
4.17.	Potencia activa de salida de ambos inversores. (Escenario 2)	58
4.18.	Seguimiento de potencia activa total. (Escenario 2)	59
4.19.	Seguimiento de potencia reactiva de los inversores, la red y seguimiento de esta. (Escenario 2)	59
4.20.	Distorsión armónica total de tensión y corriente, para las 3 fases del sistema. (Escenario 2)	60
4.21.	Distorsión armónica total de tensión y corriente, respecto a limitaciones normativas. (Escenario 2)	61
4.22.	Seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 3)	62
4.23.	Detalle de seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 3)	63
4.24.	Seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 3)	63
4.25.	Detalle de seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 3)	64
4.26.	Detección de frecuencia en cada inversor. (Escenario 3)	65
4.27.	Potencia activa de salida de ambos inversores. (Escenario 3)	66
4.28.	Detalle potencia activa conjunta de inversores y de la red. (Escenario 3)	67
4.29.	Seguimiento de potencia reactiva de los inversores, la red y seguimiento de esta. (Escenario 3)	67
4.30.	Distorsión armónica total de tensión y corriente, para las 3 fases del sistema. (Escenario 3)	68
4.31.	Distorsión armónica total de tensión y corriente, respecto a limitaciones normativas. (Escenario 3)	69
A.1.	Diagrama unilineal subestación San Antonio [46]. Se indica la posición de la barra de 110 kV y la conexión del alimentador al Puerto Central.	78
C.1.	Consumo horario del Puerto Central. Elaboración propia.	80
C.2.	Consumo horario estimado de embarcaciones. Elaboración propia.	80
F.1.	Lugar de la raíz para el controlador PI del lazo de corriente.	82
F.2.	Lugar de la raíz para el controlador PI del PLL.	83
F.3.	Esquema de conexión de componentes en Plecs.	84
F.4.	Esquema de inversor en Plecs.	85

F.5.	Esquema de PLL en Plecs.	85
F.6.	Esquema de cálculo de potencias de línea Plecs.	86
F.7.	Esquema de cálculo de potencias de filtro en Plecs.	87
F.8.	Esquema de cálculo de potencias de filtro en Plecs.	87

Capítulo 1

Introducción

En esta sección se presenta el contexto en que se desarrolla el trabajo realizado, junto con definir los objetivos del trabajo y describir alcances identificados al respecto.

1.1. Contexto

El transporte marítimo ha sido esencial para el desarrollo de la humanidad, ocupando un rol clave en la globalización. En la actualidad, cerca del 90 % del comercio mundial se realiza por vía marítima [1] y en Chile un 96 % del comercio internacional se realiza por esta vía [2]. Producto de esto, el transporte marítimo es responsable por cerca del 3 % del total de Gases de Efecto Invernadero (en adelante GEI) emitidos a nivel mundial, donde el 70 % de estas emisiones se producen en un radio de aproximadamente 400 km desde la costa, por lo que estos tienden a contaminar las zonas costeras [3, 4]. Esto es producto de que las embarcaciones utilizan combustibles fósiles como principal fuente energética [3, 5].

El cambio climático constituye uno de los desafíos de la humanidad mas urgentes, y la emisión de GEI es uno de los principales agentes contribuyentes a esta problemática [6]. Además la emisión de GEI afecta directamente a la salud de la biosfera, dado que estos son capaces de causar problemas respiratorios e incluso ser causa de la muerte prematura en humanos y otros seres vivos. Se estima que el comercio marítimo internacional es responsable anualmente de las siguientes emisiones: 1,7 Mt buques de alta mar, estos suelen emitir anualmente a la atmósfera entre 1,2 t y 1,6 t de PM_{10} (material particulado grueso), entre 4,7 t y 6,5 t de SO_2 y entre 5 t y 6,9 t de NO_x . Con el objetivo de reducir la contaminación atmosférica, en el año 2011 la Organización Marítima Internacional (IMO, por sus siglas en inglés) estableció como objetivo la reducción en un 50 % de los GEI emitidos por los buques al 2050, esto pese a la tendencia del incremento en volumen del transporte marítimo [4].

Para alcanzar estos objetivos medioambientales es necesario introducir cambios significativos en el sector del transporte marítimo, tanto para los barcos como los puertos [4]. Dentro de las estrategias desarrolladas para esto, se ha considerado el uso de suministrar electricidad a los barcos conectándose a la red terrestre desde el puerto, permitiendo que estos apaguen sus motores al estar atracados. Este proceso es conocido como *Cold-Ironing*, haciendo referencia a que las tuberías de hierro (*iron*) se encuentren apagadas o frías (*cold*) al no estar en operación, este proceso también se encuentra en la literatura como *Alternative Maritime Power* (AMP), *High Voltage Shore Connection* (HVSC), *Shore to Ship Power* (S2S) o *On-*

Shore Supply [4].

El uso de *Cold-Ironing* si bien no elimina las emisiones de GEI completamente, transporta las emisiones a las fuentes de generación de las redes eléctricas terrestres [4]. Esto se ve ligado con la tendencia de crecimiento de las embarcaciones, teniendo requerimientos energéticos cada vez mas altos, y consecuentemente los puertos tendrán que suplir demandas progresivamente mas elevadas en *Cold-Ironing*. Donde el mismo proceso de conexión y desconexión de grandes cargas eléctricas (como son los barcos) es complejo, y potencialmente podría generar problemas de estabilidad, debido a la conexión y desconexión repentina y constante de cargas que pueden ser considerablemente mayores a las del puerto mismo [1, 5]. Para lograr manejar esta dinámica de conexión y desconexión de forma local se ha propuesto el concepto de Micro-Red (en adelante MR) portuaria, lo cual reduce el riesgo a la red principal y permite gestionar apropiadamente recursos energéticos del puerto [1].

Una MR corresponde a una red eléctrica independiente a escala local que puede operar conectada o desconectada de la red principal, por lo cual permite ofrecer un nivel extra de control para la conexión y desconexión de cargas. El uso de MR en zonas portuarias es un tema que se ha explorado en casos como el del puerto de Barcelona, junto con desarrollarse ampliamente en otros contextos (ciudades, comunidades remotas, islas, entre otros). Esto puede verse explicado por la diversidad de cargas en un puerto marítimo (grúas, edificios, *Cold-Ironing* para embarcaciones, entre otras), lo que implica desafíos asociados a la gestión energética del puerto, como es la dificultad para predecir la carga (flujos de embarcaciones) y sus altos requerimientos de energía y potencia [5, 7].

De esta manera, es necesario estudiar en mayor detalle el efecto que tienen las conexiones y desconexiones de embarcaciones en MR portuarias, para determinar la factibilidad de este tipo de tecnología como herramienta para mejorar la gestión energética y reducir las emisiones de GEI producto del transporte marítimo.

El presente trabajo estudia diferentes estados operacionales de una propuesta de micro-red portuaria para el Puerto Central en San Antonio, Chile la cual considera la integración de tecnologías de almacenamiento y generación solar al sistema portuario [7]. Así se simularán por medio de *PLECS* distintos escenarios de operación de esta micro-red en base a perfiles de consumo históricos del puerto y la incorporación del consumo asociado a las embarcaciones de acuerdo a los datos de planificación naviera del puerto y la estimación de los consumos por dichas embarcaciones. Estudiando en dichos escenarios el comportamiento del voltaje y la corriente en la micro-red junto con su contaminación armónica, con el objeto de determinar el cumplimiento normativo respecto a la norma eléctrica chilena. Junto con lo anterior será de interés el comportamiento de los aportes de potencia a los consumos modelados por parte de la red, almacenamiento y generación solar.

1.2. Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es analizar la operación de una micro-red portuaria frente a la conexión y desconexión eléctrica de barcos, por medio de simulación en base a datos del Puerto Central en Chile.

1. Crear perfiles de carga de puertos y barcos, en base a datos reales de puertos en Chile, particularmente tomando en consideración el Puerto Central.
2. Simular un modelo de micro-red portuaria mediante el *software PLECS*, y generar escenarios de operación basados en perfiles de carga de los puertos y barcos.
3. Determinar la factibilidad operacional de la micro-red respecto a la normativa eléctrica chilena, analizando el comportamiento en voltaje, corriente y armónicos de estas, en las instalaciones bajo la conexión y desconexión eléctrica de barcos.
4. Analizar el impacto económico en la operación de una micro-red portuaria con tecnologías de generación renovables, respecto al caso de alimentación directa de la red.

1.3. Alcances

El presente trabajo no busca diseñar una MR portuaria, si no trabajar sobre un modelo de MR representativo de la realidad de los puertos en Chile, en particular se ha escogido el Puerto Central. Para esto se trabajará con los datos de diseño obtenidos en [7], los cuales contienen datos del diseño óptimo de MR para dicho puerto.

Puesto que el Puerto Central corresponde a una entidad manejada por la empresa *DP-World*, se consideran parte del puerto todos los sitios de atraque identificados en la planificación naviera de dicha empresa.

Se considerara que el proceso de conexión eléctrico de barcos *Cold-Ironing* simplificado por medio de la conexión directa de cargas a la micro-red en base a sus requerimientos de potencia, no así la modelación de los equipos que forman parte de este proceso. Esto permitirá determinar el comportamiento operacional de la micro-red frente a cargas de potencia equivalente de los barcos.

En línea con el alcance anterior, se destaca que la modelación de los inversores se realizará por medio del uso de fuentes de voltaje controladas, y no se utilizará un modelo de inversor dependiente de un tren de pulsos. Si bien esta simplificación reduce el acercamiento a la realidad del trabajo, esto reducirá las restricciones del diseño de los inversores.

Se considerará en el presente trabajo a diferencia de la solución propuesta en [7] que los componentes de generación solar y de almacenamiento se conectan a la red AC del sistema de manera independiente y no de manera conjunta. Esto no modifica las condiciones operacionales del sistema si no que únicamente permite modelar a dichas tecnologías conectadas directamente a la red AC, y no en DC.

Se utiliza en este documento de manera indistinta los términos: barco, embarcación y buque, haciendo referencia en general a grandes embarcaciones con capacidad de carga. Además, se utiliza el termino "MR portuaria" para referirse a la integración de una micro-red en puertos marítimos con instalaciones de *Cold-Ironing*.

Capítulo 2

Marco Teórico y Estado del Arte

En este capítulo se abordan las bases del presente trabajo, desde las consideraciones energéticas de un barco, hasta el escenario actual de las micro-redes portuarias en el mundo.

2.1. Generalidades sobre barcos

2.1.1. Tipos de Embarcaciones

Existen múltiples formas de diferenciar tipos de barcos, en la figura 2.1 se clasifican según el tipo de carga que transportan, tales como: mercancías (líquidas, secas a granel, o secas ordenadas en contenedores o *pallets*), pasajeros o transporte combinado de pasajeros y cargas rodantes (RoRo, según sus siglas en inglés "*Roll on-Roll off*"). Y finalmente barcos que no pueden ser definidos por su tipo de carga y se dedican a otras actividades o servicios, como por ejemplo barcos industriales (pesqueros o perforación) y barcos militares, entre otros [8].

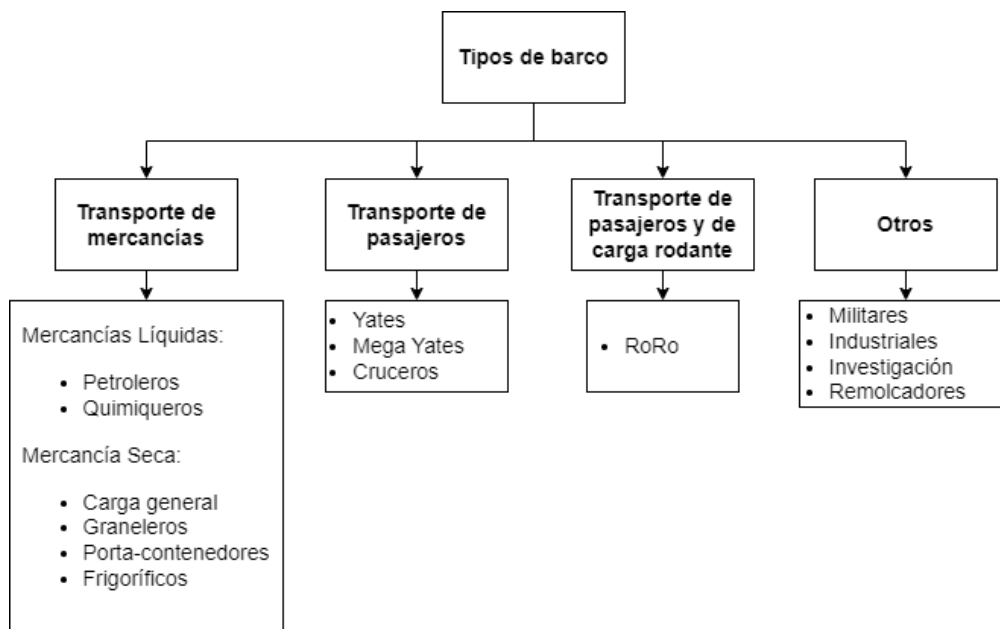


Figura 2.1: Clasificación de tipos de barcos. Elaboración propia a partir de [8].

En términos de requerimientos energéticos de los barcos en la actualidad, estos varían en base al tipo de embarcación y su modo de operación. Típicamente la energía requerida, se utiliza en dos funciones principales, en primer lugar, para alimentar el sistema de propulsión del barco, y segundo para suplir otros consumos eléctricos a bordo (grúas, luminarias, baterías para luces de emergencias, sistemas de comunicación, entre otros). Las embarcaciones cuentan además con sistemas de generación a bordo para suplir estas demandas, la que se puede generar a partir de diésel, carbón, gas, entre otras fuentes [9, 10]. En las siguientes secciones se describe de manera general el sistema eléctrico de una embarcación.

2.1.2. Sistema eléctrico a bordo

Asegurar el funcionamiento de la totalidad de los servicios del barco durante la navegación, es necesario suministrar completamente la demanda energética de sus consumos. Por esto, en el caso de grandes embarcaciones es necesario contar con una central eléctrica independiente, capaz de generar toda la energía requerida para el suministro a plena carga [7].

Típicamente la generación a bordo se realiza por medio de grupos electrógenos (*gen-sets*). Estos se componen de dos elementos principales, un generador y un motor. El motor opera en base a combustible (típicamente diésel) y acciona al generador, el cual alimenta al resto de los equipos de la embarcación [8].

Es común que los generadores sean agrupados y que cada grupo se encargue de alimentar su propia barra. Las cargas se distribuyen entre los grupos electrógenos de manera automatizada, función de la demanda y la carga de cada máquina. El tablero (o *switchboard*) general de distribución de MT se divide usualmente en dos o mas secciones, cada una de ellas dependiente de un grupo electrógeno, posibilitando un suministro redundante para las diferentes cargas, lo que es esencial para asegurar continuidad de suministro en caso de fallas u cortes en un grupo [8].

La tensión de distribución primaria varía en función de la potencia total de cada embarcación. En grandes buques, se suele contar con niveles de tensión de 6,6 kV o 11 kV en distribución MT. Considerando 11 kV al superar una capacidad total de 20 MW en los generadores y los motores con potencias por sobre a 400 kW. Mientras que se utiliza 6,6 kV si la capacidad de los generadores se encuentra entre los 10 MW y 20 MW, y la potencia de los motores se encuentra por debajo los 300 kW. En embarcaciones de tamaño reducido, la distribución se realiza en BT, usualmente a 440 V o 600 V [8]. Dentro de las cargas alimentadas directamente en MT se encuentran [8]:

- Cargas esenciales de alta potencia, tales como los propulsores principales del buque.
- Motores de alta potencia, como es el caso del aire acondicionado.
- Varias subestaciones en áreas de servicio, desde las cuales se alimenta en BT a las cargas eléctricas aledañas.

Luego la energía transformada de MT a BT en las subestaciones, y la alimentación en BT forman parte de una compleja red de distribución del barco. Dentro de las cargas alimentadas en BT se encuentran: sistemas de iluminación, el timón, instalaciones de entretenimiento, entre otras cargas.

2.1.3. Desafíos a futuro

La tendencia de los requerimientos eléctricos en los buques va en aumento, con cargas eléctricas cada vez mayores que contemplan la mayoría de los sistemas de propulsión y cargas auxiliares, los sistemas armamentísticos de buques de guerra, las cargas de hotelera y servicios en cruceros, los sistemas de posición para operaciones submarinas, sistemas de iluminación, refrigeración y transmisión, entre otros [7, 11].

Típicamente, el sistema eléctrico a bordo de una embarcación se genera a partir de motores primarios energizados con diésel y/o gas, o incluso en base a centrales nucleares en configuración turbo-eléctrica. En la gran mayoría de los casos el foco prioritario recae en la confiabilidad del sistema, esto es especialmente importante en el caso de buques que realizan operaciones riesgosas, dado que cualquier tipo de falla podría incurrir en consecuencias económicas o ambientales significativas, por lo que los sistemas deben contar con altos estándares de confiabilidad y estabilidad eléctrica, lo cual es directamente responsabilidad del diseño y manufacturación de los buques. Además, desde un punto de vista comercial se debe contemplar un consumo eficiente de combustible, lo que se relaciona con la regulación de sus emisiones y los costos asociados. Junto con esto en la actualidad, bajo el contexto del cambio climático, las regulaciones acerca de las emisiones permitidas se han vuelto mas estrictas progresivamente, lo que a su vez limita el uso de combustibles fósiles en tanto embarcaciones como los puertos en que estos atracan [11].

El efecto directo que tienen estos requerimientos en las empresas manufactureras de embarcaciones, ha fomentado la integración de tecnologías como los catalizadores de escape, la recuperación de energía residual, los sistemas de intercambio de calor, la integración de energías renovables, entre otras medidas [11]. Al día de hoy, la vanguardia de la industria marítima busca adelantarse a estas restricciones, investigando e implementado soluciones innovadoras que cumplan con posibles restricciones y acuerdos internacionales a futuro, desarrollando un transporte marítimo progresivamente mas eficiente y menos contaminante. Dentro de estas, se revisan en este documento las micro-redes portuarias y el uso de *Cold-Ironing*.

2.2. Micro-redes portuarias

Desde el surgimiento del termino "micro-red" se han propuesto múltiples definiciones formales. Las que en esencia convergen en que una micro-red se define como una red eléctrica acotada, con la capacidad de operar aislada, o en conexión a la red principal. Se destaca dentro de las características de las micro-red el uso de unidades de Generación Distribuida (en adelante GD), cargas, y un sistema de control [9, 12, 13].

La GD, hace referencia al uso de unidades de generación conectadas a las redes de distribución con el objetivo de suplir la demanda de cargas locales. La GD usadas correctamente pueden ser utilizadas para mejorar la calidad de la energía e incrementar la confiabilidad de la red. Donde las tecnologías de generación a partir del uso de energías renovables no convencionales (en adelante ERNC) GD más populares, corresponden a sistemas fotovoltaicos (en adelante FV) y turbinas eólicas, las que son limitadas por la variabilidad de la naturaleza de los recursos naturales que las alimentan (radiación solar y viento) [7, 12].

El futuro de la red eléctrica según se propone en [14], tiende a la descentralización de la red por medio del uso de micro-redes interconectadas, lo que permitiría generar y almacenar energía para su uso local, junto con la posibilidad de compartir la energía con el resto de la red. El uso de micro-redes en el sistema también solventa los problemas que conlleva integrar de ERNC en GD, en términos de control y gestión de los recursos naturales asociados [7, 14, 15].

El uso de micro-redes en zonas portuarias nace de la necesidad de adaptarse a los requerimientos energéticos de los puertos modernos. Estos contemplan el manejo apropiado de los recursos disponibles en el puerto, la entrega de servicios eficientes y amigables con el medio ambiente para las embarcaciones que atraquen en el puerto (como el uso de *Cold-Ironing*) y el manejo de las operaciones del puerto (conexión y desconexión de barcos) de manera que no se vea afectada la red principal. En función de lo mencionado se propuso en décadas pasadas el concepto de "micro-red portuaria" [1, 5, 7].

Las micro-redes portuarias son similares a micro-redes terrestres convencionales en términos de las tecnologías de GD, sistemas de almacenamiento y control de distribución de carga, para nombrar algunos. Pese a estas similitudes, las micro-redes portuarias presentan desafíos únicos tales como, la incertidumbre agregada por la naturaleza del atracado de barcos al puertos, esto contempla variaciones en tanto los requisitos logísticos del puerto y también en los consumos energéticos, sea por el uso de las grúas del puerto como también de la alimentación de los barcos, en caso de que el puerto incorpore *Cold-Ironing*. Junto con esto las técnicas de control y operación utilizadas en micro-redes terrestres si bien similares, deben ser modificadas para ser utilizadas a una micro-red portuaria. De esto se desprende que las micro-redes portuarias son mas complejas que las micro-redes terrestres [1, 5, 16].

2.2.1. Clasificaciones de micro-red

Existen distintos criterios para clasificar el tipo de micro-red, dentro de esto se destaca la topología de las micro-redes, que distingue entre 3 distintos tipos en base al tipo de electricidad con la que operan. Estas presentan ventajas y desventajas respecto a las otras, por lo que debe estudiarse caso a caso cual de estas resulta más conveniente para cada aplicación [12]:

- Las micro-redes de corriente alterna (desde ahora AC, a partir del ingles *Alternate Current*) se caracterizan por requerir modificaciones mínimas para ser incorporadas a un red preexistente, dado que como el nombre indica estas operan el AC al igual que el resto de la red. Mientras que se deben utilizar convertidores de potencia para incorporar GD a la micro-red.
- Las micro-redes de corriente continua (desde ahora DC, a partir del ingles *Direct Current*), estas se caracterizan por operar completamente en DC, esto reduce el uso de convertidores de potencia en la micro-red y aprovecha el uso de GD que generan el DC. las ventajas asociadas a este tipo de micro-red se ve por la reducción de los equipos de potencia necesarios y la eliminación de corrientes reactivas por el sistema.
- Las micro-redes híbridas AC/DC, como su nombre indica combina ambos tipos de micro-red tomando los beneficios de ambas en términos de confiabilidad, eficiencia y económicos. Estas se caracterizan por permitir la integración directa de GD, sistemas de almacenamiento y cargas tanto AC como DC. Mientras que la principal desventaja se

asocia a la complejidad, puesto que se debe coordinar el control AC y DC que operan por separado.

2.2.2. Uso como solución en áreas portuarias

Como se comenta en [7], si bien el uso de micro-redes en ambientes urbanos, el uso de micro-redes en zonas portuarias actúa como una solución a las problemáticas que conlleva el incremento de los requisitos energéticos de los puertos marítimos a nivel mundial. Puesto a que el uso de micro-redes solventa múltiples requerimientos de los puertos modernos, actuando en diferentes frentes simultáneamente para:

1. El puerto: para el puerto mismo se da la posibilidad de incorporar ERNC en GD e integrar sistemas de almacenamiento, de manera directa al puerto. Esto entrega a su vez una mayor autonomía energética al puerto, en conjunto con la posibilidad de entregar beneficios económicos, al poder vender los excesos de energía producidos (de acuerdo con la normativa local vigente). Se pueden anexar al puerto tecnologías de *Cold-Ironing* lo que permitiría la conexión de barcos que atraquen en el puerto utilicen la energía de este.
2. Las embarcaciones entrantes: Estas se verán beneficiadas por los puertos que cuenten con *Cold-Ironing*, dado que los operarios de los buques podrán escoger puertos que cuenten con instalaciones modernas, ajustándose también a sus necesidades económicas, estratégicas y medioambientales, pues al consumir energía del puerto no será necesario la utilización sus combustibles fósiles para alimentar los motores de los barcos.
3. La red eléctrica principal: El uso de una micro-red entrega una barrera de protección en la conexión con la red eléctrica. Considerando que los puertos que incorporen *Cold-Ironing* en sus instalaciones, contarán con alta variabilidad de la carga en función de la conexión de embarcaciones lo que implica cambios significativas y/o repentinas. También se añade la opción de que la micro-red preste sus servicios a la red principal, actuando como regulador de frecuencia y tensión, aumentando la flexibilidad del sistema.

2.2.3. Cold-Ironing

El concepto de *Cold-Ironing* corresponde al proceso de conectar eléctricamente a un barco atracado en un puerto a la red eléctrica principal, de manera que los motores principales y auxiliares no operen. Esto con el objetivo de mitigar la emisión de contaminantes en zonas aledañas a puertos marítimos. La integración de esta tecnología en puertos a futuro permitirá ampliar los servicios entregados por los puertos mas allá de sus servicios logísticos clásicos [1, 7, 17].

Las ventajas asociadas al uso de *Cold-Ironing* se ven reflejadas a nivel local, dado que se elimina el consumo de combustibles fósiles al apagar los motores de las embarcaciones atracadas. Mientras que a nivel global, la energía requerida por los barcos al suplirse ahora por los puertos emitirá contaminantes en función de la matriz energética de la red que alimente el puerto. Por lo que en caso de contarse con fuentes de generación renovables, se reducirá la emisión de contaminantes de forma general, no limitándose a la zona costera [4].

Al combinar el uso de micro-redes portuarias con *Cold-Ironing*, es posible potenciar los beneficios ambientales de ambas soluciones, al incorporar fuentes de ERNC para cumplir con

los requerimientos energéticos de los barcos atracados en puertos [4, 7].

Junto con presentar un beneficio ambiental considerable, la combinación de micro-red y *Cold-Ironing* de igual manera presenta beneficios económicos y energéticos. Dado que por su naturaleza el uso de *Cold-Ironing* puede provocar cambios significativos y repentinos al suministro eléctrico cuando la demanda energética de los barcos atracados superen a la que es posible alimentar. Se debe considerar también el escenario de cortes de suministro, donde las operaciones de los puertos se verán afectadas causando un desmedro económico significativo. Por lo que la generación propia de la micro-red sería capaz de suministrar al puerto en este tipo de situaciones, aumentando la seguridad energética del puerto y la durabilidad de sus equipos de *Cold-Ironing* [7].

El tamaño de las plantas eléctricas a bordo de las embarcaciones varían según el tipo de barco, considerándose típica un sistema de distribución eléctrico de 400 V. Mientras que del lado del puerto los barcos se conectan a media tensión en valores de 6,6 kV u 11 kV. Para cambiar el valor de tensión a un punto compatible, se utilizan transformadores. Junto con esto, se requiere el uso de convertidores de frecuencia cuando existen diferencias en esta entre barco y puerto [18].

El consenso en los equipos necesarios para realizar la conexión eléctrica entre los barcos atracados y los puertos, consiste en un transformador reductor, un convertidor, un transformador elevador, un cable del puerto al barco, un tablero tipo *switchboard* en el puerto y dos tableros tipo *switchboard* en el barco. La configuración de estos elementos se muestra en la Figura 2.2 [4, 18].

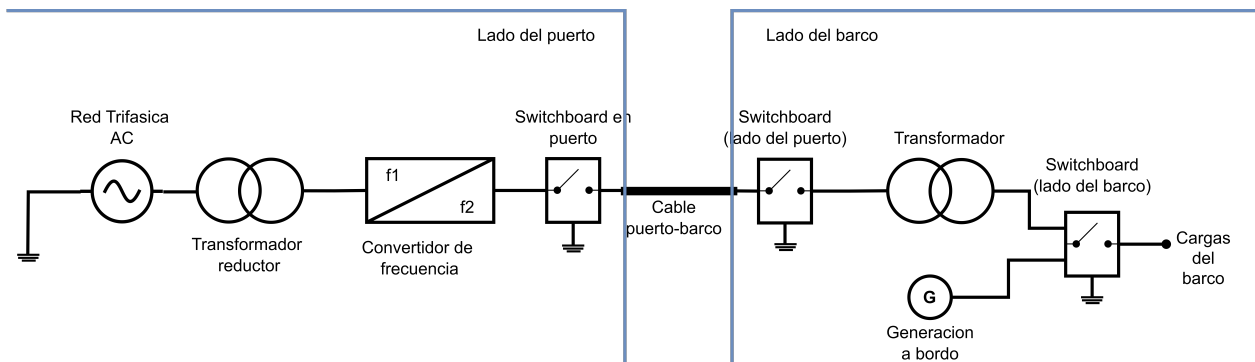


Figura 2.2: Configuración básica de los elementos requeridos en un sistema de *Cold-Ironing*. Adaptado a partir de [4, 18].

La función de los elementos mencionados se describen brevemente a continuación [4]:

1. Primero, se utiliza un transformador reductor para pasar de niveles de AT (alta tensión) de la red eléctrica, a MT (media tensión) del puerto.
2. En segundo lugar, el uso de un convertidor para alcanzar la frecuencia requerida por cada embarcación. Considerando que la frecuencia de operación de cada embarcación dependerá de su lugar de origen, dado que la mayoría África, Asia, Europa y Oceanía operan en 50 Hz, mientras que la mayoría de América utiliza 60 Hz, según datos obtenidos de [19].

3. En tercer lugar, se utiliza un transformador elevador para modificar la tensión de acuerdo al barco en cuestión (6,6 kV u 11 kV).
4. En último lugar, un cable debe conectar al puerto con el sistema eléctrico del barco, por medio de tableros tipo *switchboard* del puerto y del barco. Notando que el cable debe funcionar el MT por lo que tiene un peso elevado, y para su manejo se debe utilizar un sistema de grúas.

Estos requerimientos consideran que el barco en cuestión permita una conexión del tipo *Cold-Ironing*. Por lo que barcos que no cuenten con esto, deberán ser modificados para permitir la conexión eléctrica con el puerto.

Al diseñar un sistema de *Cold-Ironing*, se deben incorporar los requerimientos energéticos de la variedad de barcos que potencialmente atracaran en el puerto, tomando en consideración sus requisitos de tensión y potencia. Distintos barcos y sus demandas eléctricas se pueden clasificar como se muestra en la tabla 2.1 [4, 7].

Tabla 2.1: Requisitos de tensión y potencia para barcos atracados. Adaptado en base a [4, 20]

Tipo de Barco	Requisitos de tensión fase-fase (kV)	Requisitos de Potencia (kW)
Crucero	6,6 u 11	7.000
Carga General	-	300-6.000
Tanker	6,6	5.000-6.000
Portacontenedores	6,6	1.000-4.000
Roll-on/Roll-off (RoRo)	11	700

Dentro de los desafíos mas relevantes en la operación de micro-redes portuarias se encuentra la incertidumbre en el volumen de carga asociada a *Cold-Ironing*, puesto que la densidad del tráfico de los barcos puede aumentar o disminuir con frecuencia. Es posible que al mismo tiempo múltiples barcos de cargas elevadas estén atracados, potencialmente superando la capacidad energética disponible. Por lo que para asegurar un funcionamiento confiable del puerto, se debería contar con múltiples mecanismos para suplir la demanda del puerto, no únicamente de la red principal, lo que refuerza la motivación para la integración de *Cold-Ironing* y micro-redes en puertos marítimos [7, 21].

2.2.4. Sistemas de control

Las técnicas de control aplicadas en micro-redes se pueden dividir en tres tipos o niveles principales, los que actúan con desfases temporales jerárquicamente, siendo el control primario el mas rápido y el control terciario en mas lento. Las funciones de estos se describen a continuación [12]:

1. **Control Primario:** también conocido como control local, se encarga de estabilizar voltaje y frecuencia, en base a referencias para ambas dictadas por el control secundario. Este control no requiere de un esquema de comunicación.
2. **Control Secundario:** este es responsable de la calidad y manejo de la energía de la micro-red, determinando el punto de operación de la micro-red. Este requiere un

esquema de comunicación que puede ser centralizado, en cuyo caso se calcula las acciones de control en un controlador central actuando en base a información relevante de las cargas y la micro-red misma. Mientras que al considerarse un esquema de comunicación distribuido, cada unidad de generación actúa en paralelo en base a información local (de otras unidades cercanas).

3. **Control Terciario:** este se encarga de coordinar la operación entre múltiples micro-redes y las redes eléctricas a las que estas estén conectadas, para asegurar una operación óptima en términos técnicos y económicos.

Dentro de las estrategias de control utilizadas más comúnmente en micro-red, descritas para una micro-red AC, se encuentra el control maestro-esclavo (del inglés *Master-Slave*), en el cual se determinan a ciertas GD como maestras y regulan el voltaje de en las barras de la micro-red y determinan la referencia a seguir para el resto de las GD, que serán las esclavas.

Otra estrategia altamente utilizada en micro-redes corresponde al control *droop*, el que actúa como control primario, permitiendo regular la frecuencia, corriente y voltaje de una unidad de generación, en base a una referencia. En la figura 2.3 se muestra un esquema simplificado de la implementación de control *droop* convencional para una unidad de generación, este permite operar GD, como si fueran generadores síncronos, utilizando típicamente relaciones de potencia activa-frecuencia ($P - f$) y potencia reactiva-voltaje ($Q - v$) para estabilizar la operación de las GD en base a una referencia dada.

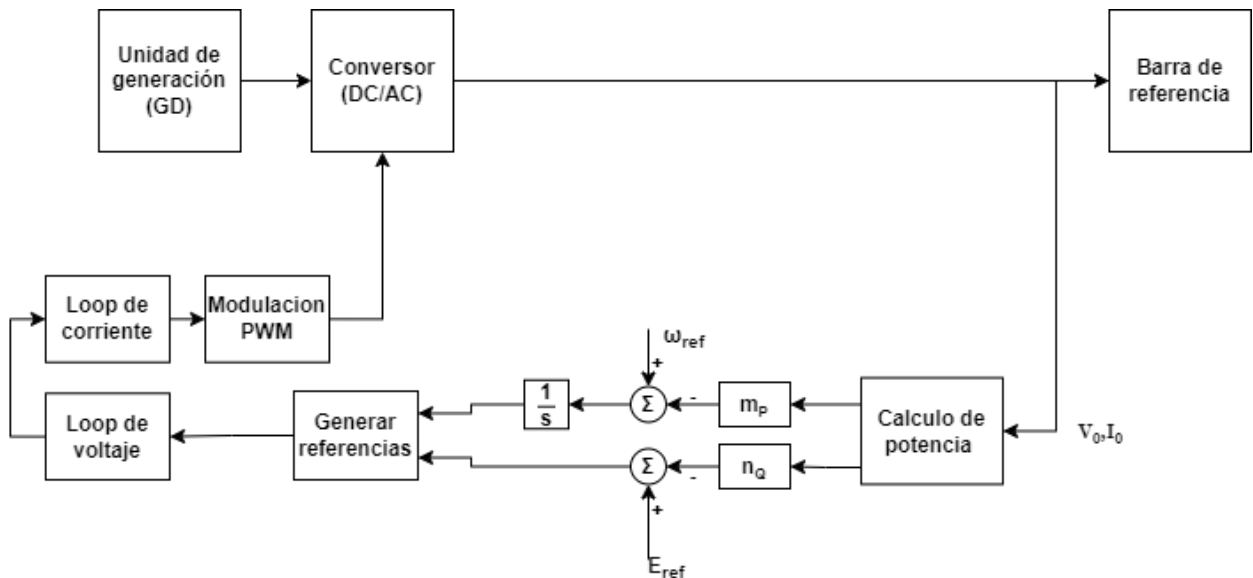


Figura 2.3: Esquema de control *droop* convencional. Traducido a partir de [12].

Existen además múltiples configuraciones de control *droop*, utilizando técnicas como impedancias virtuales o esquemas de control *droop* adaptable, las que permiten adaptarse a distintas condiciones de micro-redes.

Se debe tener en consideración además que los esquemas de control mencionados anteriormente hacen referencia al caso de una micro-red AC, mientras que las estrategias de control

para micro-red DC e híbridas siguen lógicas de control similares, las estrategias entre estas pueden variar significativamente debido a los cambios en la topología de las micro-redes.

De igual manera, se debe tener en consideración el tipo de inversor a considerar para cada implementación de esquemas de control siendo los mas discutidos en la literatura *Grid-Forming* y *Grid-Following*. La primera gran diferencia entre estos tipos de inversores radica en que los primeros tienen la facultad de operar en modo isla, desconectado de la red principal, mientras que inversores *Grid-following* están limitados a operar conectados a la red. [22]

Se destaca además, que el control del tipo *Grid-following* es actualmente el de mayor penetración en sistemas eléctricos [23], dicho tipo de inversores actúan en seguimiento de la tensión y frecuencia medida de la red, típicamente sincronizándose por medio de un *Phase-locked loop* (PLL) que determina el ángulo de la tensión de la red en el punto de conexión.

Mientras que el control del tipo *Grid-forming*, actúan como fuente de tensión y pueden imponer tensión en amplitud, fase y frecuencia localmente para cada inversor [23]. A su vez estos permiten participar en la regulación de tensión, distorsiones armónicas, potencias de cortocircuito y contribuir a la inercia del sistema. [24]

De esta manera al no considerarse para este trabajo la operación aislada de la micro-red estudiada se considerara suficiente utilizar inversores del tipo *Grid-following* los cuales permitirán modelar las fuentes de generación renovables para la micro-red utilizada.

2.3. Escenario internacional

2.3.1. Certificaciones en gestión energética

En las ultimas décadas, gobiernos, colisiones globales y organizaciones internacionales se han dedicado a impulsar soluciones basadas en técnicas y tecnologías de punta para reducir las emisiones de carbono en sectores industriales. Este impulso se ha materializado principalmente mediante apoyos financiero por medio de subvenciones para investigación e implementación de proyectos que busquen reducir las emisiones [7, 25].

Mientras que la eficiencia energética y desarrollo de micro-redes en puertos marítimos son temas recientes, múltiples puertos han obtenido certificaciones ISO relacionadas al manejo energético, como por ejemplo las siguientes certificaciones [5]:

1. ISO 50001: esta hace referencia al establecimiento, la implementación, el mantenimiento y el mejoramiento de un sistema de gestión energético, tratando con eficiencia energética, uso y el consumo energético. Dentro de los puertos que han obtenido esta certificación se encuentran: Hamburgo (Alemania), Amberes (Bélgica), Felixstowe (Reino Unido), Arica (Chile), Baltic Container Terminal (Polonia) y Valencia (España).
2. ISO 14001: esta se relaciona con el sistema de gestión ambientales, permitiendo mejorar el desempeño y cumplir con objetivos ambientales. Múltiples puertos europeos cuentan con esta certificación.

Además, dado que la gestión energética en los puertos marítimos puede necesitar considerar la contaminación del aire y seguridad de operación, se pueden considerar las certificaciones

ISO OHSAS 18001 e ISO 45001. Estas hacen referencias a la salud y gestión de seguridad. Dentro de los puertos que han obtenido estas certificaciones se encuentran: Róterdam (Holanda), San Pedro (Costa de Marfil), Calais (Francia), entre otros [5].

2.3.2. Normativa en *Cold-Ironing*

No existe una regulación única universal para *Cold-Ironing*. En [26] se comparan en profundidad normativas internacionales de la última década. Múltiples de las regulaciones se enfocan únicamente del lado de la instalación correspondiente al barco, o en su defecto, indican recomendaciones generales para el lado del puerto, considerando que este es una entidad aparte del barco y, por tanto no es el foco de la normativa [4, 7, 26].

El primer estándar internacional en *Cold-Ironing* se publicó en año 2012, llamado IEC/ISO/IEE 80005-1. Esta entregó los primeros requisitos de conexión en puertos para sistemas HVSC, y posteriormente en 2016, la segunda parte de esta normativa estableció regulaciones en la comunicación de datos para seguimiento y control. Así la norma considera que los principales elementos a considerar al implementar un sistema de *Cold-Ironing* se pueden clasificar en categorías como: calidad de la energía, configuración de enchufes/conectores, equipos de conversión, aislamiento, resistencia de puesta a tierra y conexión de equipos [4].

2.3.3. Implementación y operación

Dentro de los puertos que incorporan micro-redes, algunos cuentan además con instalaciones de *Cold-Ironing* (diseñado principalmente para cruceros y barcos de carga, con consumo de varios MW) y poseen generación renovable para las actividades del puerto (energía solar y eólica, en su mayoría). Estos puertos se encuentran principalmente en Europa y los Estados Unidos de América, correspondiendo a los principales puertos para el transporte marítimo a nivel mundial [5].

A modo de calcular el beneficio de utilizar *Cold-Ironing*, la Junta de Recursos del Aire de California en Estados Unidos de América evaluó el impacto que puede tener esta tecnología en la reducción de los GEI, estimando que se podría reducir en un 70% las emisiones (alrededor de 18 t diarias) si cada embarcación atracara 3 o más veces por año en puertos de California que cuenten con *Cold-Ironing*. Junto con esto desde el año 2010 la Agencia de Protección Ambiental del estado de California ha promovido el uso de *Cold-Ironing* para alcanzar los límites de reducción de emisiones. Producto de estas y otras leyes ambientales, más puertos en California y Alaska utilizan sistemas HVSC para cruceros y grandes buques portacontenedores [4].

2.4. Escenario Nacional

Chile cuenta con amplia capacidad para producir energía por medio de ERNC, lo que se ve reflejado en la evolución de la matriz energética, la cual promovida por políticas públicas apuntan a que el país alcance mayores penetraciones energéticas renovables, dejándose a un lado combustibles tradicionales como el carbón. Esto implica que la electricidad utilizada en Chile será progresivamente generada por fuentes menos contaminantes [27]. Esto presenta un escenario ideal para utilizar *Cold-Ironing* y micro-redes portuarias con ERNC en el país, para combatir la contaminación generada por el transporte marítimo, y actualmente, no existe información pública disponible acerca de la operación de micro-redes portuarias en

Chile.

2.4.1. Proyectos para autoconsumo

A nivel mundial, dentro de los incentivos utilizados en el mercado para ERNC en generación a pequeña escala son las tarifas de alimentación (*Feed in Tariffs*) y el *Net-Billing* (*Net-Metering* o medición neta). En cuanto a tarifas de alimentación, la electricidad vendida a la red por el usuario, se paga a un precio predefinido. Mientras que el esquema de *Net-Billing*, permite al usuario inyectar energía a la red y descontarla de su propio consumo (esto se realiza mensual o anualmente), esto permite al usuario pagar solo por el consumo neto. Se debe notar que existe una diferencia entre el valor económico del exceso de electricidad producido (la energía inyectada por el usuario) y el valor real de la electricidad (fluctuante durante el día). Esta diferencia es típicamente cubierta por empresas de servicios públicos u otros organismos [7, 28].

En Chile, actualmente existen tres maneras de conectar proyectos de energías renovables para el autoconsumo a la red eléctrica, estas son [29–32]:

1. Sistemas sin inyección a la red (Decreto 8/2019, pliego técnico normativo RIC N9: Sistemas de autogeneración): están subordinados a las indicaciones de la Norma Eléctrica N4 del 2003 y deben ser declarados ante la SEC por un instalador eléctrico autorizado. Estos sistemas si bien pueden encontrarse conectados a un empalme que recibe suministro eléctrico de la red, no inyectan energía a la misma. Este tipo de proyecto suele realizarse en dos casos: cuando la demanda eléctrica de un inmueble es muy superior a la capacidad de generación del sistema de energía renovable (se espera que la totalidad de la generación sea consumida en el mismo sitio) o en casos de sistemas aislados, como son comunidades remotas o zonas sin suministro eléctrico.
2. *Net-billing* o Sistemas con inyección a la red sin fines comerciales (Art. 149 bis y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante LGSE): la Ley de Generación Distribuida para el Autoconsumo (también llamada Ley de Facturación Neta o *Net-billing*) da a clientes regulados la posibilidad de instalar sus propios sistemas de autogeneración y vender sus excedentes a la red de distribución a un precio regulado. Siempre que se tengan medios de generación ERNC o cogeneración eficiente y no se superen los 300 kW de capacidad instalada por inmueble, instalación de un cliente o usuario final.
3. Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD) o Sistemas de inyección a la red con fines comerciales (Art. 149 de la LGSE): corresponde a sistemas de potencia instalada hasta 9 MW conectados a la red de distribución. Estos están autorizados a inyectar la totalidad de su generación, no solo sus excedentes. Este tipo de proyecto se aplica a todo tipo de consumidor (regulado o libre) y cualquier tipo de generación de energía. Hasta 1,5 MW existe un procedimiento de conexión a la red abreviado. La energía inyectada se vende a las empresas de generación eléctrica a costo marginal o a precio estabilizado.

En base a las necesidades del puerto y las características de la MR portuaria, esta podrá vender energía a la red. Donde la normativa a que deberá apegarse la MR portuaria dependerá de las características del proyecto y la normativa vigente. Debido a la magnitud de consumo de los barcos, es razonable pensar que la capacidad instalada superará el límite de un proyecto del tipo *Net-billing* en Chile. Mientras que la normativa vigente, en caso de que

la potencia instalada de la micro-redes no supere los 9 MW, se podría considerar como un proyecto de PMGD [7, 29–32]. Considerando que cambios a futuro de la normativa podrán afectar la factibilidad, costos y ganancias de proyectos con autogeneración.

Se debe destacar además los actuales cambios en la regulación en particular el Decreto 70 del Ministerio de Energía [33] el cual modifica la normativa vigente, asociada a las transferencias de potencia establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos. Entregando esta modificación facultades de realizar retiros de la red a sistemas de almacenamiento que previamente eran alimentados localmente, dado que previamente estos no disponían de la facultad de realizar retiros directamente de la red.

2.4.2. Servicios complementarios

El paradigma de la distribución energética, como un esquema unidireccional desde la generación hacia los clientes finales, ha ido cambiando en los últimos años, debido en gran medida a un cambio en la percepción del consumidor, impulsadas por el desarrollo de nuevas tecnologías (paneles FV, turbinas eólicas, vehículos eléctricos, entre otras) y de la GD. Así a nivel mundial se ha visto un cambio hacia el consumidor que históricamente tomó un rol pasivo en la red eléctrica, volviéndose cada vez más como un agente activo y participativo, ya sea por medio de GD o incluso brindando Servicios Complementarios (SSCC) [34]. En el caso de una micro-red portuaria, la posibilidad de participar en el mercado de SSCC, ya sea de manera independiente o a través de un agregador, representa un valor agregado de la micro-red a ojos de la red principal [7].

El artículo 72-1 de la LGSE, define a los SSCC como prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema, siendo SSCC, al menos: el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, frente a condiciones normales de operación y contingencias [35].

2.4.3. Puertos en Chile

En Chile actualmente existen 56 puertos, 10 de los cuales son puertos estatales de uso público y los 46 restantes corresponden a puertos privados, de los cuales 14 son de uso público y 32 de uso privado [36]. Estos se distribuyen a los 6.435 km de borde costero con los que cuenta el país [36, 37].

Los puertos en Chile, a diferencia de la situación en otros países, no son monitoreados de manera sistemática respecto a sus impactos ambientales. Esto, pese a que la gran mayoría de los puertos del país están ubicados en zonas urbanas o en sus cercanías, por lo que la contaminación pone en riesgo la calidad de vida de los habitantes de la zona [7, 38]

2.4.3.1. Encuesta de Consumo Energético y Emisiones

La Encuesta de Consumo Energético y Emisiones (ECEE), busca articular la gestión proactiva de los desafíos del cambio climático en los puertos de Chile. Esta ha sido desarrollada por la Fundación Chilena de Eficiencia Logística en conjunto con el Ministerio de Transportes y Comunicaciones. Se aplicó por primera vez a las diez empresas portuarias estatales de Chile, entre julio y septiembre del año 2021. La encuesta considera la información obtenida sobre el

año 2020 de los distintos terminales de los diez puertos estatales consultados, y sus resultados se resumen a continuación [39, 40].

- Dimensión de la carga y energía consumida: se movilizaron 43 toneladas de carga, lo que equivale a un consumo eléctrico de 194 GWh.
- Orígenes de la energía: un 64 % del consumo fue en base a combustibles fósiles (en particular se consumieron 11,5 millones de litros de diésel, equivalentes a 125 GWh) un 33 % provino de la red eléctrica nacional (65 GWh), y el 3 % restante de otras fuentes.
- Costo en energía: el consumo implicó un gasto de 10.986 millones de pesos chilenos (CLP). De los cuales el costo de la energía eléctrica cubre un 55 % del costo total, y el diésel comprende casi el 42 %.
- Emisiones de CO_2 : un total de 46.879 toneladas de CO_2 fueron emitidas. Estas producto de distintas fuentes, en primer lugar las emisiones propias del terminal, la cual proviene principalmente del uso de equipos de manipulación de carga (grúas, camiones, entre otros). En segundo lugar, se encuentra el uso de combustibles (transporte de carga, generación de energía, entre otros). Continuando con el almacenamiento de carga refrigerada y por último el uso de inmobiliario (oficinas).

El lanzamiento de los resultados, fue acompañado por la exposición de propuestas de mejoramiento para los indicadores de esta, en base a experiencia internacional destacando la importancia de monitorear y definir estándares ambientales para los operadores de los puertos, junto con desarrollar incentivos económicos para el seguimiento de estos. De igual manera se expone que se busca aplicar la ECEE con una frecuencia anual [41].

2.5. Normativa Eléctrica

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [42] vigente actualmente, determina las condiciones permitidas de operación para todas las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En particular dicha norma dicta los estándares de calidad de producto eléctrico¹, lo que condiciona los límites operacionales de diseño para las instalaciones interconectadas al SEN.

Dentro de estos se destacan los estándares establecidos para fluctuaciones de tensión, junto con las limitantes establecidas para los armónicos de tensión y corriente. Se determinan límites operacionales de tensión en función de la duración, en particular se describen las fluctuaciones de baja duración como aquellas con duraciones desde 10 ms hasta un minuto, las cuales se califican a continuación:

1. Instantáneas, de duración típica entre 10 [ms] y 600 [ms] y de magnitud típica entre 10 % y 92,5 % de la tensión nominal y entre 107,5 % y 180 %.
2. Momentáneas, de duración típica entre 600 [ms] y 3 segundos y de magnitud típica entre 10 % y 92,5 % de la tensión nominal y entre 107,5 % y 140 %.

¹ Se destacaran únicamente estándares válidos para sistemas operando a niveles de tensión bajo los 110 kV, en función del sistema estudiado en el presente documento.

3. Temporales, de duración típica entre 3 segundos y un minuto y de magnitud típica entre 10 % y 92,5 % de la tensión nominal y entre 107,5 % y 120 %.

Mientras que la presencia de armónicos de corriente se limita en base a los valores indicados en la tabla de la Figura 2.4. En la cual se determinan distintos niveles admisibles de presencia de armónicos, en función de la relación entre la máxima corriente de cortocircuito (I_{SC} y la máxima corriente fundamental (I_L), indicando el máximo porcentaje admisible los armónicos de corriente e indicando la máxima distorsión armónica total de corriente (TDD_i). Notando que la consideración mas restrictiva corresponde al caso en que el factor $I_{SC}/I_L \leq 20$, con un TDD_i del 5 %.

Máxima distorsión armónica de corriente, como porcentaje del valor de corriente I_L a frecuencia fundamental para tensiones bajo 100 [kV]						
I_{sc}/I_L	H: Orden de la armónica (armónicas impares)					Índice TDD_1
	H < 11	11 ≤ H < 17	17 ≤ H < 23	23 ≤ H < 35	35 ≤ H	
≤ 20*	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 – 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 – 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 – 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

* Todos los equipos de generación están limitados a los valores indicados de distorsión armónica de corriente, independiente del valor de I_{sc}/I_L .

a) Las armónicas pares están limitadas al 25% de los límites establecidos para las armónicas impares
b) Se deberá controlar hasta la armónica H = 50

Figura 2.4: Máxima distorsión de armónicos de corriente para tensiones bajo 100 kV. [42]

Junto con lo anterior se determina el valor promedio que deberán mantener las instalaciones del SEN en régimen permanente y de alerta, medida en intervalos de 10 segundos durante cualquier período de 5 días seguidos se debe encontrar bajo los siguientes rangos:

- sobre $49.8Hz$ y bajo $50.2Hz$ durante al menos 99 % del período;
- entre $49.3Hz$ y $49.8Hz$ durante al menos 0.5 % del período;
- entre $50.2Hz$ y $50.7Hz$ durante al menos 0.5 % del período.

Adicionalmente, la norma indica que centrales fotovoltaicas deberán, para distintas frecuencias, poder operar al menos los tiempos establecidos en la figura 2.5. Indicando en esta misma ciertas condiciones de desconexión opcional y forzada para frecuencias por debajo de los $47Hz$ y por sobre $51.5Hz$.

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada		

Figura 2.5: Tiempos mínimos de operación en base a frecuencia para centrales de distintas tecnologías. [42]

Se debe destacar que estas restricciones son aplicables a valores estadísticos de medición de la corriente durante un período de 7 días consecutivos, y no sobre los valores instantáneos de corriente. Determinando que este estándar debe cumplirse sobre un 95 % de los valores estadísticos de las armónicas de corrientes medidos sobre intervalos de 10 minutos.

Análogamente para la presencia de armónicos de tensión se deben cumplir con las restricciones particulares para cada armónico presente en la Tabla 2.6. Junto con cumplirse en este caso que el índice de distorsión armónica total de la tensión deberá ser inferior al 8 %.

Armónicas impares no múltiplos de 3			Armónicas impares múltiplos de 3			Armónicas pares		
Orden	Tensión (%)		Orden	Tensión (%)		Orden	Tensión (%)	
	≤ 110 [kV]	> 110 [kV]		≤ 110 [kV]	> 110 [kV]		≤ 110 [kV]	> 110 [kV]
5	6	2	3	5	2	2	2	1,5
7	5	2	9	1,5	1	4	1	1
11	3,5	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	3	1,5	21	0,2	0,2	8	0,5	0,4
17	2	1	> 21	0,2	0,2	10	0,5	0,4
19	1,5	1				12	0,2	0,2
23	1,5	0,7				> 12	0,2	0,2
25	1,5	0,7						
> 25	0,2 + 1,3 × 25/H	0,2 + 0,5 × 25/H						

Se deberá controlar hasta la armónica H = 50.

Figura 2.6: Máxima distorsión de armónicos de tensión para tensiones bajo 100 kV. [42]

Finalmente la norma indica que instalaciones de generación con el objeto de limitar la contribución de contaminación armónica a la red, están limitadas en función de las restricciones en sus armónicos de tensión. Mientras que al tratarse de instalaciones asociadas a parques

eólicos o fotovoltaicos, se deberá adicionalmente cumplir con las restricciones asociadas a sus armónicos de corriente, y se realizará un seguimiento estadístico de las fluctuaciones de tensión. Estas restricciones mencionadas son siempre referenciadas al punto de conexión con el SEN.

Capítulo 3

Metodología

En esta sección se describe la metodología de trabajo, esta se basa en la simulación computacional de diferentes escenarios operacionales para una micro-red portuaria bajo variaciones de carga asociadas a la conexión y desconexión de embarcaciones a la micro-red por medio del *software* de simulación de sistemas eléctricos *Plecs*. Esta metodología cuenta

1. **Estructura de una Micro-Red Portuaria:** esto consiste en la definición de los componentes a utilizar para la modelación de una micro-red portuaria en base a la solución propuesta en [7].
2. **Perfiles de Carga:** consiste en la obtención de los datos de consumo histórico del Puerto Central en base a la información pública disponible sobre el consumo de puerto. Adicionalmente se realizará una estimación del consumo asociado a las embarcaciones en el puerto en base a los datos de planificación naviera del puerto.
3. **Componentes de la micro-red:** consiste en la definición de la totalidad de los componentes de la micro-red, contemplando los esquemas de control de los inversores, las características de la generación solar y el almacenamiento, diagramas de conexión de las cargas a la micro-red, y las características de conexión a la red.
4. **Implementación en PLECS:** modelar las características de la micro-red en el *software*, para distintos escenarios de operación bajo distintos perfiles de carga y condiciones de operación.
5. **Discusión de resultados:** estudiar y discutir los resultados obtenidos, comparando entre los distintos escenarios de simulación.
6. **Conclusiones:** se verificará el cumplimiento de los objetivos del trabajo y presentar las principales conclusiones del trabajo.

3.1. Micro-red Portuaria

El caso de estudio se basa en la estructura de micro-red propuesta en [7], en el cual se determina la estructura óptima de una micro-red para el puerto central por medio del software *HOMER Pro*. Y esta estructura óptima determinada será utilizada como base, en la Figura 3.1 se indican los componentes de dicha micro-red. Donde se destaca que esta configuración de micro-red para el puerto central contempla únicamente generación solar y almacenamiento,

producto de las restricciones constructivas consideradas para la obtención del diseño óptimo de esta.

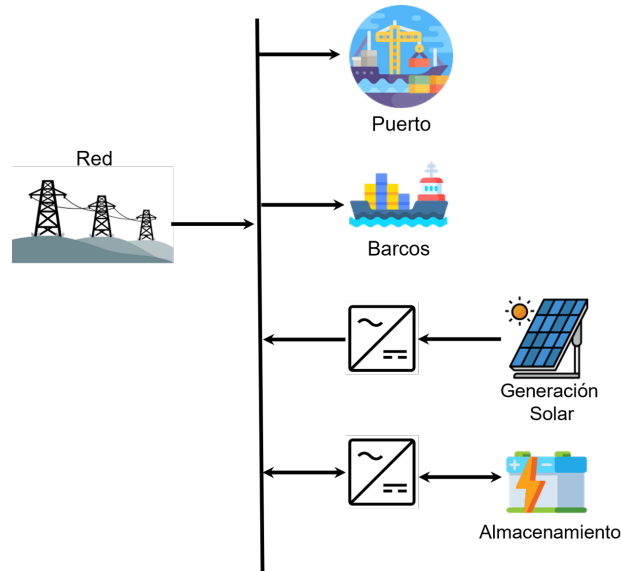


Figura 3.1: Estructura de micro-red portuaria. Elaboración propia en base [7].

3.2. Perfiles de carga

Puesto que el objetivo de esta memoria es determinar la factibilidad operacional de una micro-red dentro del Puerto Central, se deben considerar tanto los consumos de base del puerto como los consumo de los barcos que se postula se conectarían a esta micro-red.

3.2.1. Consumos Puerto Central

Los datos asociados al consumo mismo del puerto central se obtienen directamente de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional [43], se considera el periodo contemplado entre el mes de agosto 2022 y julio 2023. Los archivos para este periodo se encuentran en formato (.xls) contando en cada archivo información asociada a las cantidades energéticas transferidas (kWh), los costos marginales ($\$/kWh$) y el costo monetario real (\$) de manera horaria.

Así se consideraron como parámetros de búsqueda para las medidas del puerto central en las columnas de descripción 'PUERTO CENTRAL' y en clave 'PUERCENTR', notando que es posible que existan otras palabras claves que determinen los consumos asociados al puerto central pero para este trabajo se consideran únicamente las mencionadas anteriormente.

Así al graficar las medidas de transferencia energética del Puerto Central, la Figura 3.2 muestra el promedio diario y mensual del consumo del puerto, cuyo comportamiento a lo largo del año resulta consistente con los datos históricos de los años 2018 a 2021 como se muestra en [7]. Se observan que el puerto opera a un consumo promedio cercano a los 1.5 MWh durante todo el año con un alza durante los meses de enero y abril. Notar que en el

Anexo C se muestra el detalle de las curvas de consumo horario.

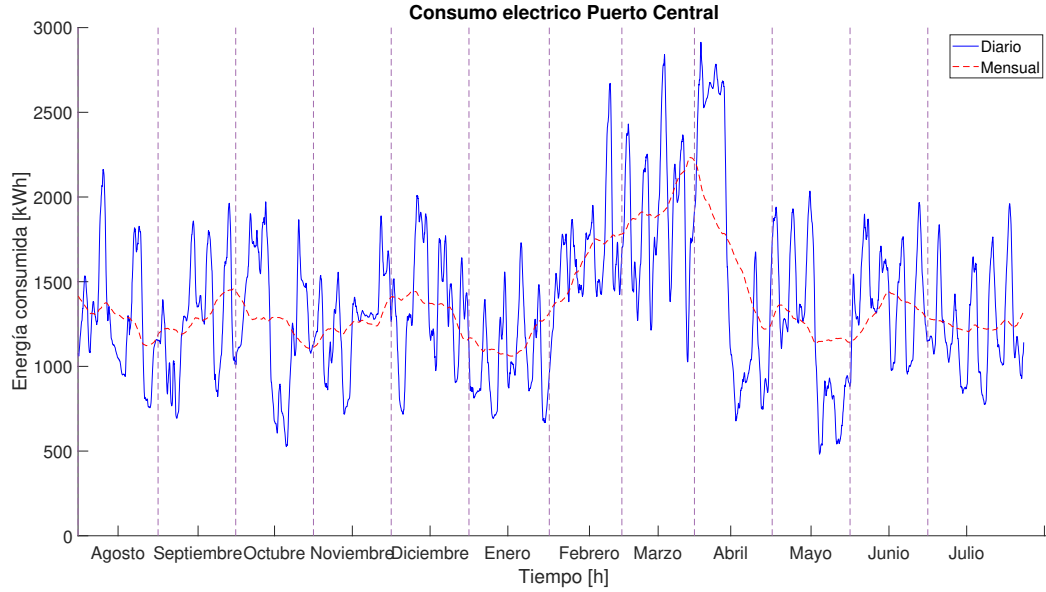


Figura 3.2: Consumo energético diario y mensual del puerto de San Antonio. Elaboración propia.

Al analizar el comportamiento de las curvas de consumo del puerto central, se puede describir esto mediante los valores de la tabla 3.1. Donde se indica un valor medio a lo largo del periodo de 1,37 MW con una desviación estándar de 0,495 MW.

Tabla 3.1: Caracterización estadística del consumo del Puerto Central.

Parámetro	Magnitud [MW]
Máximo	3,3813
Mínimo	0,0044
Media	1,3734
σ_{PC}	0,495

En la Figura 3.3 se muestra para mayor comprensión de los datos, un gráfico de caja que indica el promedio del consumo energético junto con su distribución. En el cual se observa claramente que el promedio del consumo del puerto para el período considerado, oscila en torno a los 1.5 MWh con una variabilidad en torno a los 0.5 MWh , para los meses entre junio y diciembre. Mientras que se ve una clara alza en la energía en torno a los meses de febrero a mayo, con una variabilidad en las cargas mucho más elevada.

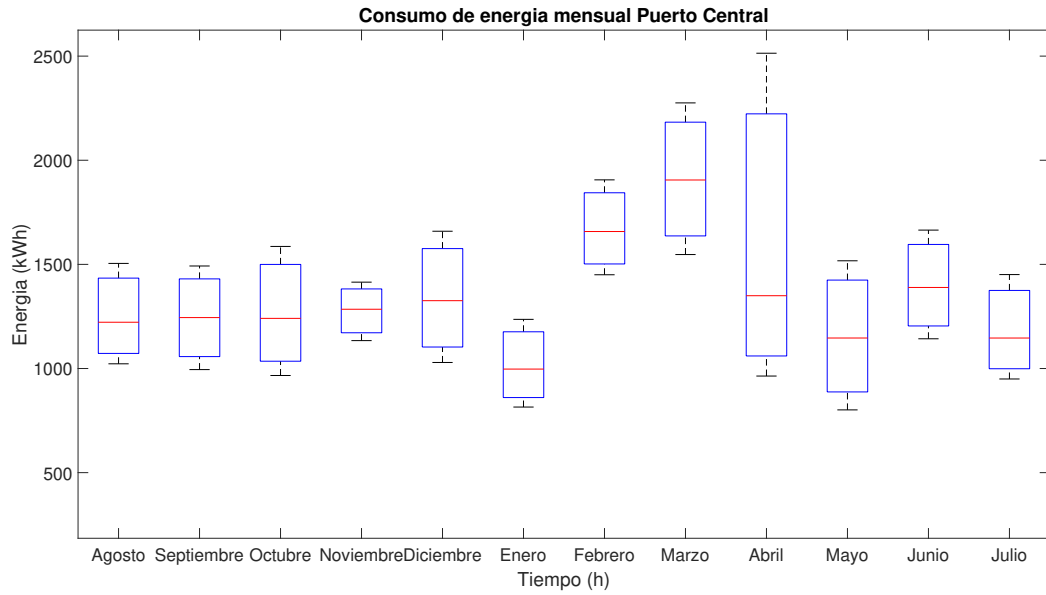


Figura 3.3: Distribución del consumo energético mensual de los barcos atracados en el Puerto Central. Elaboración propia.

La Figura 3.4 se muestra en detalle las magnitudes de variaciones horarias del consumo del puerto. Mientras que la Figura 3.5 muestra la distribución de dichas magnitudes de variación.

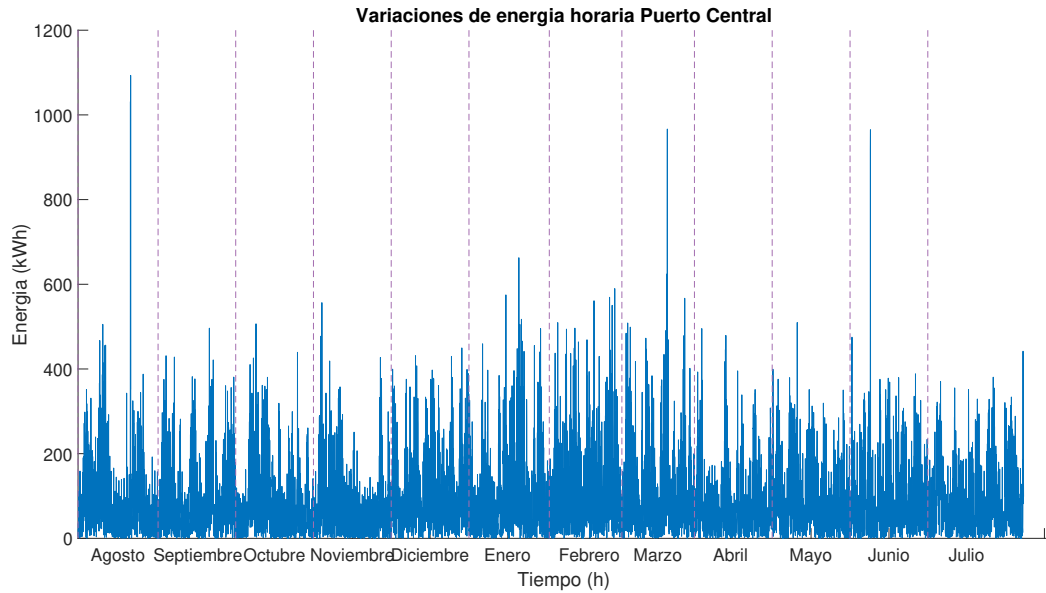


Figura 3.4: Variación horaria del consumo energético del Puerto Central. Elaboración propia.

La distribución de las variaciones de magnitud de consumo energético se muestran en la Figura 3.5, en dicho histograma se grafican la cantidad de variaciones para magnitudes agrupadas cada 0.02 MW. Se nota de esta figura que la mayoría de las variaciones son cercanas al origen, siendo mas común variaciones energéticas mayores.

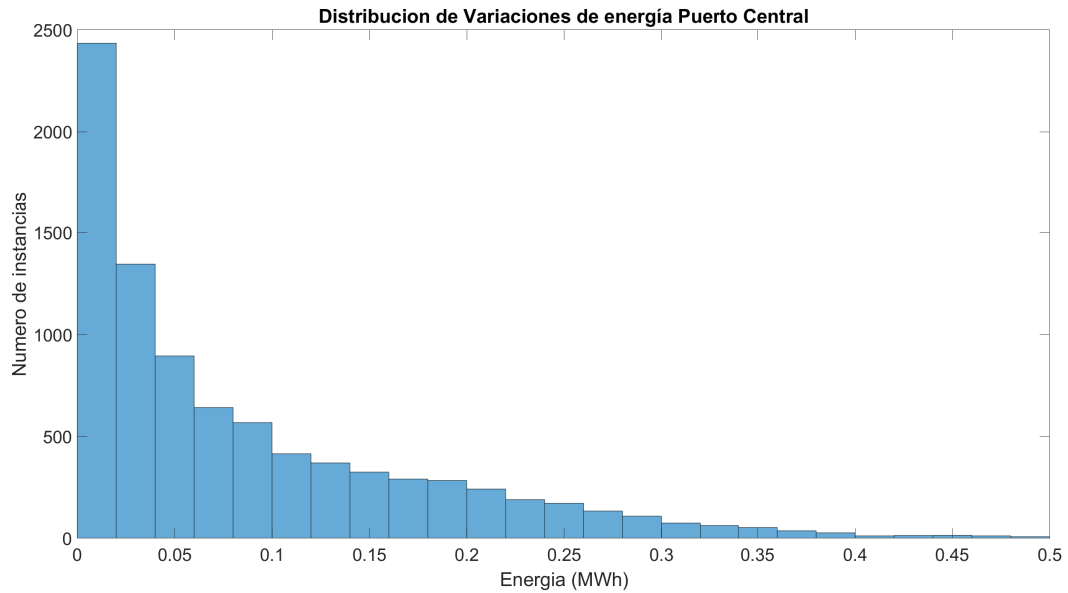


Figura 3.5: Histograma de variaciones del consumo energético del Puerto Central. Elaboración propia.

3.2.2. Consumos embarcaciones

Mientras que para determinar el consumo energético de las embarcaciones que llegan al puerto, se considerará únicamente los consumos energéticos asociados al atraque de los barcos en base al promedio de las potencias requeridas de acuerdo con la Tabla 2.1.

Mientras que el tiempo en atraque de los barcos se obtiene directamente de la planificación naviera en la página web de *DP WORLD* empresa concesionaria del Puerto Central de Chile [44]. Dado que este portal web no considera un registro histórico de la planificación naviera, se utilizó la información extraída manualmente durante un período de un año para el mismo período considerado para el consumo energético del puerto, i.e. entre agosto 2022 y julio 2023.

De esta manera la información disponible de planificación naviera se encontraba en formato '.pdf', esta debió ser pre-procesada para obtener estos datos en un formato manejable por software, para la estimación del consumo en base al tiempo de atraque de los barcos. A continuación se describirán los puntos relevantes para el pre-procesamiento de estos datos, y posteriormente las curvas de consumo resultantes.

3.2.2.1. Pre-procesamiento planificación naviera

La Figura 3.6 muestra el formato de las tablas de planificación naviera para el puerto central, la cual debió ser procesada de manera manual para extraer la información horaria del puerto.

PLANIFICACIÓN NAVIERA PUERTO SAN ANTONIO

Actualizada el 12-09-2022 a las 10:13 horas.

Sitios DP World: C1-C2-4/5 EPSA: PANUL: 8 QC: 9 STI: 1-2-3

Tipo de solicitud: Comercial

Matriz de planificación								
Longitud	930 mts.			700 mts.		237 mts.	230 mts.	190 mts.
Calado	45,93' / 14,00 mts.	48,85' / 14,89 mts.	48,85' / 14,89 mts.	45,93' / 14,00 mts.	45,93' / 14,00 mts.	35,07' / 10,69 mts.	40,03' / 12,20 mts.	32,81' / 10,00 mts.
	Sitio 1	Sitio 2	Sitio 3	C1	C2	Sitio 4/5	Sitio 8	Sitio 9
12 lun	MSC RAPALLO	06:55 347m CORNELIUS MAERSK		Mantenición Pintura de Seguridad 21:00	Mantenición de Pintura de Seguridad	MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	08:10 183m BOW PROSPER 17:00
13 mar	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK 22:00		06:00 333m SANTOS EXPRESS	Mantenición de Pintura de Seguridad	MORNING CAMILLA 23:00 189m GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
14 mié	MSC RAPALLO 16:00	06:00 132m CONDOR	07:00 174m ALPACA	SANTOS EXPRESS	Mantenición de Pintura de Seguridad	GALAXY LEADER 16:00	ML SWALLOW 17:30 180m MAI TAI	
15 jue		CONDOR 06:00	ALPACA 14:00	SANTOS EXPRESS 20:00 230m POLAR ECUADOR	Mantenición de Pintura de Seguridad 23:00		MAI TAI	
16 vie				POLAR ECUADOR 18:00			MAI TAI	
17 sáb							MAI TAI 15:00	
18 dom								
19 lun								

Figura 3.6: Tabla planificación naviera semana 12-09-2022.

De esta manera el pre-procesamiento de los 77 archivos de planificación naviera disponibles para el puerto central, se realizó utilizándose un archivo '.xlsb' en el cual se registró el nombre de cada embarcación durante su estadía en el puerto. En el Anexo B se muestra un extracto de esta tabla preprocesada para las fechas del 12 y 13 de marzo del 2022, los que coinciden con las 2 primeras filas de la planificación naviera de la Figura 3.6.

Posterior a la agrupación de toda la información de planificación naviera se debieron identificar el tipo de barco correspondiente a cada embarcación, lo que se realizó por la búsqueda manual de la información de cada embarcación en el portal web de *MarineTraffic* [45] sitio con información en tiempo real de las embarcaciones registradas a nivel global.

La Tabla 3.2 muestra el desglose de los tipos de barcos para las 404 embarcaciones detectadas por el preprocesamiento. Donde se muestra claramente que los principales tipos de embarcaciones corresponden a porta-contenedores y de carga general, representado 60 % y 27 % del total respectivamente.

Tabla 3.2: Cantidad de embarcaciones atracadas en el Puerto Central de acuerdo con su planificación naviera.

Tipo Barco	Cantidad	Representación
Crucero	9	2 %
Carga general	111	27 %
Tanker	32	8 %
Porta-contenedores	243	60 %
RoRo	9	2 %

3.2.2.2. Curvas de consumo embarcaciones

Con los datos horarios obtenidos del preprocesamiento de planificación naviera, se utiliza para cada embarcación la potencia promedio de acuerdo a la tabla 2.1, de manera que se consideran para las embarcaciones los consumos de potencia de acuerdo con la tabla 3.3. Estos consumos de potencia promedio se utilizan para generar las curvas de consumo del puerto.

Tabla 3.3: Potencia promedio requerida según tipo de embarcación, para barcos en atraque.

Tipo de Barco	Potencia (MW)
Crucero	7
Carga General	3,3
Tanker	5,5
Porta-contenedores	2,5
Roll-on/Roll-off (RoRo)	0,7

De acuerdo con dichos requerimientos de potencia y los datos horarios de las embarcaciones en el puerto, la Figura 3.7 muestra el promedio de consumo diario y mensual durante el periodo de interés. Destacando que este oscila en torno a los 10 *MWh* lo que resulta ser un orden de magnitud mayor que el caso del consumo portuario presentado en la Figura 3.2, esto concuerda con los supuestos iniciales respecto a que la incorporación del consumo de embarcaciones implica un alza significativa del consumo en el puerto. Mientras que el detalle del consumo horario se encuentra en el Anexo C.

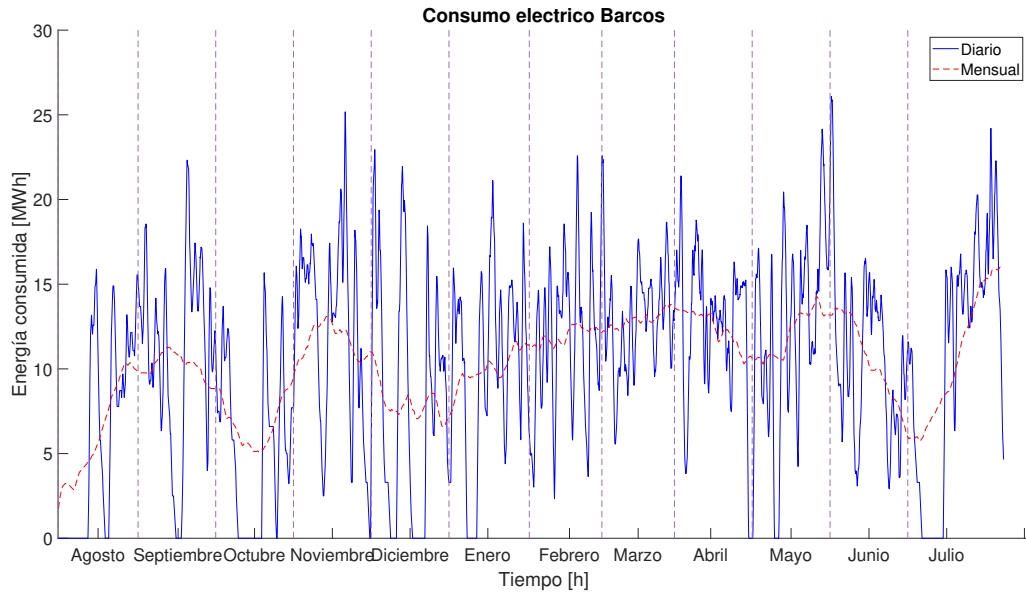


Figura 3.7: Consumo energético diario y mensual de los barcos atracados en el puerto de San Antonio. Elaboración propia.

Luego se puede caracterizar estadísticamente el comportamiento de consumo asociado a las embarcaciones, de acuerdo con los valores presentados de la Tabla 3.4. Notando que para realizar esta descripción estadística del consumo, no se consideran los valores en que el consumo es nulo, dado que estos están asociados a puntos sin información.

Tabla 3.4: Caracterización estadística del consumo de las embarcaciones.

Parámetro	Magnitud [MW]
Máximo	12,8
Mínimo	0,7
Media	5,6091
σ_{PC}	2,4772

Al igual que el caso del consumo portuario se muestra en la Figura 3.8 el detalle del promedio y distribución energética de las embarcaciones. Se observa en dicha figura claramente la variabilidad de las cargas en el puerto para el periodo de julio a diciembre, en donde se adicionalmente se nota una oscilación mensual en la media de consumo energético. Mientras que el periodo de enero a febrero, muestra menor distribución en los consumos estimados teniendo una media de consumo cercano a los 10 *MWh*.

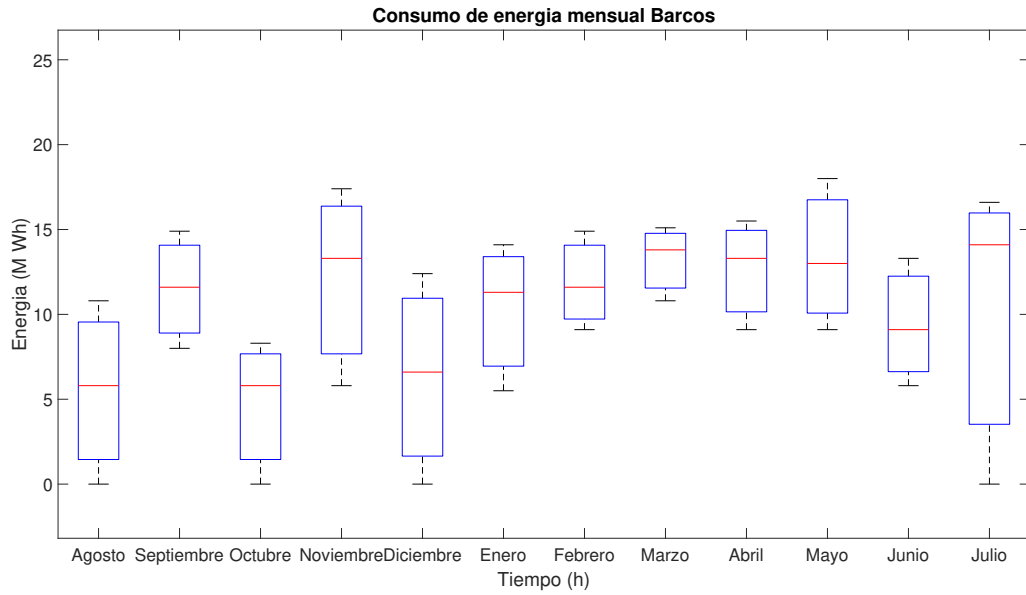


Figura 3.8: Distribución del consumo energético mensual de los barcos atracados en el puerto de San Antonio. Elaboración propia.

La Figura 3.9 muestra al igual que el caso anterior, la variabilidad de la carga estimada para el consumo eléctrico de los barcos estos representan el atraque y desatraque de los barcos al puerto, donde las distintas magnitudes de variaciones de potencia son resultado de los distintos tipos de embarcaciones en el puerto. Se destaca que para este caso a diferencia del caso del consumo de los puertos, se tiene un claro comportamiento discreto en las variaciones de carga, puesto a la metodología descrita anteriormente para obtener los consumos horarios de las embarcaciones.

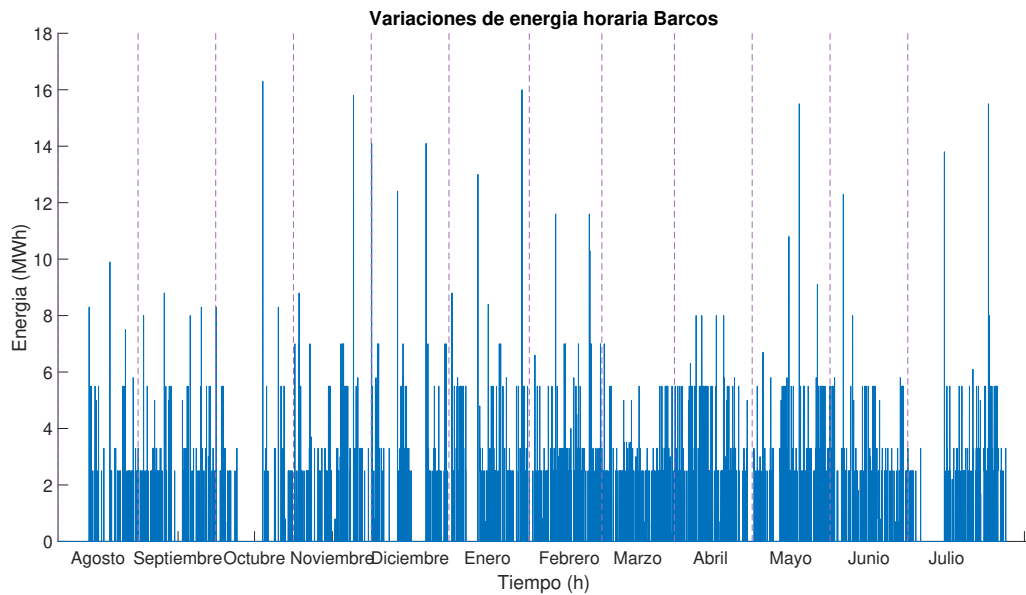


Figura 3.9: Variación horaria del consumo energético de los barcos atracados en el Puerto Central. Elaboración propia.

La Figura 3.10, muestra la distribución de las distintas variaciones de carga del sistema que no son nulas. En esto se puede ver claramente que la amplia mayoría se encuentran en el rango de $[2, 5; 3]$ MW, esto puesto que el 60 % de las embarcaciones corresponden a porta-contenedores (Tabla 3.2) cuya potencia se considero como 2, 5 MW. Seguido por el rango de potencia de $[3; 3.5]$ MW lo que se obtiene puesto que como se indico anteriormente el 27 % de las embarcaciones corresponden al tipo de carga general las cuales tienen un requerimiento en potencia de 3, 3 MW.

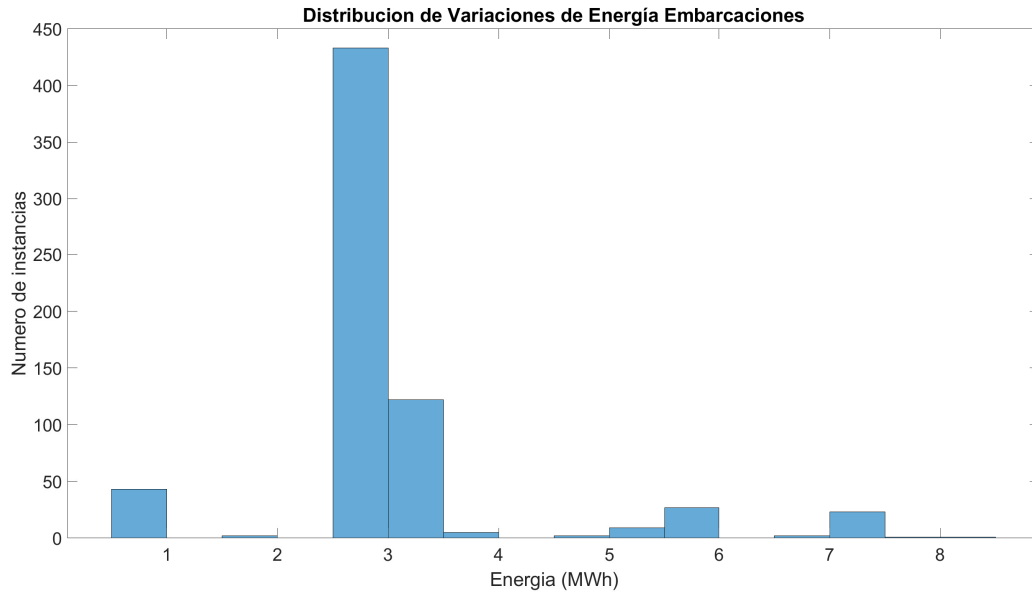


Figura 3.10: Variación horaria del consumo energético de los barcos atracados en el Puerto Central. Elaboración propia.

3.3. Modelación Micro-Red

En esta sección se detallan los elementos considerados para la modelación de la micro-red, de acuerdo con los elementos indicados en la Figura 3.11. Se destacan en dicho diagrama la presencia de las unidades de generación solar, almacenamiento, las cargas portuarias y de embarcaciones, la conexión con la subestación San Antionó del SEN, y finalmente los tramos a modelar. Adicionalmente, en en Anexo F se encuentran los esquemas obtenidos directamente del ambiente de simulación de Plecs.

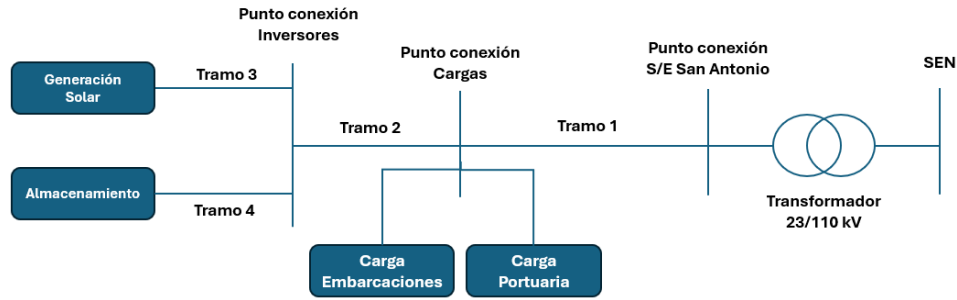


Figura 3.11: Esquema de tramos de componentes de la micro-red portuaria. Elaboración propia.

3.3.1. Inversores

Tanto para la generación solar, como para el sistema de almacenamiento utilizado se considera el uso de un modelo reducido de un inversor *grid-following*, es decir, se modelara cada fase de la salida del inversor como fuentes controladas de voltaje. En consideración con los alcances establecidos y en vista que el objetivo de este trabajo no radica en diseñar un inversor óptimo para esta micro-red, se considera que la generación de pulsos del sistema de control del inversor es ideal, y por tanto se modela como fuentes de voltaje controladas.

En la Figura 3.12, se puede ver conexión para cada fase del inversor, donde se muestra las fuentes de voltaje controladas que modelan al inversor junto con su conexión en serie a un filtro inductivo de primer orden.

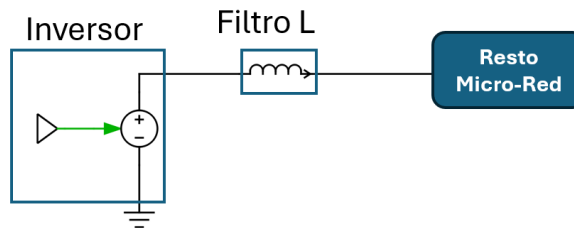


Figura 3.12: Estructura conexión de inversores. Elaboración propia.

Se describe a continuación el diseño del lazo de control de corriente de los inversores, junto con la sintonización del PLL utilizado.

Se considera a la salida de cada inversor únicamente un filtro de primer orden inductivo con un valor de inductancia de $L_f = 4 [mH]$.

3.3.1.1. PLL

La Figura 3.13 muestra el modelo de PLL utilizado, donde se observan tanto el voltaje medido V_q como su referencia V_q^* , el controlador PI utilizado, la referencia de frecuencia ω_{ref} en $\frac{rad}{s}$, y finalmente su entregador a la salida que determina el ángulo de la señal en cada instante.

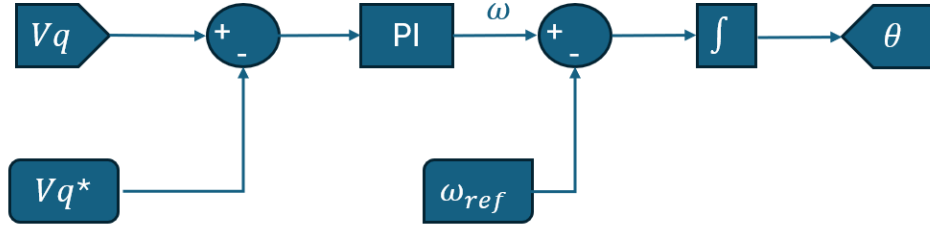


Figura 3.13: Diagrama PLL. Elaboración propia.

La sintonización del PLL utilizado se realiza por medio del encuentro del lugar de la raíz en a la función de transferencia de la ecuación 3.1, donde se considera la función de transferencia del PLL como la integral del voltaje en cuadratura del inversor.

$$G_{PLL} = \frac{V_g}{s} \quad (3.1)$$

Tabla 3.5: Parámetros diseño controlador PI del PLL.

V_g [kV]	ω_n [Hz]	ξ
23	20	0.7071

Considerando los parámetros de diseño de la Tabla 3.5, y por medio del lugar de la raíz, disponible en en Anexo F en la Figura F.2, se obtiene el controlador PI descrito por la Ecuación 3.2.

$$G_{PI-PLL} = K_{P-PLL} + \frac{K_{I-PLL}}{s} = 0,0077308 + \frac{88,73}{s} \quad (3.2)$$

3.3.1.2. Lazo de corriente

El lazo de corriente del inversor se describe de acuerdo a las ecuación 3.3 y 3.4, las cuales describen el comportamiento del controlador de corriente en los ejes d y q respectivamente. Donde V_{i-d} y V_{i-q} representan los valores de voltaje en ejes d y q a la salida del inversor antes de del filtro L; I_{i-d} e I_{i-q} corresponden a las corrientes de salida del inversor; K_{i-p} y K_{i-i} corresponden a las ganancias proporcional e integral del controlador PI para los ejes d y q. Mientras que los valores I_d^* e I_q^* son obtenidas por las referencias de potencia de cada inversor.

$$V_{i-d} = -\omega_n L_f I_{i-q} + \left(K_{P-I} + \frac{K_{i-I}}{s} \right) (I_d^* - I_{i-d}) \quad (3.3)$$

$$V_{i-q} = -\omega_n L_f I_{i-d} + \left(K_{P-I} + \frac{K_{i-I}}{s} \right) (I_d^* - I_{i-q}). \quad (3.4)$$

De igual manera, la Figura 3.14 muestra el esquema del lazo de corriente utilizado para los inversores. Notando que las secciones posteriores sobre generación solar y almacenamiento indican únicamente el calculo de las variables P_{ref} y Q_{ref} para cada caso.

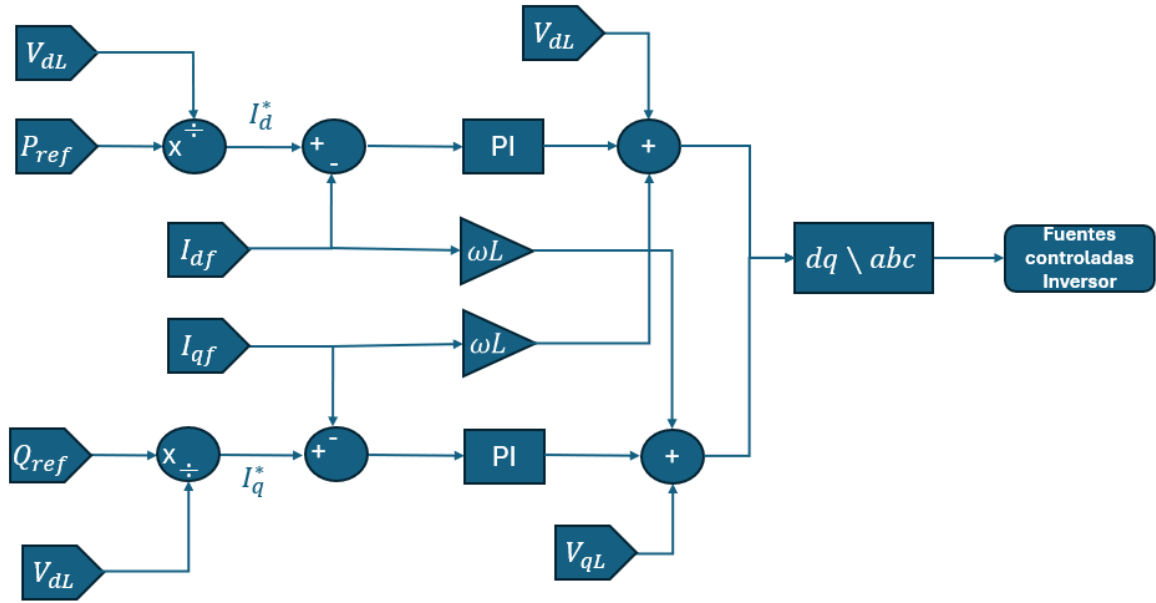


Figura 3.14: Esquema de control, lazos de corriente. Elaboración propia.

Así en la Tabla 3.6 se indican los parámetros de diseño y las magnitudes obtenidas para los controladores de los lazos de corriente directa y en cuadratura. Mientras que en la Figura F.1 Anexo F se muestra de manera gráfica la obtención del lugar de la raíz de dichos controladores por medio del lugar de la raíz.

Tabla 3.6: Parámetros de diseño lazos de corriente.

ω_n [Hz]	ξ
300	0.7071

De esta manera el controlador PI obtenido para el lazo de corriente se describe en la ecuación 3.5.

$$G_I = K_P + \frac{K_I}{s} = 0.17 + \frac{210,6}{s} \quad (3.5)$$

3.3.1.3. Referencia de potencia

El cálculo de la potencia para cada inversor determinará la referencia de corriente para los lazos de corriente descritos anteriormente, según las ecuaciones 3.6 y 3.7. Donde P^* y Q^* representan las referencias de potencia activa y reactiva para el inversor; V_{d-L} representa el voltaje en eje directo medido posterior al filtro L.

$$I_d^* = \frac{P^*}{V_{d-L}} \quad (3.6)$$

$$I_q^* = \frac{Q^*}{V_{d-L}} \quad (3.7)$$

3.3.1.4. Generación Solar

Para el caso de la generación solar se considerara un modelo reducido basado en la generación nominal de la componente solar de acuerdo con la estructura propuesta en [7]. Por lo cual se considerara una potencia neta efectiva a la salida del inversor en base a la potencia total instalada y la eficiencia del modelo de paneles utilizados.

Notando que en [7] la potencia neta instalada de generación solar se considera para alimentar únicamente el consumo portuario, y no el consumo agregado al incorporar las embarcaciones como cargas a la micro-red. En base a esto se considerarán diferentes potencias de generación solar, por lo cual en los escenarios de estudio se considerarán casos en que esta generación esta escalada para suplir el consumo asociado a las embarcaciones. De esta manera el caso base corresponderá a una potencia instalada de 9.592 MW con una eficiencia del 16,94 % resultando en una potencia neta efectiva de 1.6249 MW.

Para todos los casos se considerara que el factor de potencia de la componente solar de la micro-red sera $FP_{pv} = 0.95$. De esta manera la Tabla 3.7 resume las características de base para la generación solar de la micro-red: P_{inst} corresponde a la potencia total instalada; η la eficiencia de la generación solar; P_{net} la potencia neta, corresponde al valor real de inyección de la planta; y FP_{pv} corresponde al factor de potencia considerado.

Tabla 3.7: Parámetros de base para generación solar en la micro-red. Elaboración en base a datos escenario base [7].

P_{inst}	9.592 MW
η	16.94 %
P_{net}	1.6249 MW
FP_{pv}	0.95

3.3.1.5. Almacenamiento

Análogamente al caso de la generación solar basándose a la estructura de micro-red propuesta en [7], se considera un componente de almacenamiento capaz de absorber o inyectar potencia al sistema. Se considerará como base de potencia instalada para el almacenamiento una potencia neta de 2,181 MW correspondiente a la potencia óptima determinada a entregar por el inversor en [7].

Dicha limitación de potencia se aplicara tanto para la inyección y absorción de energía del almacenamiento. Puesto que la referencia de potencia activa y reactiva de este componente dependerá de diferencia entre la potencia requerida por la carga del sistema (P_{load}) y la potencia entregada (P_{pv}) por la generación solar, el sistema de almacenamiento se comportará de acuerdo a:

- Carga: en caso de que $P_{load} < P_{pv}$, la batería se cargará, absorbiendo potencia, dado que la generación solar sobrepasa al requerimiento de la carga.
- Descarga: en caso de que $P_{load} > P_{pv}$, la batería se descargará, inyectando potencia, dado que la energía entregada por la generación solar es insuficiente para suplir la demanda de la carga.

Se debe destacar que la obtención de la referencia del almacenamiento se configuro de tal manera de que en todo instante se obtuviera al menos un 1% de la energía desde la red. Esto se realizo para mitigar la contaminación armónica observada al ver que la energía entregada por la red se acerca a 0 producto de corrientes remanentes producto de los reactivos de las lineas. Así el esquema de calculo de estas potencias se muestra en la Figura 3.15.

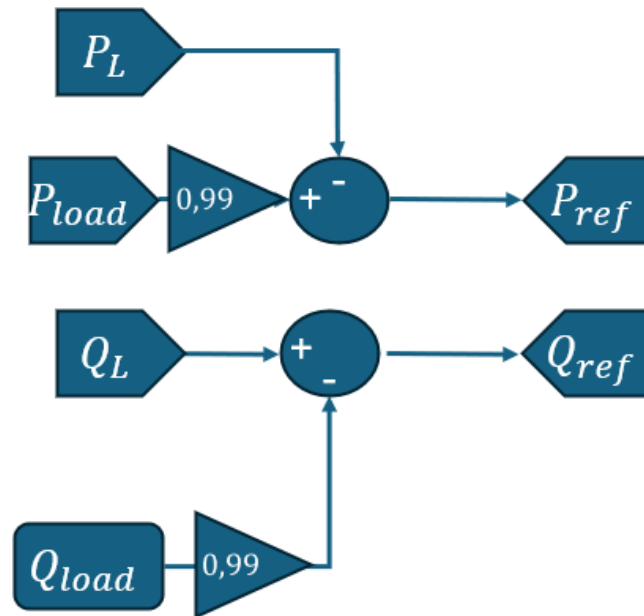


Figura 3.15: Calculo de referencia P-Q para componente de almacenamiento.
Elaboración propia.

3.3.2. Cargas

Según lo mencionado anteriormente, se consideran cargas asociadas al puerto y a las embarcaciones. Puesto que estas cargas pretenden simular consumos de energía de la micro-red, estas se modelaran de dos formas como cargas resistivas.

Dichas cargas representaran los consumos de potencia en base a la ley de Ohm en el punto de conexión, puesto que el voltaje en el punto de conexión es constante (23 kV) es directo obtener las resistencias correspondientes a distintas potencias, por medio de $R = \frac{V^2}{P}$. De esta manera se modelará como una carga resistiva trifásica en el lado de 23 kV de la micro-red, como se muestra en la Figura 3.16.

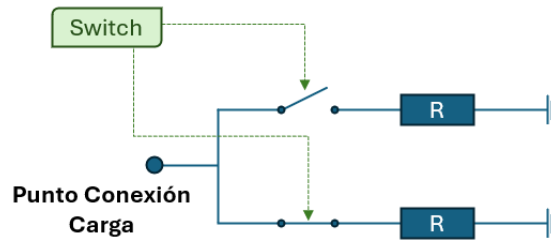


Figura 3.16: Esquema de conexión de cargas resistivas. Elaboración propia.

3.3.3. Conexión a la red

De acuerdo con el modelo de micro-red mencionado anteriormente, resta determinar los parámetros eléctricos del sistema asociados al punto de conexión a la red y al cableado considerado para la conexión de los componentes de la micro-red. Para lo cual se tomarán como referencia datos de instalaciones en operación del SEN, de acuerdo con la información actualizada de la plataforma de Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [46].

3.3.3.1. Punto de conexión a la red

De acuerdo con la información disponible en [46] el Puerto Central se conecta al SEN, en la subestación San Antonio de acuerdo al diagrama de dicha subestación mostrado en el Anexo A. Se observa la conexión a la subestación en 23 kV , su posterior paso a 110 kV por medio de un transformador de voltaje.

En base para la simulación se considerará el tramo desde la micro-red hasta la barra de 110 kV de la subestación San Antonio. Por tanto se considerará la micro-red operando en 23 kV , conectada a una fuente de voltaje de 110 kV por medio de un transformador de $23/110\text{ kV}$. Junto con esto, no se considerarán las posibles pérdidas asociadas a otros elementos series de medida para el sistema, ni tampoco los esquemas de control propios de la subestación.

Dicho transformador se considerará de acuerdo con las especificaciones técnicas disponibles [46], de esta manera se tiene una configuración $Y\Delta 1$ para los lados de baja y alta tensión respectivamente.

Se considera además una impedancia equivalente a la red, para lo cual se utilizarán los datos del CEN para Cálculo de Cortocircuitos Operacionales en el SEN [47], donde se extraen los valores para el escenario de baja inercia. Utilizando los valores de falla trifásica para la barra más cercana a la subestación San Antonio, que en este caso corresponde a la subestación seccionadora Alto Melipilla, en base a esto y mediante la fórmula $Z_{th} = \frac{V}{I_{cc3\phi}} = 0.01883\ \Omega$, equivalente a , se considerará este valor como puramente reactivo.

3.3.3.2. Parámetros cables

Se considerarán parámetros de línea utilizados en el SEN para líneas de transmisión activas con un nivel de tensión de 23 kV para el lado de dicha tensión. Para lo cual se utilizará la información pública del SEN para las secciones tramos, según los datos actualizados a junio del 2024 en la plataforma de Infotécnica del Coordinador [46].

Esta información indica que un total de 64 secciones tramos del SEN, se consideran los parámetros de línea en secuencia positiva (puesto que se considera un sistema equilibrado) operando en 50 Hz de Resistencia R ($\frac{\Omega}{km}$) y Reactancia X ($\frac{\Omega}{km}$). La Tabla 3.8 indica los valores promedio para estos al ser transformados la reactancia a su respectivo valor de inductancia L . Notando que se eliminaron valores atípicos para cada parámetro, el detalle de cada parámetro se encuentra en el Anexo E.

Tabla 3.8: Valores promedio parámetros de línea. Elaboración en base a [46]

Parametro	Valor Promedio
Resistencia [$\frac{\Omega}{km}$]	0.1723
Inductancia [$\frac{mH}{km}$]	0.8034

Luego se debe determinar las longitudes de trazado para cada tramo, para lo cual se utiliza *Google Earth* como herramienta de medida, en la Figura 3.11 se identifican los tramos a considerar, y en la Figura 3.17 se indican las ubicaciones georeferenciadas del Puerto Central y la subestación San Antonio, mientras que la tabla 3.17.



Figura 3.17: Ubicación geográfica Puerto Central y Subestación San Antonio.

Tabla 3.9: Coordenadas puntos de conexión a la red.

Ubicación	Latitud [°]	Longitud [°]
Puerto Central	-33.601053	-71.619290
S/E San Antonio	-33.601353	-71.603362

La distancia entre estas dos ubicaciones corresponde a una línea recta de $1,47 \text{ km}$, si bien no se determinarán las estructuras necesarias ni el trazado exacto para conectar ambos puntos, es claro que este no seguirá una línea recta por lo cual se sobrestimaré la distancia del trazado como el doble de lo medido, obteniendo así una distancia de 3 km , y esta se considerará como la longitud del tramo 1 de acuerdo al esquema mostrado en la Figura 3.11, mismo esquema que se considera al mencionar los siguientes tramos 2, 3 y 4.

Mientras que se definirá una longitud de 0.4 km entre el punto de conexión de los inversores y las cargas (tramo 2), y finalmente una longitud de 0.1 km entre el punto de conexión de los inversores y sus respectivas fuentes (tramos 3 y 4). Notar que no se considerara un tramo de conexión entre el punto de conexión de cargas y cada carga, producto de que se considerará dentro de cada carga la totalidad de la potencia requerida para ser alimentada.

Finalmente, en base a los parámetros de línea de la Tabla 3.8 y las longitudes se obtienen los parámetros a utilizar para todos los tramos relevantes en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10: Parámetros de línea utilizados.

Tramo	Longitud [km]	Resistencia [Ω]	Inductancia [mH]
1	3	0.516751	2.410333
2	0.4	0.0689	0.321378
3-4	0.1	0.017225	0.080344

3.4. Casos de Estudio

Se definen a continuación 3 casos de estudio, que tienen como objetivo simular distintos puntos de operación del sistema, los cuales se describen a continuación.

3.4.1. Escenario 1: Consumo portuario

El escenario 1, considerara únicamente la alimentación de carga asociada al puerto considerando una variación de potencia de acuerdo a la Figura 3.18, la cual representa variaciones instantáneas de potencia de acuerdo con el comportamiento descrito anteriormente para el consumo asociado al puerto, estos consumos son modelados en este escenario por medio de cargas resistivas. En este escenario se considera un consumo portuario centrado en 1 MW incorporándose pulsaciones de potencia, a continuación se describen los intervalos de tiempo considerados para el perfil de cargas considerado:

- $t \in [0, 4; 0, 7]$ se considera una carga conexión de carga de 0, 3 MW.
- $t \in [1; 1, 3]$ se considera una conexión de carga de 0, 6 MW.
- $t \in [1, 6; 2]$ se considera la desconexión de una carga de 0, 4 MW.

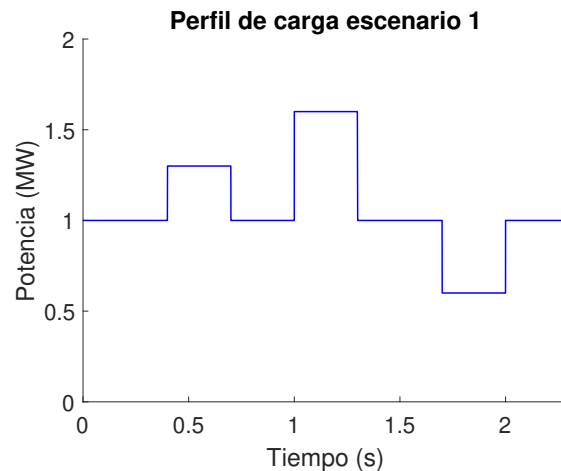


Figura 3.18: Escenario 1: perfil de carga, considerando únicamente consumos portuarios.

Mientras que se utilizarán los valores de base de potencia neta para la componente solar y de almacenamiento de acuerdo con lo descrito anteriormente, dichos valores se resumen en la tabla 3.11

Tabla 3.11: Escenario 1: parámetros de potencia componentes solar y almacenamiento.

Componente	Potencia [MW]
Solar	1,65
Almacenamiento	2,12

3.4.2. Escenario 2: Incorporación cargas embarcaciones

El escenario 2, considera la incorporación de las cargas de las embarcaciones a la micro-red sin modificar la potencia instalada en esta. De esta manera, se considerará un perfil de carga centrado en 6 MW que corresponde un valor razonable de promedio al considerar los valores de los perfiles de carga portuarios en la Tabla 3.1 y de las embarcaciones en la Tabla 3.4, incorporando variaciones de carga en torno a dicho punto de operación según se muestra en la Figura 3.19. Notar que estos consumos son modelados para este escenario por medio de cargas resistivas.

A continuación se describen las variaciones de carga consideradas:

- $t \in [0, 4; 0, 7]$ considera la conexión de una carga de 2,5 MW lo que es representativo de la potencia requerida para un porta-contenedores.
- $t \in [1; 1, 3]$ considera la desconexión de una carga de 3,3 MW valor representativo de la desconexión de una embarcación de carga general.
- $t \in [1, 7; 2]$ considera la conexión de una carga de 7 MW valor representativo de la conexión de un crucero.

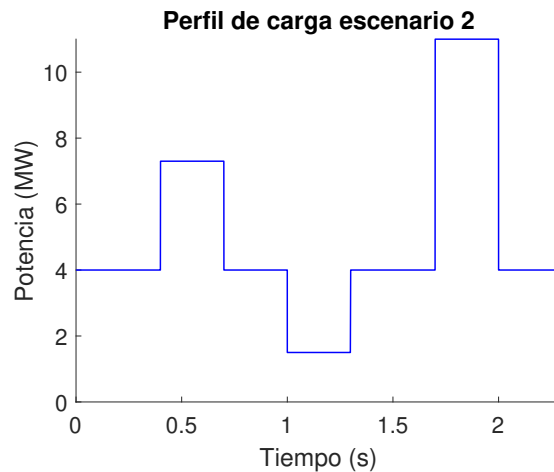


Figura 3.19: Escenario 2: perfil de carga, considerando consumos portuarios y de embarcaciones.

3.4.3. Escenario 3: Escalamiento potencia instalada

El escenario 3 considerará el caso en que la potencia instalada para generación solar y almacenamiento se incremente, de modo que la generación local de potencia supla en mayor porcentaje el consumo propio del puerto y las embarcaciones. De esta manera, se considerará un perfil de carga idéntico al del escenario 2, indicado en la Figura 3.19.

Mientras que la modificación de este escenario radicará en incrementar al doble las magnitudes de potencia de generación solar y almacenamiento disponibles en el puerto, de acuerdo a los valores de la Tabla 3.12.

Tabla 3.12: Escenario 3: parámetros de potencia componentes solar y almacenamiento, escalados al triple de su valor base.

Componente	Potencia [MW]
Solar	3,2498
Almacenamiento	4,362

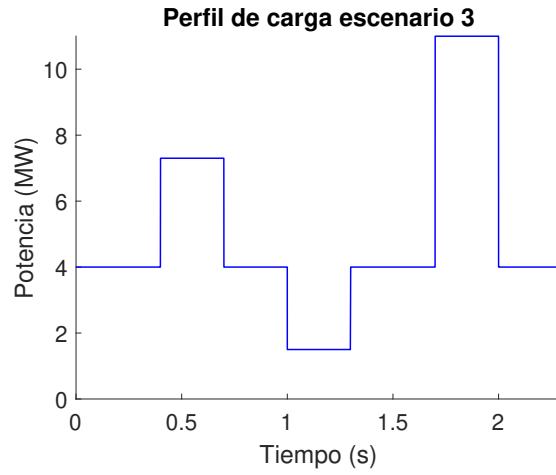


Figura 3.20: Escenario 3: perfil de carga, considerando consumos portuarios y de embarcaciones.

Capítulo 4

Resultados y Análisis

Esta sección contiene los resultados de simulación de los escenarios descritos previamente mediante *PLECS*. Con el objetivo de analizar el correcto cumplimiento operacional de la micro-red, se considera en cada escenario comportamiento interno de los controladores de cada inversor en términos de voltaje y corriente en ejes d y q ; el comportamiento de las potencias activas y reactivas del sistema provenientes de los inversores y de la red; y finalmente un análisis de los armónicos presentes en la simulación.

En la Figura 4.1 se indican los puntos de medida:

- A: a la salida del inversor de generación solar.
- B: a la salida del inversor de almacenamiento.
- C: en el punto común de conexión de inversores.
- D: en el punto de conexión de cargas.
- E: en el punto de conexión a la red.

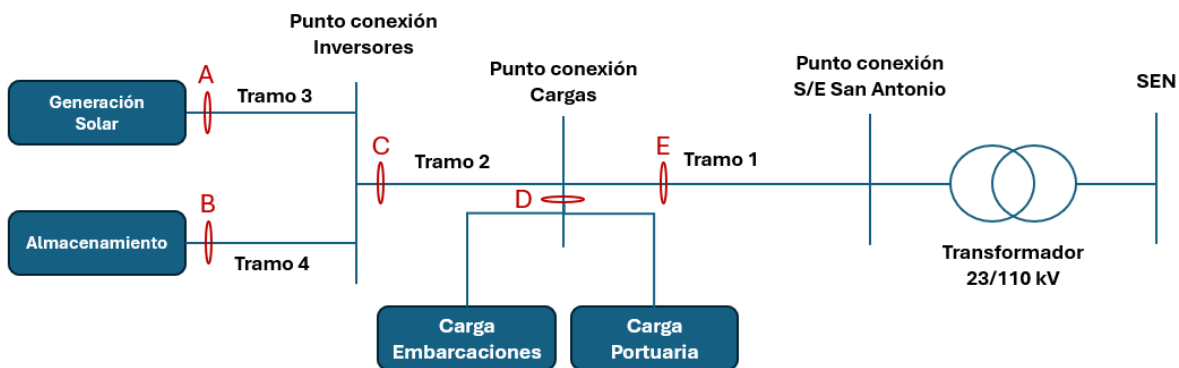


Figura 4.1: Esquema general de la micro-red indicando los puntos de medición considerados para la obtención de resultados. Elaboración propia.

De esta manera se pueden destacar las variables de interés a medir en cada punto:

- A y B: Voltajes y corrientes de línea; potencias activas y reactivas asociadas a cada inversor.
- C: potencia activa y reactiva conjunta de los inversores.
- D: potencia activa y reactiva de la carga..
- E: potencia activa y reactiva de la red, distorsiones armónicas de tensión y voltaje.

Se destaca que las potencias medidas en todos los puntos descritos, se consideran positivas si estas se dirigen hacia las cargas del sistema. Por lo cual se describirá una inyección de potencia de la red cuando exista un flujo de potencia desde la red hacia las cargas.

Notar que todas los resultados presentados a continuación consideran la entrada en operación de los inversores en $t = 0,1s$.

4.1. Resultados del escenario 1

En esta sección se presentan los resultados del escenario 1, el cual considera únicamente la alimentación de cargas portuarias.

4.1.1. Control de Inversores

En la Figura 4.2, se presenta el comportamiento de las tensiones a la salida del inversor para la totalidad del tiempo de simulación en los ejes d-q, en esta muestra mediante una línea azul el comportamiento medido para la tensión en cada caso, mientras que la línea segmentada corresponde a la referencia de voltaje. Notando que para el eje q se considera en ambos casos la referencia como una tensión nula, mientras que para el eje d se considera el voltaje de la red como referencia 23 kV. Se presenta además en los voltajes en eje d, líneas indicando los máximos y mínimos de valores de tensión aceptables para fluctuaciones de instantáneas.

Así se observa también que ambos inversores realizan un seguimiento de referencia en ambos ejes d y q, comportándose según lo esperado al considerarse controladores operando en modo *grid-following* puesto que las condiciones de operación de tensión son impuestas por la misma red.

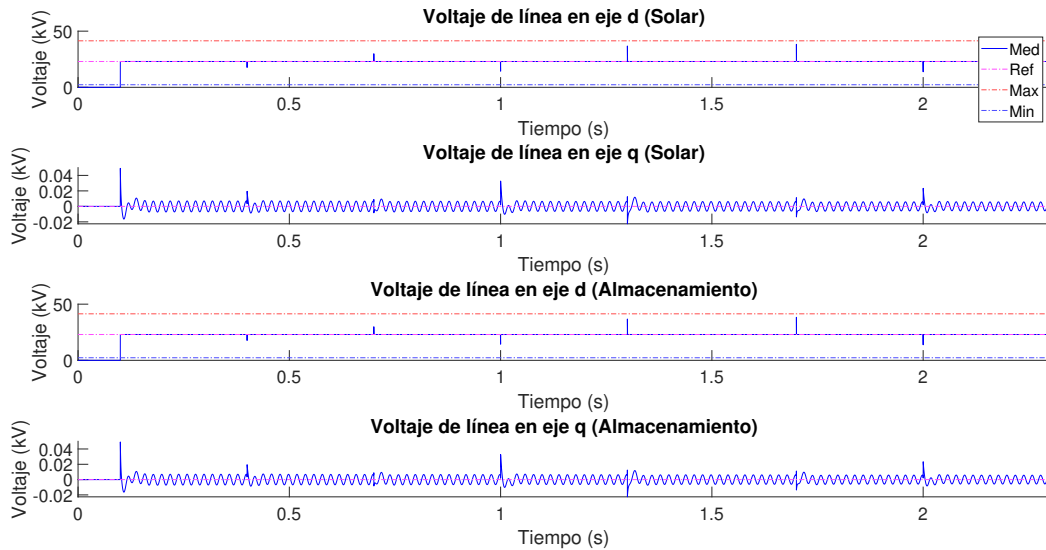


Figura 4.2: Seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 1)

Si bien el comportamiento presentado en la figura anterior indica un seguimiento de referencia, se observan *peaks* significativos de voltaje en los tiempos asociados a las variaciones de carga. De esta manera, en la Figura 4.3 se muestra el detalle del comportamiento del voltaje en torno al punto de variación de carga en $t = 1,3s$ el cual corresponde a uno de los puntos con mayor *peak* de voltaje.

De esta manera se observa que los voltajes en eje d, alcanzan valores de $36,8kV$ lo que corresponde a un sobrepaso del 60% por sobre el valor nominal de $23kV$ el cual se estabiliza en torno a la referencia en un tiempo de 0,02 milisegundos. Mientras que los voltajes en eje q, alcanzan *peaks* de hasta $20V$ y si bien se mantienen en torno a su referencia estos presentan una oscilación en estado estacionario del orden de $10V$.

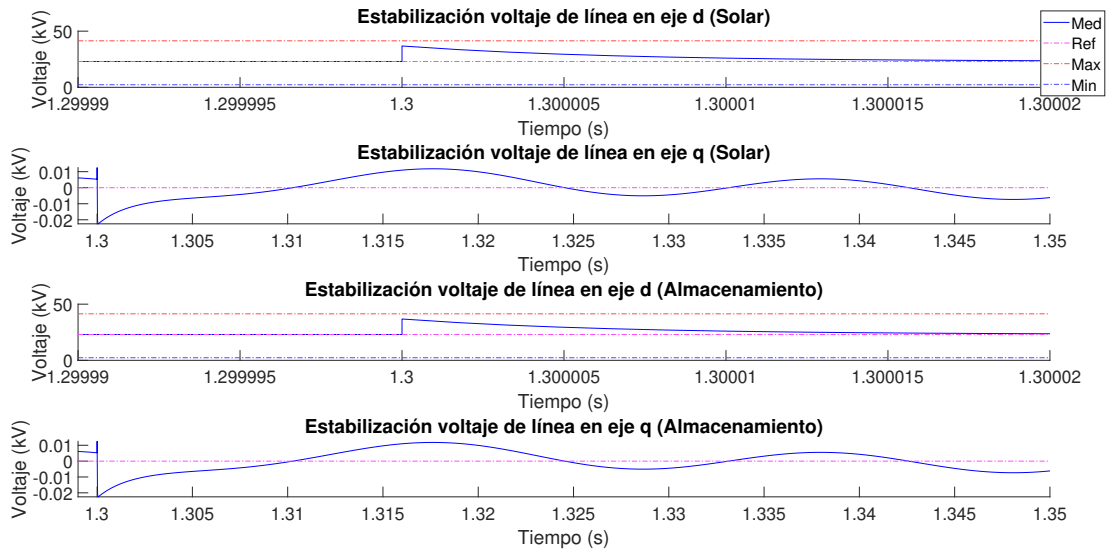


Figura 4.3: Detalle de seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 1)

De esta manera se comprueba el cumplimiento normativo para las señales de voltaje de ambos inversores estando dentro de los valores máximos y mínimos para fluctuaciones de voltaje de acuerdo con lo establecido en [42].

Luego, el comportamiento de la corriente de línea de los inversores se presenta en la Figura 4.4, en la cual se muestran las mediciones de corriente en los ejes d y q respecto a la referencia calculada de manera instantánea de acuerdo con la metodología descrita anteriormente. Estas curvas representan la estabilización de dichas variables producto de los controladores del lazo de diseño implementados en la simulación.

Comenzando con el comportamiento de la generación solar, se ve en esta una estabilización sobre una referencia constante, esto se debe a la configuración de la simulación puesto a que se define la componente solar operando en vertimiento, es decir, entregando su máximo de energía disponible en cada momento lo que se refleja como una corriente de línea constante en ambos ejes. Notando que para el eje d se cumple un seguimiento en torno a $67A$ mientras que el eje q se estabiliza en torno a una magnitud de corriente de $3.5A$, esto cumple con lo establecido anteriormente respecto al factor de potencia de la generación solar ($FP_{pv} = 0,95$) puesto que el calculo de potencia activa y reactiva son proporcionales al valor de las corrientes en ejes d y q respectivamente.

Mientras que el comportamiento de la corriente de línea del inversor asociado al almacenamiento, muestra un comportamiento variable en el eje d, esto es debido a que el almacenamiento suple la diferencia de la energía entregada por la generación solar y el consumo de la carga del sistema, por lo que estas variaciones coinciden con las variaciones de carga descritas en la Figura 3.18. Notando que a medida que aumentos en el consumo de la carga generan alzas de corriente en el eje d, lo que indica que el almacenamiento absorbe menos energía de la generación solar o en caso de superarse la capacidad de inyección solar, este

también inyecta energía hacia la carga. Se ve además que la estabilización de corriente en este caso resulta mas lenta que para el caso solar, puesto a que este inversor debe cambiar dinámicamente su punto de operación en base a los requerimientos de carga.

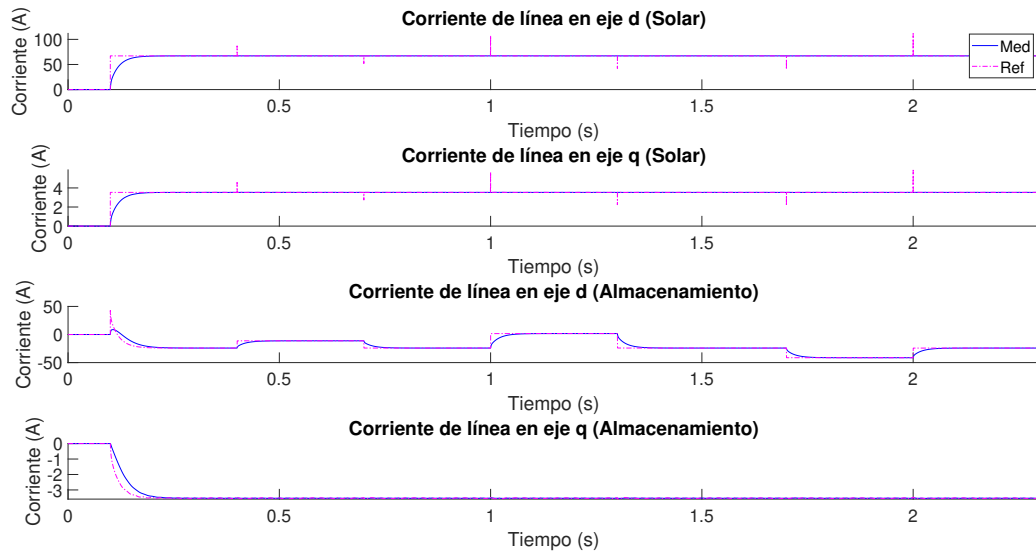


Figura 4.4: Seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 1)

Para determinar el comportamiento transiente del control de la corriente en ambos inversores, se presenta en la Figura 4.5 el detalle de estas curvas frente al cambio de carga que ocurre en el instante $t = 1, 3s$. En esto se ve claramente que inversor asociado a la generación solar, mantiene su corriente constante frente a la variación en referencia de constante, esto se atribuye a que producto de que dicha variación corresponde a un intervalo de tiempo de $0.02\mu s$ este cambio de referencia es atenuado por el filtro de salida del inversor, puesto que el punto de operación del inversor no es modificado en base a la configuración del escenario de simulación.

Luego se observa para las curvas asociadas al almacenamiento, un comportamiento suave para la estabilización de corriente en eje d, con un tiempo de estabilización en el orden de los $50ms$ con un comportamiento sobre-amortiguado. Mientras que para el eje q, se observa que la simulación genera una referencia de corriente reactiva oscilatoria en torno a los $3, 52A$ lo que se produce debido al método de cálculo de referencia utilizado en el controlador, que determina instantáneamente los requerimientos de potencia reactivas que afectan directamente al control de la corriente en eje q.

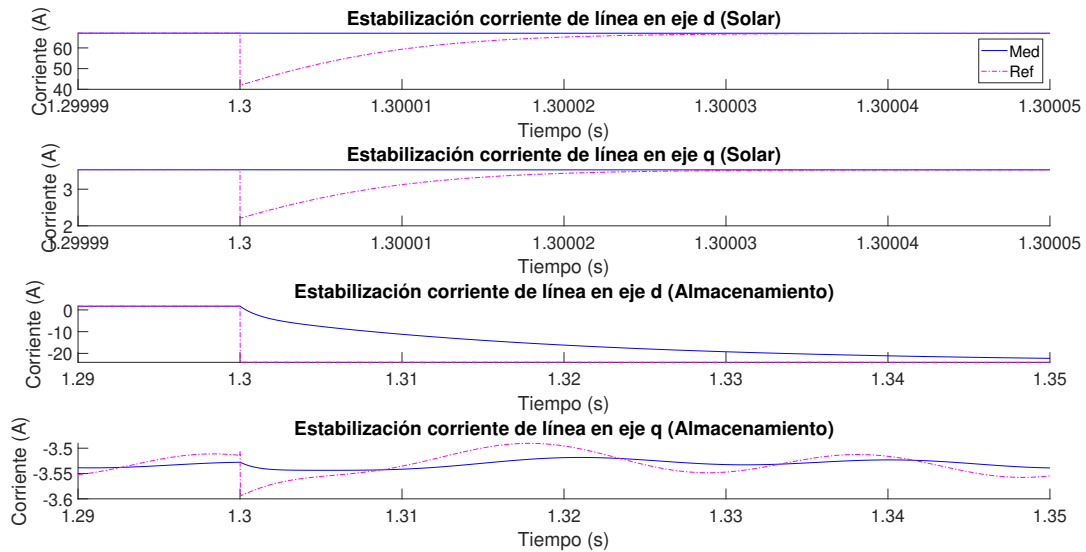


Figura 4.5: Detalle de seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 1)

Para finalizar el análisis de los controladores se debe verificar además el comportamiento de la detección de la frecuencia del sistema por medio del PLL diseñado, que actúa como base para la definición del control de los inversores. En la Figura 4.6 se muestra el comportamiento de la detección de la frecuencia del sistema para cada inversor, observándose que ambos siguen la referencia de manera prácticamente idéntica.

Se destaca el comportamiento oscilatorio que presenta el seguimiento de frecuencia del PLL en ambos inversores, presentando de manera permanente una oscilación de una amplitud aproximada de $0.02Hz$ y teniendo variaciones de frecuencia de hasta $0.04Hz$ al variar la carga del sistema. Mientras que estas oscilaciones no son ideales, se puede notar que en todo momento la frecuencia se mantiene dentro de los rangos establecidos para la operación del SEN de acuerdo con lo indicado en [42].

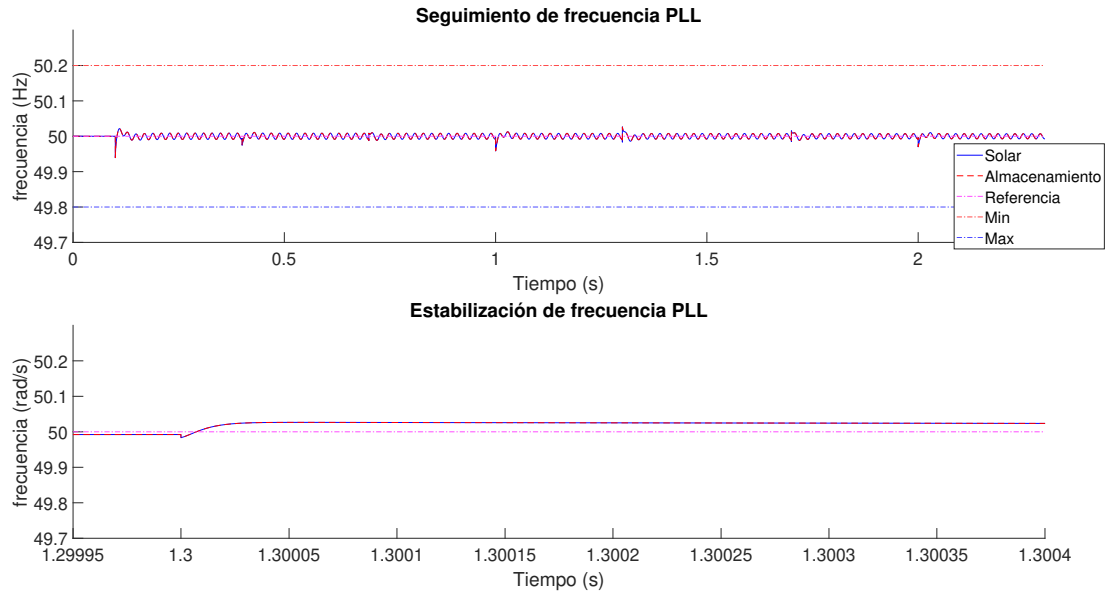


Figura 4.6: Detección de frecuencia en cada inversor. (Escenario 1)

4.1.2. Potencias

Luego de verificar el comportamiento en voltaje, corriente y frecuencia de los controladores de los inversores, se estudia el comportamiento de los aportes de potencia de cada unidad, respecto al consumo del puerto determinado por el perfil de carga del presente escenario indicado en la Figura 3.18.

Para esto se presenta en la Figura 4.7, los aportes de potencia activa de cada inversor en el gráfico superior, mientras que el gráfico inferior presenta el aporte de potencia activa conjunta de ambos inversores respecto al aporte de la red. De la gráfica superior, se observa un comportamiento análogo a las curvas de corriente para los inversores analizadas en anteriormente, donde se observa una inyección de potencia constante para la generación solar, mientras que el almacenamiento opera absorbiendo los excedentes de potencia generados (respecto al consumo de la carga) o inyectando la diferencia de potencia requerida por la carga, esto último ocurre en el intervalo de tiempo $[1; 1, 3]s$ en que la potencia aportada por el almacenamiento pasa a ser positiva en una magnitud de $0,05MW$ indicando este potencia de inyección, mientras que el resto del tiempo se comporta absorbiendo energía.

En la gráfica inferior, se muestra que la potencia conjunta de ambos inversores para el perfil de carga utilizado es suficiente para alimentar completamente el requerimiento de la carga, puesto a que se observa que la potencia aportada por la red en todas las variaciones de potencia se estabiliza en el origen.

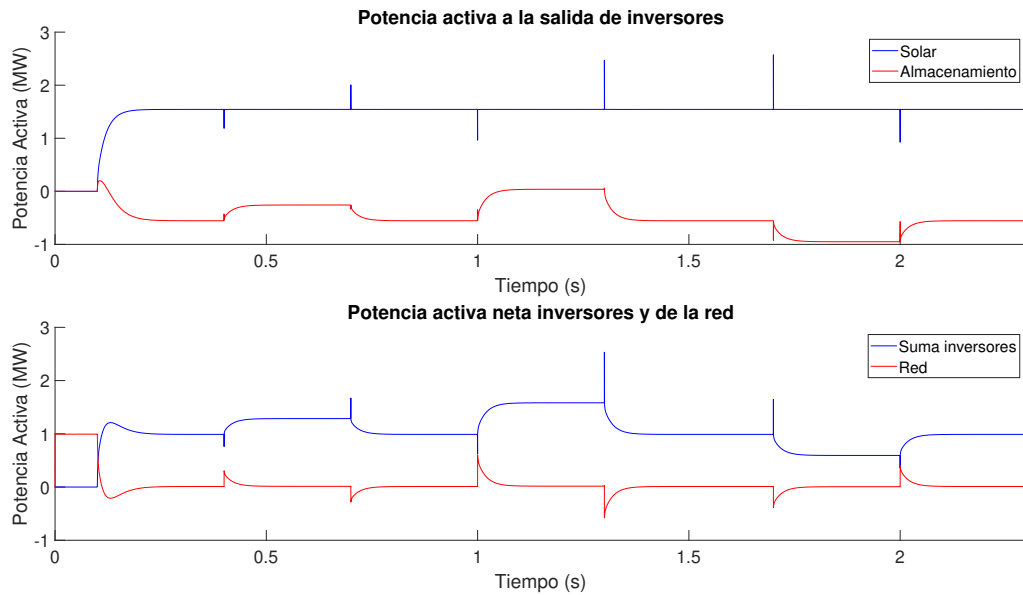


Figura 4.7: Potencia activa de salida de ambos inversores. (Escenario 1)

Si bien las figuras anteriores indican el comportamiento individual y conjunto de los inversores, junto con los aportes de potencia desde la red, se debe analizar el comportamiento de potencia neta inyectada a la carga. Para esto se presenta en la Figura 4.8 el comportamiento instantáneo de la potencia neta inyectada (solar, almacenamiento y red), la potencia de consumo de la carga medida en la simulación, y la referencia de consumo de la carga en base al perfil de carga definido inicialmente (Figura 3.18).

En esta curva se observa que la inyección conjunta sigue a la referencia de carga dictada por las variaciones de carga, destacándose que en los puntos de conexión de carga se genera una caída de potencia instantánea mientras que lo opuesto ocurre al realizarse una desconexión, lo que sigue un comportamiento análogo a las corrientes y voltajes descritas anteriormente. Al analizar este fenómeno, se observa la estabilización de la potencia en la desconexión de carga en el instante $t = 1,3s$ en el cual se desconecta una carga de $0,6MW$, en este punto se observa un sobrepaso de la potencia instantánea de $1MW$ con un tiempo de estabilización cercano a los $0,02$ milisegundos.

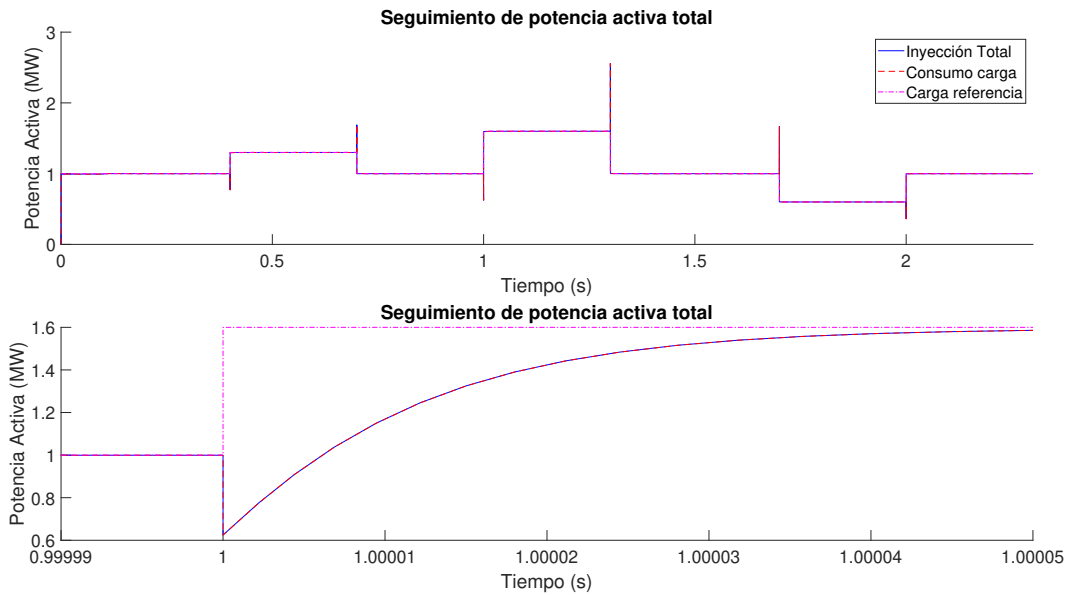


Figura 4.8: Detalle potencia activa conjunta de inversores y de la red. (Escenario 1)

Mientras que en el caso de la potencia reactiva del sistema se presentan en la Figura 4.9 las curvas de potencias reactivas de ambos inversores; el aporte de potencia reactiva conjunto de ambos inversores y la red; y por último la potencia reactiva total inyectada a la carga. En la gráfica superior, se observa claramente que la potencia reactiva aportada por la generación solar, es absorbida por el almacenamiento de acuerdo con el diseño del seguimiento de potencia de este último.

Luego el gráfico central, muestra como la potencia reactiva conjunta de los inversores y por tanto la que se mide en el punto de conexión a la red se estabilizan en torno al origen, observándose pese a esto oscilaciones con ordenes de magnitud menores a $1kVAr$. Por último, el gráfico inferior muestra el comportamiento de la suma total de potencias reactivas en el sistema, junto con el consumo de reactivos de la carga el cual se define nulo puesto que estas se consideran carga puramente resistivas. Se destaca que la suma de potencias reactivas del sistema no se cancelan, por lo que se atribuye esta presencia residual de reactivos a las líneas del sistema.

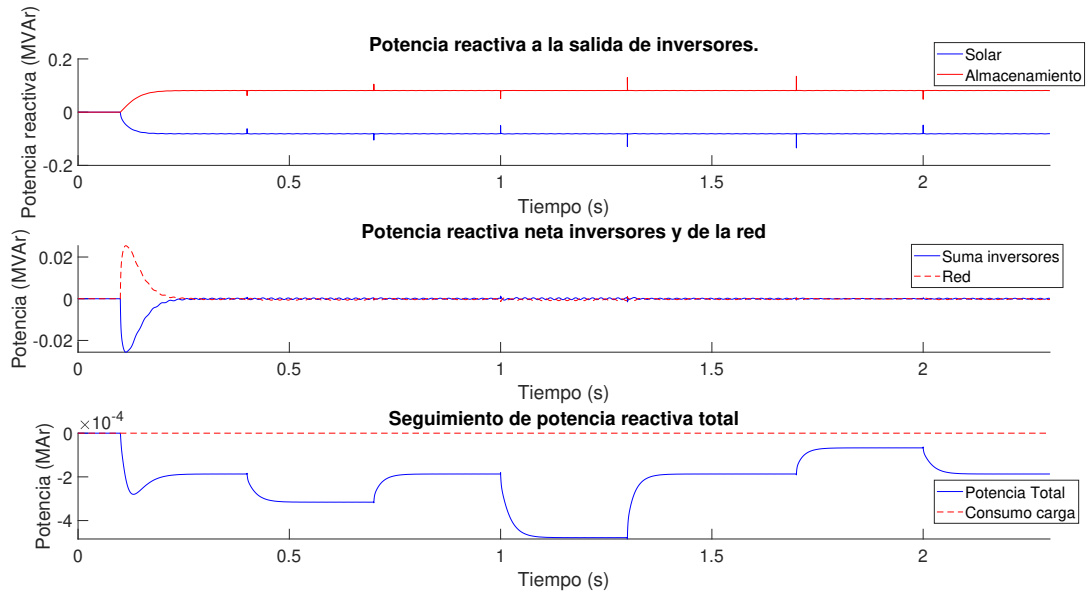


Figura 4.9: Seguimiento de potencia reactiva de los inversores, la red y seguimiento de esta. (Escenario 1)

4.1.3. Armónicos

Como parte del análisis de cumplimiento normativo de la operación de la micro-red bajo las características descritas anteriormente, se debe verificar la presencia de armónicos de tensión y corriente en el punto de conexión al SEN. En particular se muestra en la Figura 4.10 las curvas de distorsión armónica medida en cada instante de tiempo para la tensión y la corriente respecto a un porcentaje de la señal fundamental. De esta se destacan que la distorsión armónica de tensión es para todo el tiempo de simulación inferior a un 0,02% lo que concuerda con lo esperado de operación de los inversores en modo *grid-following* puesto que estos actúan como fuentes de corriente tomando como referencia los voltajes directamente de su punto de conexión a la red.

Mientras que la distorsión armónica de corriente en el punto de conexión a la red, se observa que esta cuenta con *peaks* de la magnitud de distorsión armónica relacionados a la modificación de la carga, estos alcanzan valores cercanos al 10% de la magnitud de la corriente fundamental.

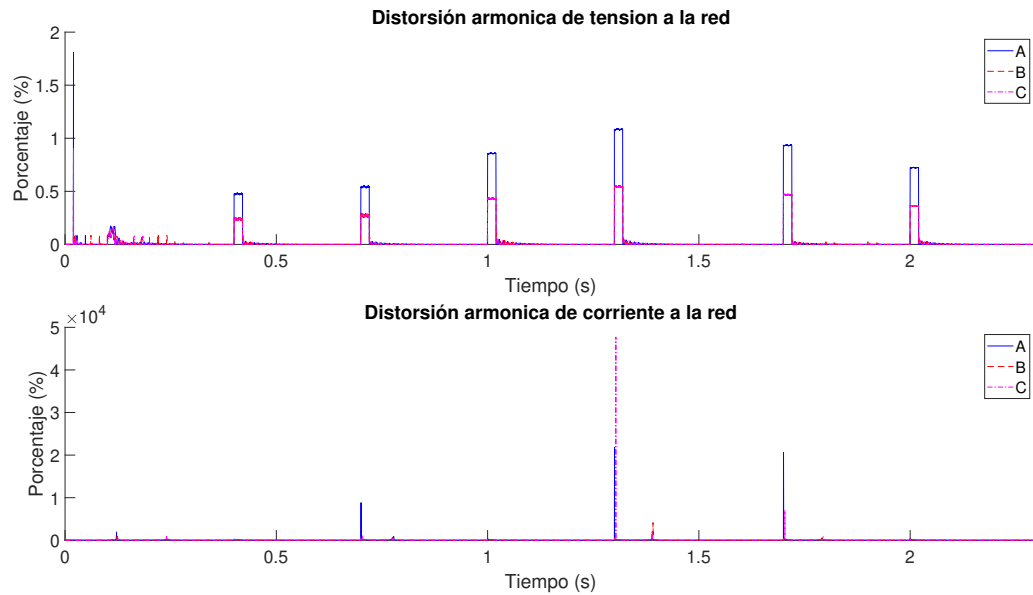


Figura 4.10: Distorsión armónica total de tensión y corriente, para las 3 fases del sistema. (Escenario 1)

La Figura 4.11 muestra estas mismas distorsiones armónicas respecto a las restricciones normativas descritas en un inicio, donde se observa directamente que la tensión se encuentra por debajo del límite máximo de distorsión en todo el periodo de simulación.

Mientras que se observa que la distorsión de corriente sobrepasa los límites normativos establecidos como un 5% de la magnitud de la corriente fundamental. Mientras que estos sobrepasos representan un porcentaje significativo del tiempo de simulación se debe recordar que la norma establece estos estándares de acuerdo al análisis estadístico medido para la distorsión armónica en un periodo de una semana, y considerando que estas distorsiones armónicas por sobre el 5% ocurren únicamente dentro de los primeros 0,1s aproximadamente para la conexión y desconexión de embarcaciones, y no así a la operación del sistema bajo la carga en régimen permanente. Por tanto, al largo plazo se detectará que en su amplia mayoría los niveles de distorsión se encontrarán por debajo del límite normativo de acuerdo con lo establecido en [42].

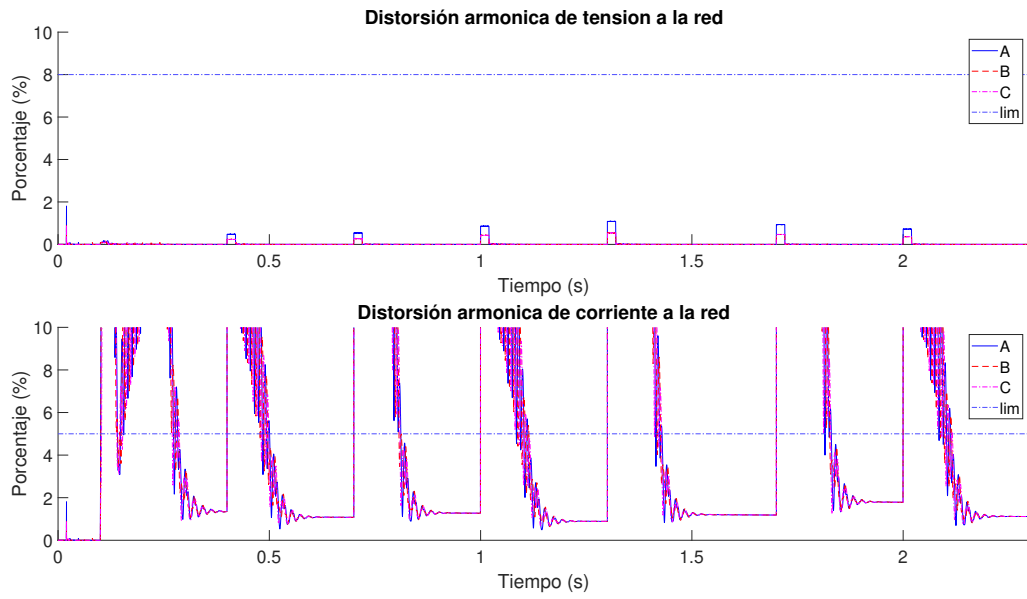


Figura 4.11: Distorsión armónica total de tensión y corriente, respecto a limitaciones normativas. (Escenario 1)

4.2. Resultados Escenario 2

En esta sección se presentarán los resultados del escenario 2, el cual considera la integración de cargas asociadas a embarcaciones a la micro-red sin modificar la potencia instalada para generación solar y almacenamiento.

4.2.1. Control de Inversores

En la Figura 4.12 se muestran las curvas de seguimiento de tensión en ejes d y q de la salida del inversor, en conjunto con sus respectivas referencias dictadas por las características de la red. En estas curvas se aprecia que ambos inversores realizan un seguimiento de tensión de acuerdo con la referencia de la red. Al igual que en el caso anterior se muestran para el eje d los límites de fluctuaciones de tensión de acuerdo con la norma chilena [42].

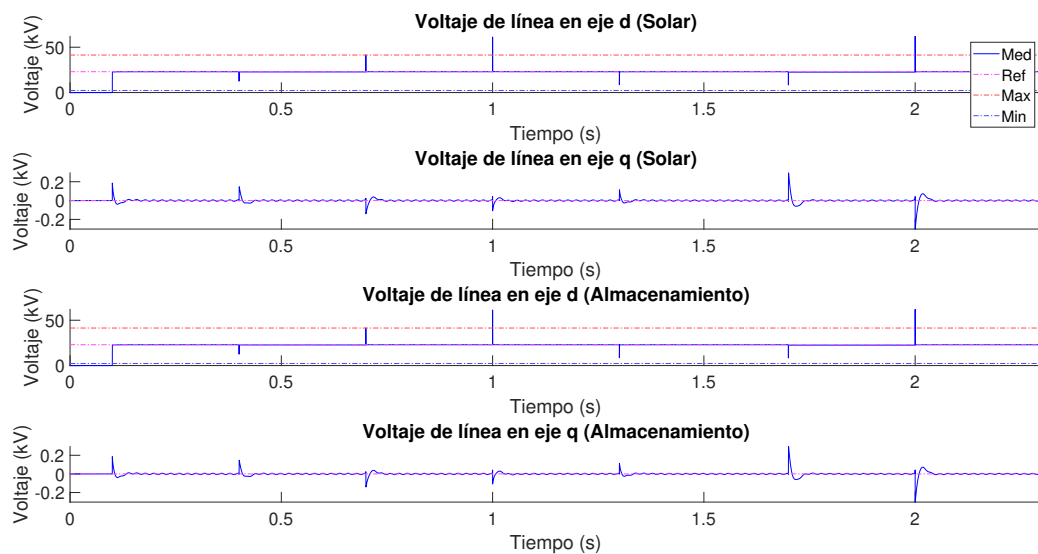


Figura 4.12: Seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 2)

En la Figura 4.13 se muestra una vista cercana del comportamiento del *peak* de tensión en el tiempo $t = 1s$. De esta figura se observa que ambos inversores muestran comportamientos prácticamente idénticos con una caída de tensión inicial asociada a la conexión de una carga en este punto seguido por un recorrido de estabilización sobre-amortiguado para las tensiones en eje d. Notando que en este caso se generan fluctuaciones de tensión de $38.3kV$ por sobre la tensión nominal.

Mientras que para el eje q se observa un incremento de tensión inicial y una posterior estabilización en su referencia, con un tiempo de estabilización de $25\mu s$ aproximadamente. Se debe notar además que las fluctuaciones de tensión en el eje q son menores a las asociadas al eje d en 4 ordenes de magnitud, puesto que estos casos contemplan variaciones de hasta $0.1kV$.

En este caso se observa que en los instantes $1s$ y $2s$, se sobrepasan los límites máximos de

fluctuación de voltaje de manera prácticamente instantánea, volviendo a al rango aceptable en tiempos menores a los $30\mu s$. Si bien este sobrepaso es superior a lo indicado en la norma, esta indica que para fluctuaciones de corta duración como esta, no se establece un límite máximo admisible atribuyendo al CEN la facultad de determinar este límite en base a estudios.

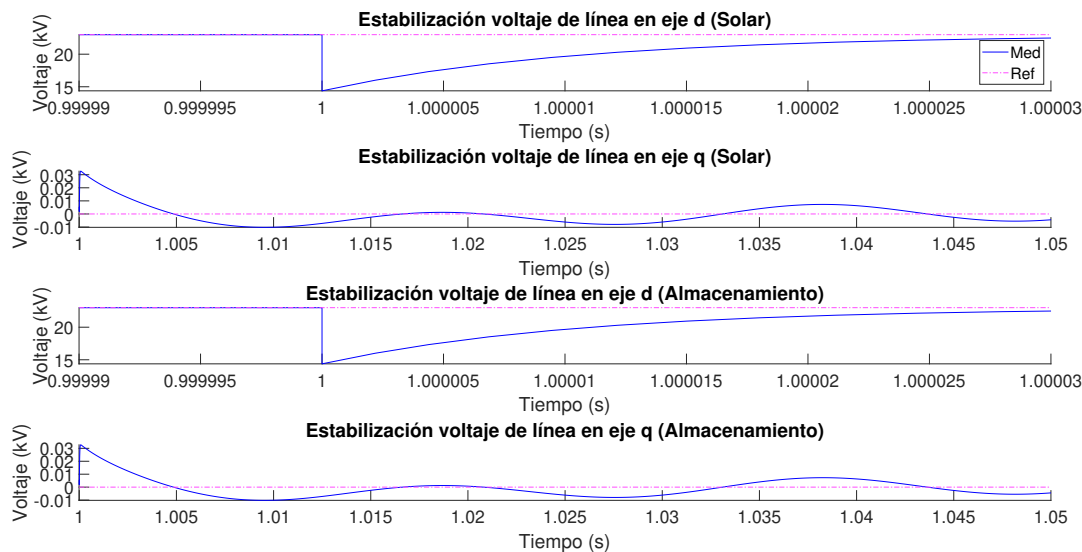


Figura 4.13: Detalle de seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 2)

En la Figura 4.14 se muestra el comportamiento del seguimiento de la corriente de línea a la salida de ambos inversores. De dicha figura se observa que la componente solar se encuentra operando para todo el periodo en un mismo punto de operación, mientras que el componente de almacenamiento contempla una variación en el intervalo de $[1; 1,3]s$, lo cual concuerda con el punto de desconexión de una carga al sistema.

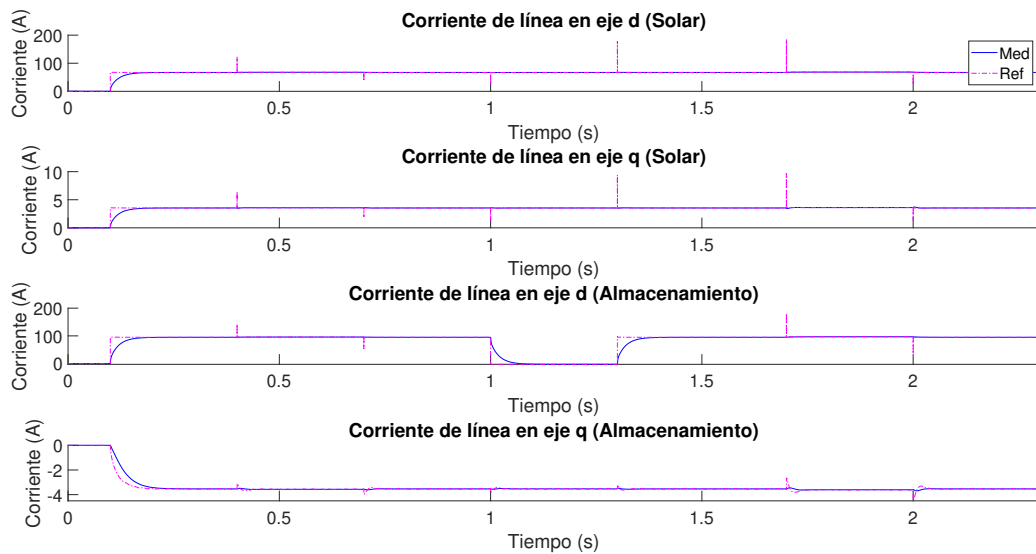


Figura 4.14: Seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 2)

En la Figura 4.15 las corrientes siguen el mismo comportamiento descrito en el escenario 1, la corriente de línea para el inversor asociado a la componente solar se mantiene invariante frente a estas modificaciones en su referencia. Mientras que el almacenamiento al modificar su punto de operación modifica su salida de corriente de línea, estabilizándose la corriente en el eje d de manera sobre-amortiguada en un tiempo de 50 milisegundos aproximadamente. Por otro lado la corriente en eje q presenta una referencia oscilatoria como se observa en el gráfico inferior, mientras que la corriente medida se estabiliza en una curva mas suave que la referencia producto del filtro a la salida del inversor.

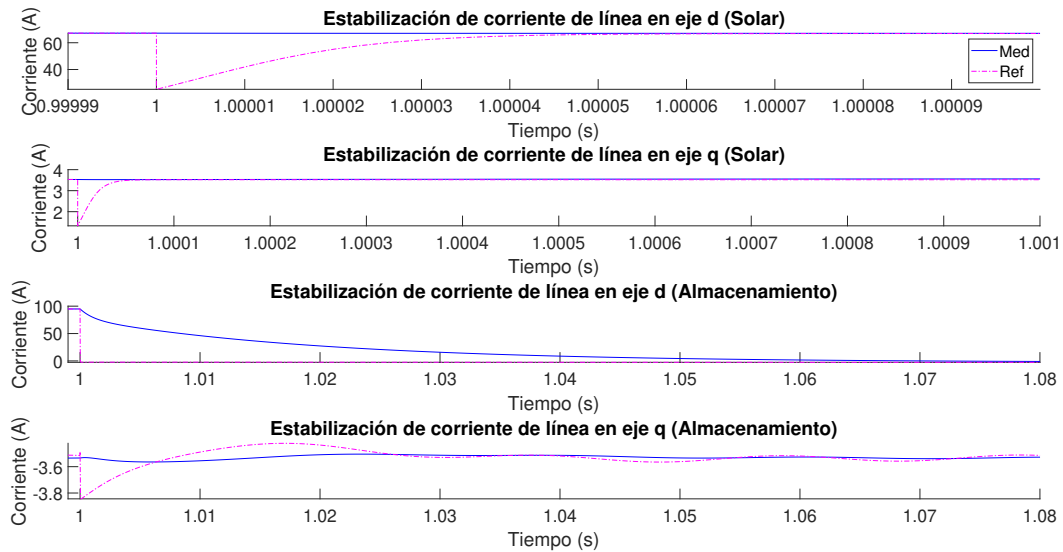


Figura 4.15: Detalle de seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 2)

Se debe verificar además el comportamiento del seguimiento de la frecuencia de referencia de la red en ambos inversores frente a los cambios en el sistema, esto se presenta en la Figura 4.16 donde se observa que la frecuencia para ambos inversores sigue comportamientos prácticamente idénticos, estabilizándose en la frecuencia de la red. Mientras que se ven impactos significativos a las frecuencia en los puntos de modificación de carga, en particular se muestra el caso representativo del efecto de dichas modificaciones en la frecuencia al conectar una carga en el tiempo $t = 1.7$, donde se muestra una caída de frecuencia momentánea con una magnitud de $0.37Hz$ aproximadamente, volviendo en un tiempo cercano a los $0.05s$ a la referencia, manteniendo su comportamiento oscilatorio.

Se destaca que esta ultima variación de frecuencia junto con la resultante al desconectar la carga en el instante $2s$, muestran un sobrepaso tanto para los límites superior e inferior de frecuencia graficados momentáneamente, lo que no infringe directamente con la normativa eléctrica chilena dado que las restricciones mostradas en la gráfica destaca los puntos de operación en que debe mantenerse durante un 99% del tiempo. Mas aún estas variaciones no alcanzan los valores de frecuencia en que la componente solar debería ser desconectada forzosamente.

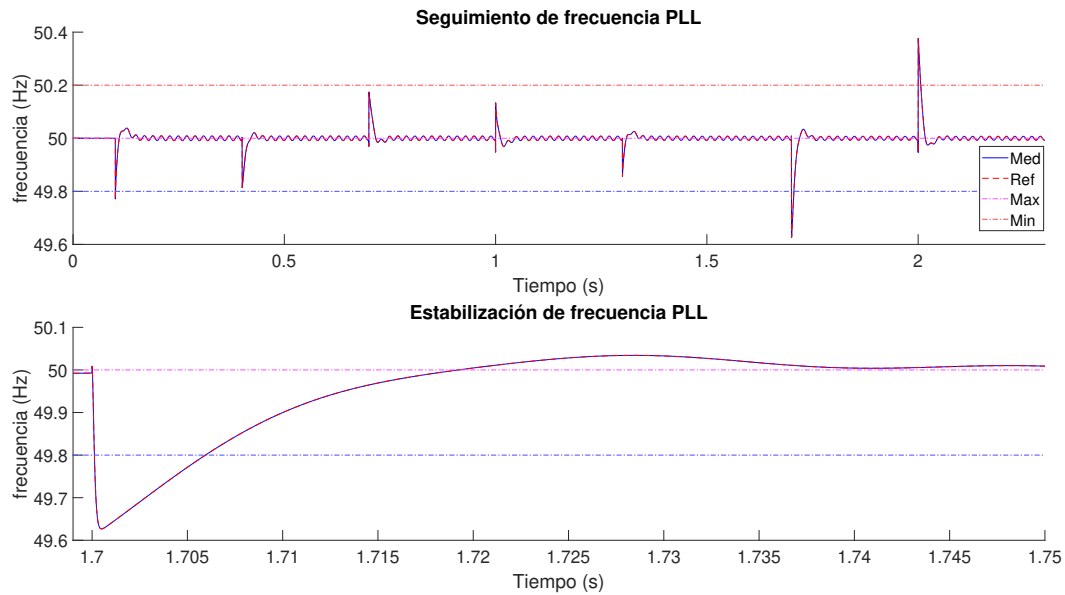


Figura 4.16: Detección de frecuencia en cada inversor. (Escenario 2)

4.2.2. Potencias

La Figura 4.17 muestra los aportes de potencia activa medidos a la salida de cada inversor, en la cual se puede observar claramente que la potencia inyectada por la componente solar se mantiene constante sobre todo el periodo simulado, mientras que la potencia aportada por el almacenamiento es la que se reduce en el punto en que se desconecta una carga del sistema en el intervalo de $[1; 1,3]$ s. .

Luego se presenta en el gráfico inferior de la misma Figura 4.17, los aportes conjuntos de ambos inversores y el aporte de potencia de la red. De esto se observa que a diferencia del escenario 1, en este caso la potencia instalada solar y de almacenamiento son insuficientes para suplir el consumo de las cargas en ciertos puntos, esto se muestra como elevaciones de potencia aportada por la red, en los intervalos $[0, 4; 0, 7]$ y $[1, 7; 2, 1]$ s. Dichos puntos coinciden con conexiones de carga en la micro-red de acuerdo con el perfil de carga de este escenario de simulación (Figura 3.19).

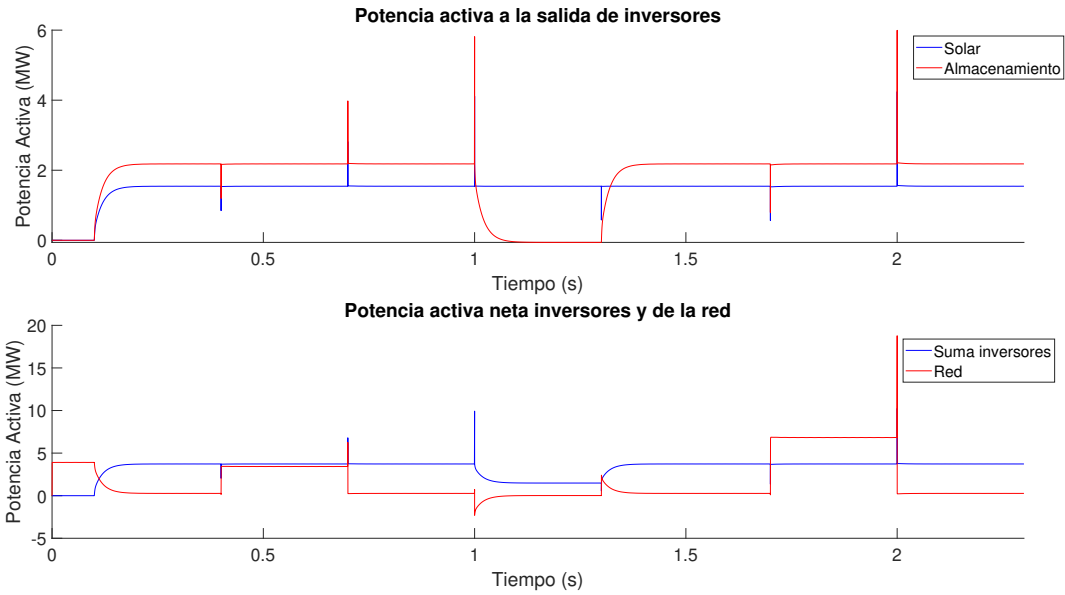


Figura 4.17: Potencia activa de salida de ambos inversores. (Escenario 2)

Luego de discutirse el comportamiento global de la potencia activa en la micro-red, se muestra en la Figura 4.8 el comportamiento de la potencia activa total que fluye hacia la carga, la que considera la suma de la potencia de ambos inversores junto con la potencia aportada por la red. De esto se observa que se realiza un seguimiento de potencia activa, notando que para los casos de alzas de potencia se muestra un error en estado estacionario, estos se destacan para el intervalo de tiempo $[0, 3; 0, 7]s$ en donde se tiene un error aproximado de $0, 15MW$. Análogamente el intervalo $[1, 7; 2]$ presenta un error aproximado de $0, 45MW$.

Junto con lo anterior se destaca adicionalmente, el mismo comportamiento observado para el escenario 1 de la presencia de *peaks* de potencia asociados a la desconexión de cargas. Se destaca el *peak* generado por la desconexión de una carga de $7MW$ en el instante $2s$ en el cual se genera una potencia activa instantánea de $22MW$. Pese a esto el sistema se estabiliza rápidamente, en un tiempo de 1 milisegundo de este sobrepaso de potencia activa.

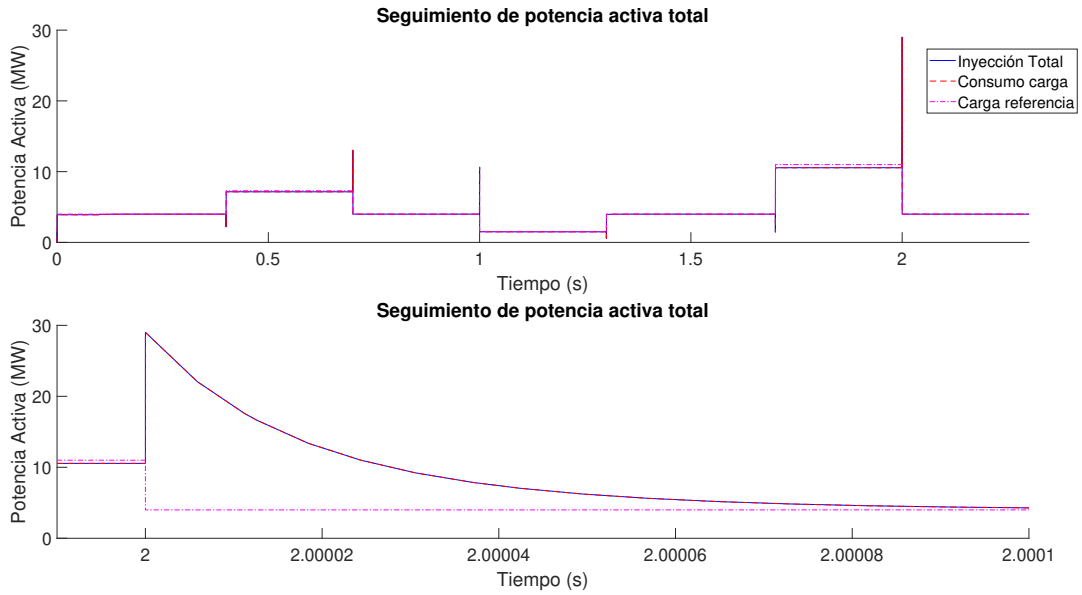


Figura 4.18: Seguimiento de potencia activa total. (Escenario 2)

El comportamiento de la potencia reactiva en la micro-red se muestra en la Figura 4.9, donde se observa que las potencias reactivas inyectadas por la generación solar son canceladas directamente por el sistema de almacenamiento. Se observa que los reactivos conjuntos de ambos inversores son directamente opuestos a los reactivos aportados por la red, al igual que en escenario 1. Finalizando con que el sistema presenta reactivos con una diferencia de tres ordenes de magnitud respecto a la potencia activa del sistema, como se ve para este caso los reactivos netos de la micro-red se encuentran contenidos entre los 2, 5 y 0, 5 $kVAr$.

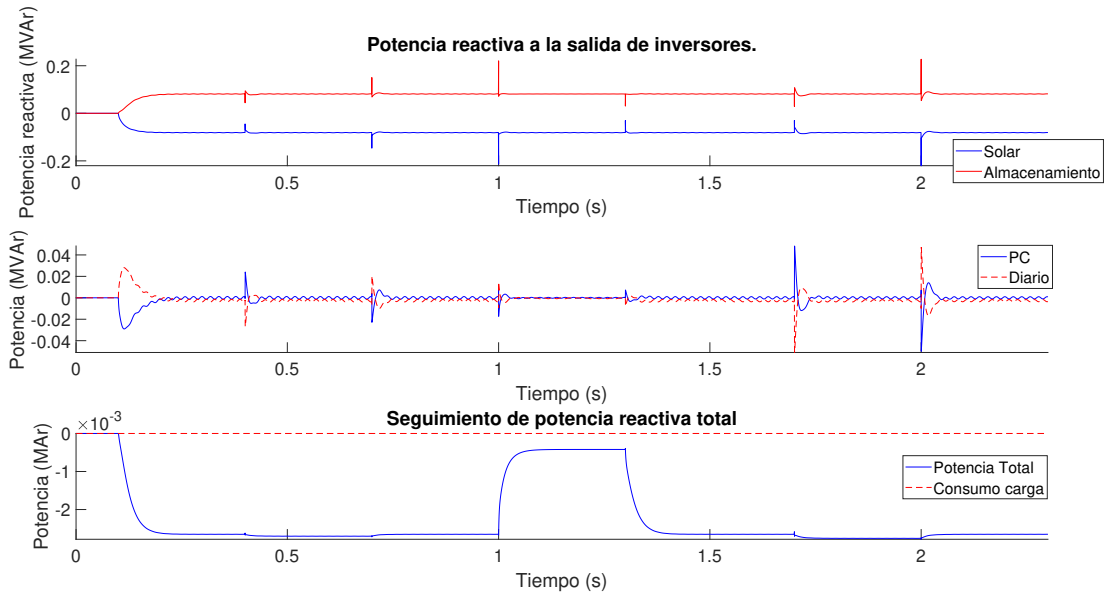


Figura 4.19: Seguimiento de potencia reactiva de los inversores, la red y seguimiento de esta. (Escenario 2)

4.2.3. Armónicos

En función de determinar el cumplimiento normativo respecto a la contaminación armónica del sistema para la tensión y corriente el punto de conexión al SEN. Se muestran en la Figura 4.20 las curvas de distorsión armónica para ambas variables, para todo el periodo simulado. De esto se observa una presencia de armónicos de voltaje máximos de hasta un 6 % del valor fundamental. Mientras que se ven valores distorsiones armónicas de corriente extremadamente altas, con valores de hasta 3000 % del valor de la fundamental.

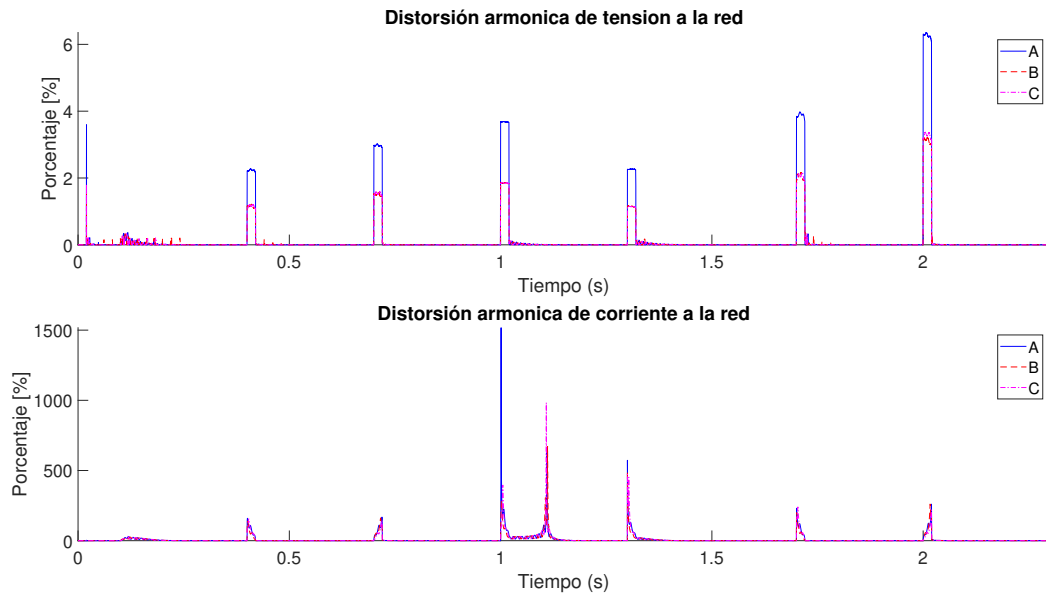


Figura 4.20: Distorsión armónica total de tensión y corriente, para las 3 fases del sistema. (Escenario 2)

Al comparar esta presencia de armónicos frente a la normativa vigente sobre la presencia de armónicos de tensión y corriente, se obtienen las gráficas presentadas en la Figura 4.21. De esta se observa un cumplimiento en todos los puntos de operación para el voltaje, estando la totalidad de la distorsión armónica bajo en 8 % establecido.

Por otro lado se nota una gran presencia de armónicos por sobre el 5 % normativo para la corriente, sin embargo, al igual que en el caso anterior se debe destacar que la mayoría de estos puntos corresponden al punto de conexión o desconexión de carga que generan estas grandes distorsiones en la señal de corriente por periodos de tiempo reducidos. De esta manera se puede concluir que la distorsión armónica de la corriente estará por debajo del máximo normativo para la amplia mayoría del tiempo, dado que esta se sobrepasa únicamente al variar la carga de la micro-red.

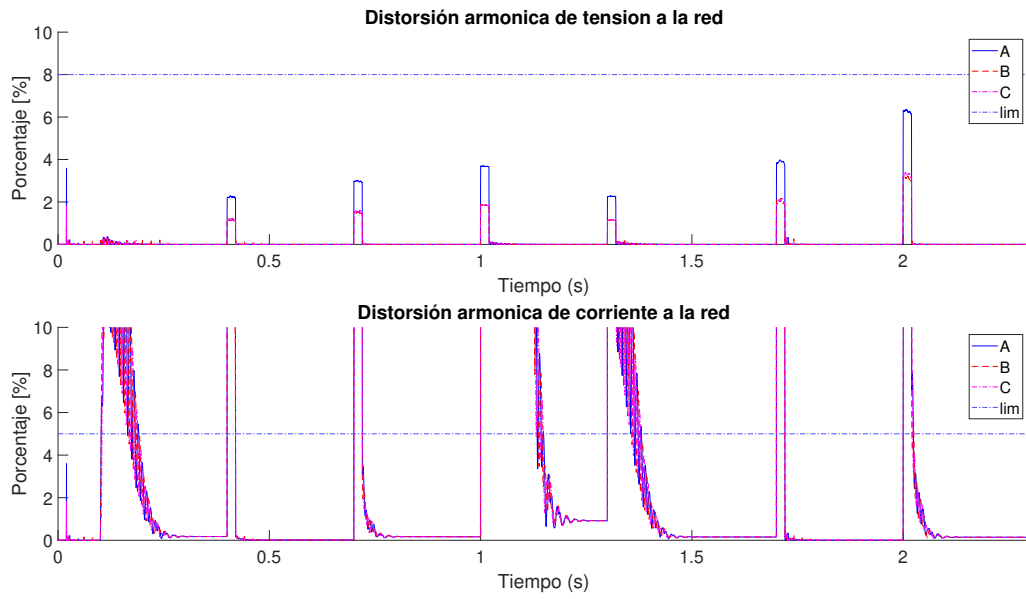


Figura 4.21: Distorsión armónica total de tensión y corriente, respecto a limitaciones normativas. (Escenario 2)

4.3. Resultados Escenario 3

En esta sección se presentan los resultados del escenario 3, el cual considera un aumento en las potencias instaladas para la generación solar y almacenamiento al doble del caso base.

4.3.1. Control de Inversores

De igual manera que para los escenarios anteriores, se observa el mismo comportamiento en las curvas de voltaje presentadas en la Figura 4.22, en en las cuales los voltajes del eje d para ambos inversores se estabilizan en torno al voltaje de la red de $23kV$ con variaciones de voltaje asociadas los cambios de carga de acuerdo con el perfil de carga de la Figura 3.18. Cumpliéndose lo mismo para los voltajes en eje q considerando que estos se estabilizan en un voltaje nulo.

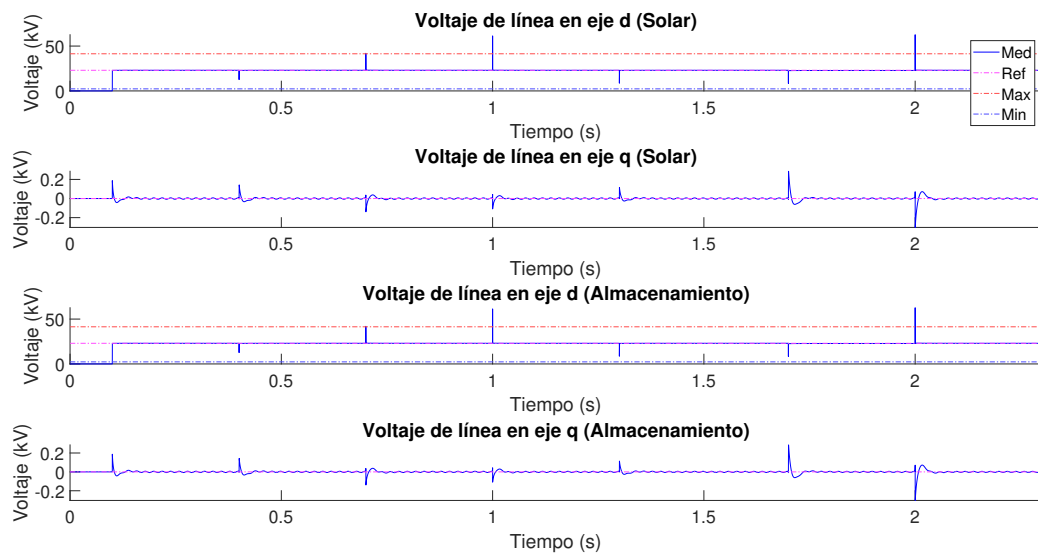


Figura 4.22: Seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 3)

Se destaca de igual manera al escenario anterior, el sobrepaso del límite máximo de voltaje para fluctuaciones de voltaje de corta duración. Este sobre paso si no infringe directamente con el límite admisible será facultad del CEN determinar por medio de estudios si este es aceptable para la operación real de este sistema.

Mientras que para observar el comportamiento transitorio producto de las variaciones de carga, se presentan la Figura 4.3 las curvas de voltaje en torno al punto de conexión de carga en el segundo 1. En dicho punto se observa un alza de tensión de magnitud $38kV$ para el eje d en ambos inversores, la cual recupera su valor nominal en un tiempo de 0,03 milisegundos. Junto con esto se observa que la tensión del eje q presenta un alza de tensión del orden de $0,04kV$ la cual se estabiliza en un tiempo de 0,2 milisegundos para ambos inversores.

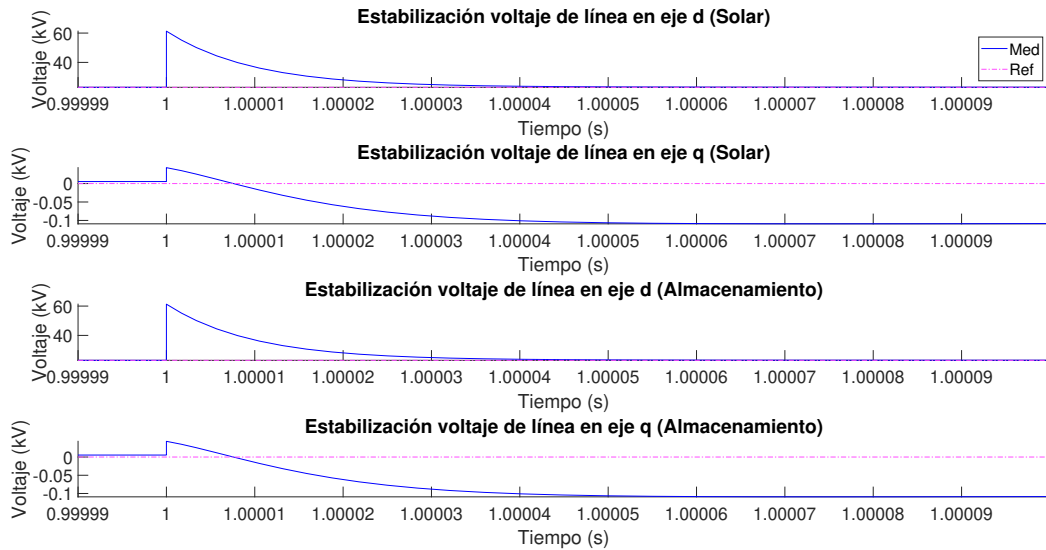


Figura 4.23: Detalle de seguimiento de voltaje en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 3)

Luego se muestra el comportamiento propio del controlador del lazo de corriente utilizado, al graficar las curvas de corriente de línea a la salida de los inversores en la Figura 4.24. En dicha figura se observa el mismo comportamiento que en los casos anteriores para la componente solar, en que esta se mantiene estable en un punto de operación dado que esta simplemente inyecta el máximo de energía disponible en todo instante. Por su parte el almacenamiento muestra una amplia variabilidad en este escenario, ajustando la corriente entregada para todas las variaciones de carga.

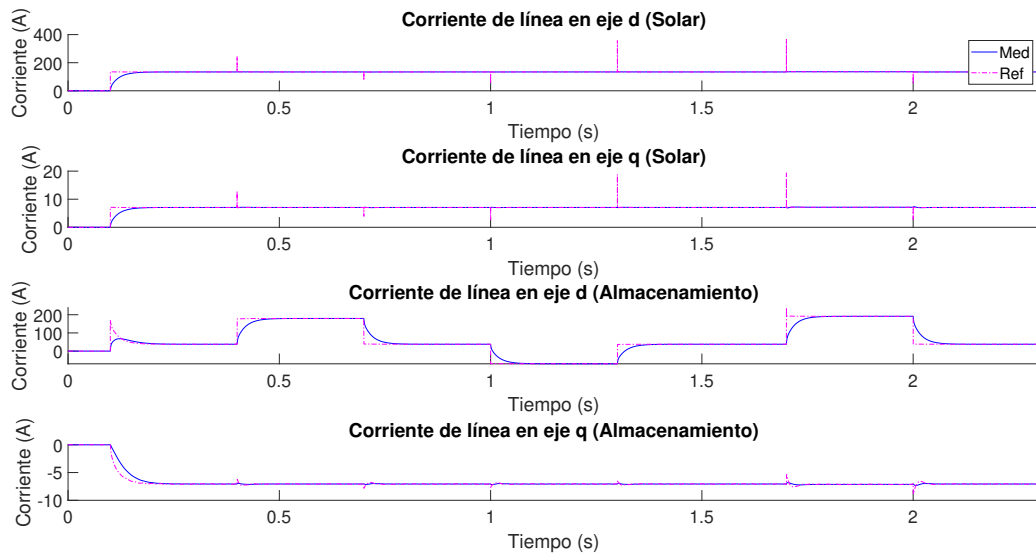


Figura 4.24: Seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 3)

Se muestra en la Figura 4.25 un acercamiento al comportamiento de la corriente en el segundo 1 correspondiente a la desconexión de una carga de $2,5MW$. En este caso se cumple al igual que para los casos anteriores que las corrientes de línea en el inversor asociado a la generación solar se mantiene invariante en el tiempo. Mientras que el caso del almacenamiento presenta las mismas oscilaciones para el eje q descritas en los escenarios anteriores, en las cuales se aprecia la suavización de la señal respecto a su referencia producto del filtro a la salida del inversor.

Por su parte se conserva el comportamiento sobre-amortiguado de la estabilización de corriente de línea en eje d del almacenamiento, la cual se estabiliza en un tiempo de $0,05$ segundos, alcanzando la referencia de corriente para su nuevo punto de operación.

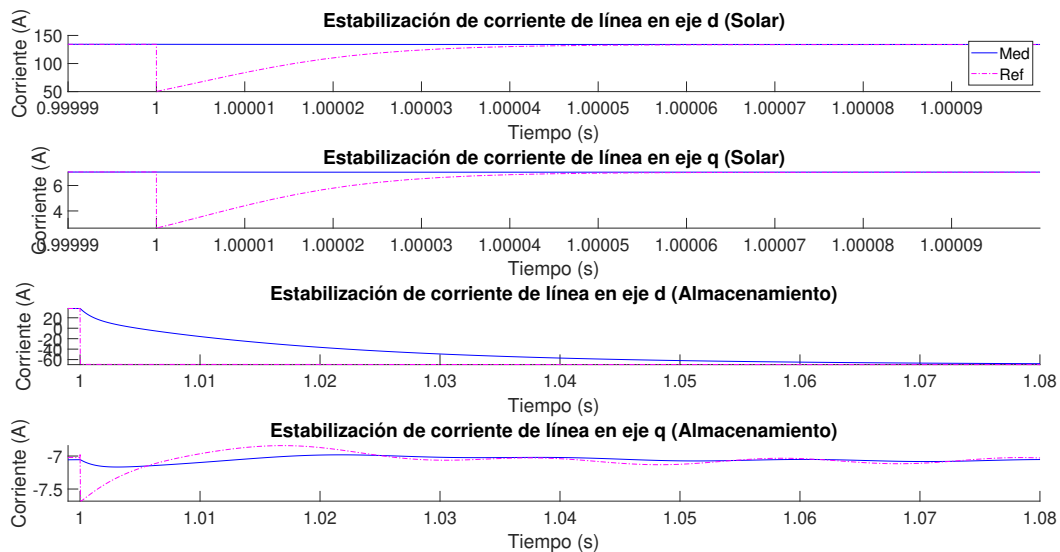


Figura 4.25: Detalle de seguimiento de corriente en ejes d-q de ambos inversores. (Escenario 3)

En la Figura 4.26 se muestra el seguimiento de la referencia de frecuencia de la red medida por cada inversor, donde se observa un comportamiento idéntico a los escenarios anteriores. Cumpliéndose caídas y alzas temporales de la frecuencia medida para los instantes de variación de carga, estas fluctuaciones de carga se estabilizan en todos los casos en tiempos del orden de 0.3 milisegundos.

De igual manera que el caso anterior, se observan sobre-pasos de los límites de frecuencia por intervalos de tiempo reducidos en los instantes de tiempo en que se conecta y desconecta la carga representativa de un crucero ($1.7s$ y $2s$ respectivamente) la cual vuelve rápidamente al rango más restrictivo de la frecuencia, por lo que preliminarmente este caso cumple con las restricciones normativas de frecuencia.

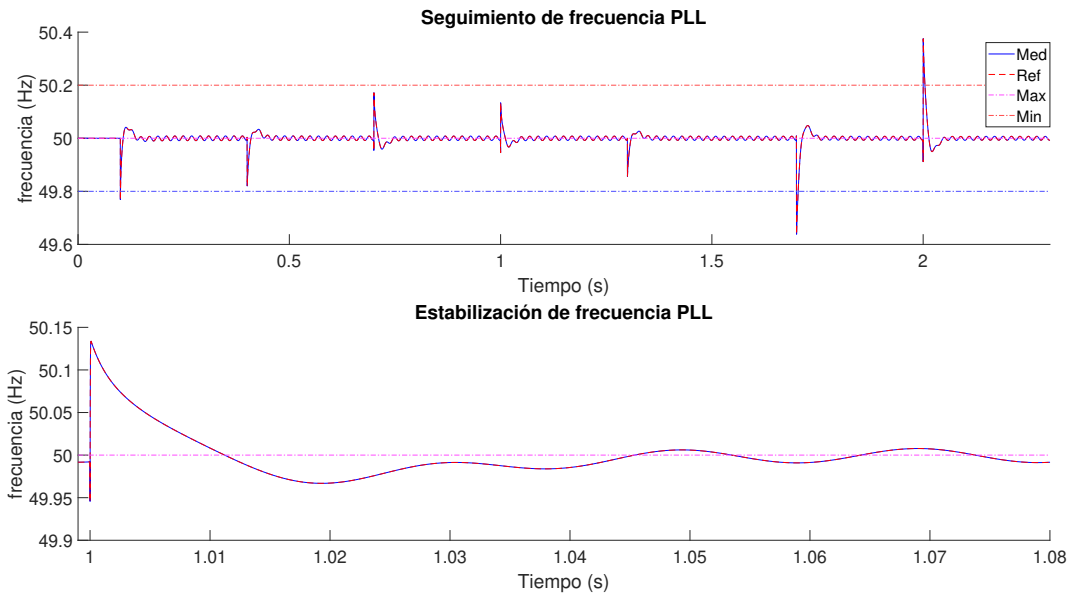


Figura 4.26: Detección de frecuencia en cada inversor. (Escenario 3)

4.3.2. Potencias

La Figura 4.27 presenta las curvas de potencia activa aportada por los inversores en la gráfica superior, y la potencia activa aportada por la red comparada a la potencia activa aportada por ambos inversores en su gráfica inferior. Se observa para este escenario una amplia variabilidad en los puntos de operación del almacenamiento, se aprecia claramente que este opera tanto inyectando como absorbiendo potencia activa a la micro-red. Luego se muestra en la gráfica inferior, que la potencia instalada solar y de almacenamiento conjuntas son suficientes para suplir la demanda producto del perfil de carga simulado, exceptuando el intervalo de tiempo entre 1,7 y 2 segundos en el cual se observa una inyección no nula de potencia desde la red a la micro-red.

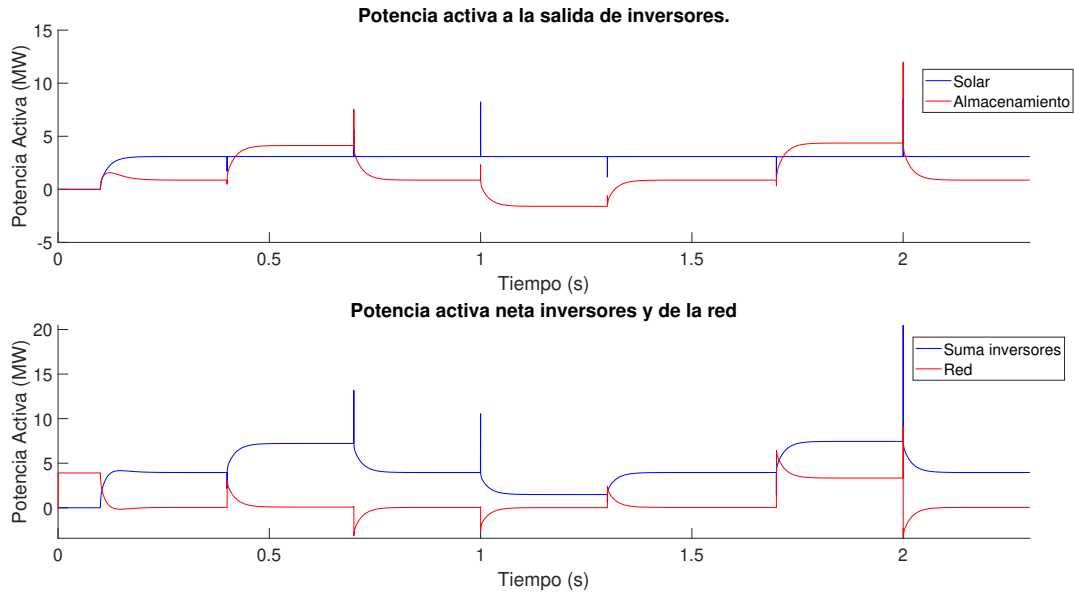


Figura 4.27: Potencia activa de salida de ambos inversores. (Escenario 3)

Luego se presenta en la Figura 4.28 el detalle del comportamiento de la potencia activa neta de la micro-red inyectada a la carga, junto con las mediciones de consumo instantáneo de dicha carga, referenciado al perfil de carga asociado al presente escenario de simulación. De esto se observa que los aportes conjuntos de la red y los inversores siguen estrictamente la referencia instantánea generada por las modificaciones de carga.

Adicionalmente el comportamiento transitorio de la potencia activa frente a la variación de carga en el segundo 1,3 esto muestra un comportamiento idéntico a los casos anteriores, en el cual se ve una baja de potencia inicial para luego ajustarse a la referencia de carga de manera sobre-amortiguada. Se destaca que al igual que el caso anterior, se observan amplias variaciones de potencia instantánea en los instantes de conexión y desconexión de carga.

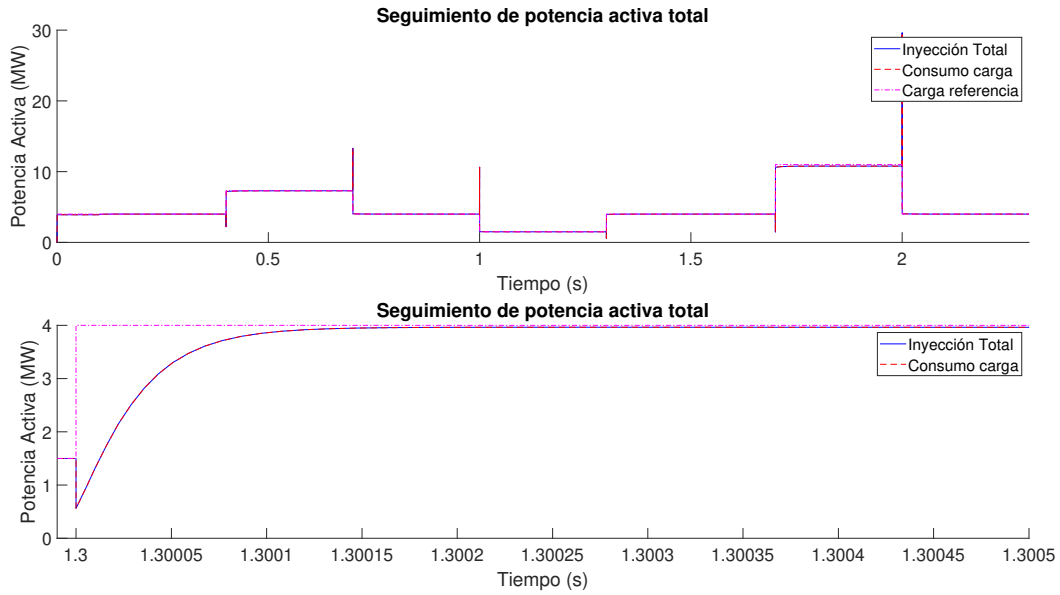


Figura 4.28: Detalle potencia activa conjunta de inversores y de la red. (Escenario 3)

Finalmente se describe el comportamiento de la potencia reactiva el sistema en la Figura 4.29 donde se observa un comportamiento idéntico al caso anterior, en que el almacenamiento absorbe los reactivos generados por la componente solar. Se observa además que el comportamiento de los reactivos absorbidos por la red presentan un aumento en los puntos de incremento de carga al sistema. Finalmente se muestra que el flujo total de reactivos desde en el punto de conexión de carga oscilan con valores entre los 10 y 0 $kVAr$, esto representa una presencia del orden del 1% respecto a las magnitudes respectivas de potencia activa en la micro-red.

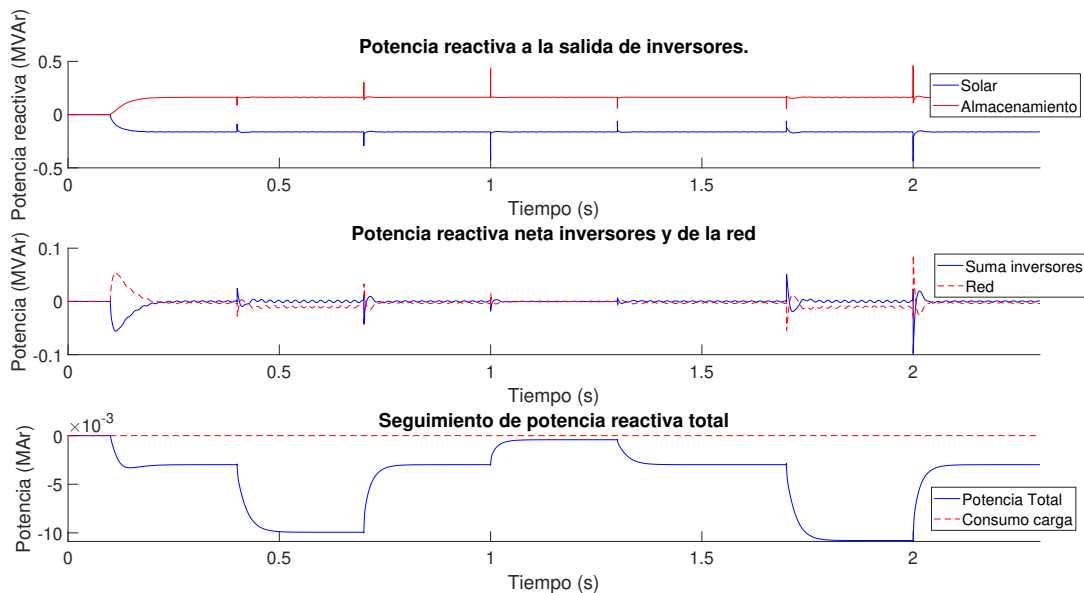


Figura 4.29: Seguimiento de potencia reactiva de los inversores, la red y seguimiento de esta. (Escenario 3)

4.3.3. Armónicos

La Figura 4.30 muestra la distorsión armónica total del sistema medida en el punto de conexión con la red. En esta figura se muestran distorsiones armónicas totales del voltaje que se mantienen por debajo del 6% en todo el periodo simulado. Mientras que se observan amplias variaciones de este valor para el caso de la distorsión armónica de corriente.

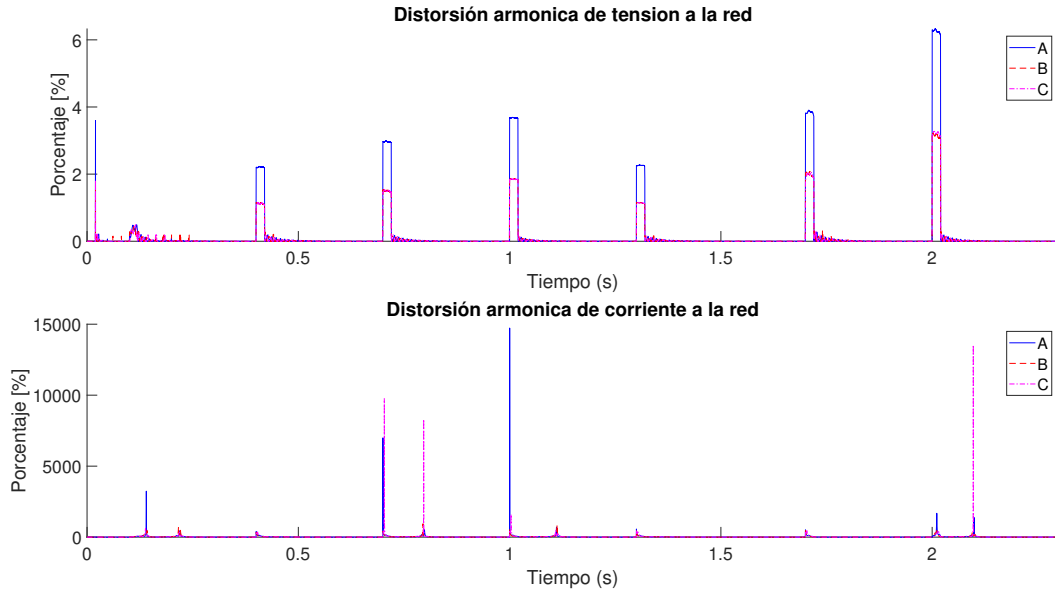


Figura 4.30: Distorsión armónica total de tensión y corriente, para las 3 fases del sistema. (Escenario 3)

Comparando estas distorsiones armónicas sobre las restricciones normativas de máximo nivel de distorsión armónica total de tensión y corriente, se obtienen los gráficos presentes en la Figura 4.31 en donde se observa que la tensión se mantiene por debajo del límite máximo de distorsión para la totalidad del tiempo simulado. No así la corriente, la cual se mantiene bajo los límites normativos únicamente en el intervalo de tiempo entre 1,7 y 2 segundos.

Así el único intervalo en que la distorsión armónica de corriente se mantiene dentro de los márgenes normativos corresponde al único intervalo de operación en que la red aporta potencia a la micro-red, esto se observa claramente en la Figura 4.27. Puesto a que el resto del tiempo considerado la carga de la micro-red se suple completamente por la generación solar y el almacenamiento, la corriente de línea conectada a la red es cercana a 0 por lo cual al ser la magnitud de la componente fundamental de la corriente en este punto la presencia de armónicos con magnitudes similares generara una amplia variación en la distorsión armónica total de la corriente.

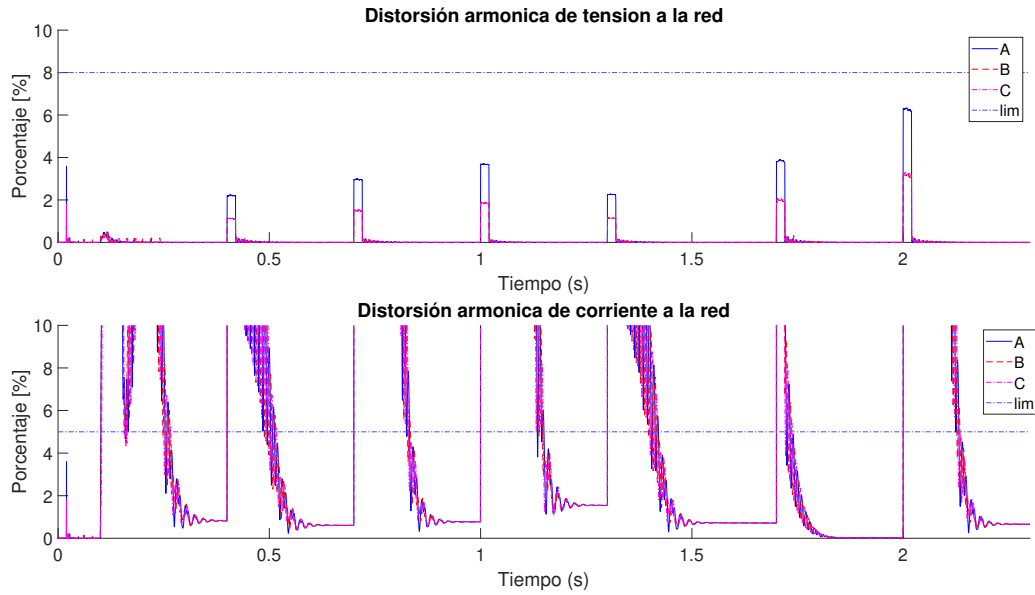


Figura 4.31: Distorsión armónica total de tensión y corriente, respecto a limitaciones normativas. (Escenario 3)

4.4. Comparación escenarios de simulación

Se debe discutir en primer lugar el efecto de la conexión y desconexión de cargas al sistema, considerando que el esquema de variabilidad de carga se realiza mediante la apertura o cierre de un switch en la simulación, el cambio repentino de las condiciones de carga generan un amplio sobrecarga o bajo en la tensión y corriente del sistema, que resulta proporcional al nivel de corriente y por tanto potencia que fluye por el sistema al ocurrir esta variación. Se identifica de igual manera que las mayores magnitudes de variación se asocian a la desconexión de una carga, como se observó en los escenarios descritos anteriormente, esto resulta en un alto *peak* tanto en la tensión como la corriente de manera instantánea.

Luego se consideró en los casos de estudio descritos, la generación solar operando bajo un único punto de operación, el máximo de su potencia neta efectiva, si bien esto contempla el caso de mayor disponibilidad energética para la micro-red. Esto excluye del análisis la disponibilidad energética durante la noche, y el caso de variabilidad del recurso solar durante el día producto de situaciones climáticas. Sin embargo en los escenarios 2 y 3 es posible ver un comportamiento similar al excluido dado que la potencia de carga al conectar la carga en el instante 1,7 (carga equivalente a un crucero) sobrepasa la capacidad instalada por la generación solar y de almacenamiento, debiendo en este punto extraer un remanente de energía de la red.

Respecto a la alimentación de la carga del sistema, se detecta que de acuerdo con lo esperado al incrementarse los niveles de potencia a alimentar las pérdidas del sistema son mayores, esto se observa en los escenarios 2 y 3 al identificarse que las referencias de consumo de potencia determinadas por los perfiles de carga del sistema son superiores a los valores reales alcanzados de potencia en dichos puntos. Mientras que en general se observa un comportamiento adecuado del seguimiento de la potencia requerida por la carga del sistema.

Al considerarse el cumplimiento normativo de los escenarios de operación considerados, donde se destaca para el escenario 1 el cumplimiento directo de las restricciones de voltaje y frecuencia, mientras que para el comportamiento armónico de tensión y corriente, se debe considerar el esquema de tiempo en que se conectan y desconectan embarcaciones de lo que se desprende que este punto también se mantiene dentro de la norma.

Luego para los escenarios 2 y 3, se observa un comportamiento armónico idéntico al anterior. Sin embargo, se observan "infracciones" respecto a la frecuencia y la tensión, en particular para las variaciones asociadas a la conexión y desconexión de una carga equivalente a un crucero, tal como se indico anteriormente estos sobrepaso de los limites establecidos no actúan como un impedimento automático, pero si actúan como advertencias sobre las limitaciones de la operación de la micro-red. Puesto a que estas restricciones son estadísticas sobre un periodo de medición, se deberá limitar la cantidad de veces en que se disponibiliza la conexión asociada a este tipo de carga con el objetivo de mantener la operación de la micro-red en norma.

4.4.1. Análisis económico

De los escenarios estudiados anteriormente, se observa que al existir recursos suficientes de generación la gran mayoría de la energía es entregada por la generación de la micro-red.

Si bien los escenarios simulados no consideran una optimización sobre ventas y compras de energía, se puede determinar el beneficio económico en función de la energía que no es necesaria comprar de la red. Para esto se considerara un valor de compra igual a un costo marginal fijo, obtenido como máximo de los costos marginales del mes de julio 2024 (ultimo mes disponible a la fecha), disponibles en el portal web del CEN. Esto determina un costo marginal de $Cmg = 165.6 \frac{\$}{kWh}$, notando que este actúa únicamente como un valor estático para comparar los distintos escenarios.

De esta manera se considerara un costo energético de acuerdo a la ponderación directa de la energía y el costo marginal anterior. Así, se podrá valorizar el costo energético del perfil de carga de cada escenario en caso de que este fuese obtenido completamente por la red, en relación al costo medido en cada escenario asociado a la energía realmente extraída de la red.

En la Tabla 4.1 se muestran los costos asociados a la energía referencial dictada por los perfiles de carga de cada escenario como "Referencia" y el costo real medido en base a la energía medida desde la red como "Medido".

Tabla 4.1: Costos asociados a la compra de energía de la red.

Escenario	Referencia ($\$USD$)	Medido ($\$USD$)
1	112,71	5,23
2	530,93	178,44
3	530,93	68,25

La tabla anterior, permite ver que para los 3 escenarios considerados el costo de la energía referencial, es decir, el estimado para si fuese necesario comprar toda la energía de la red es mayor en todos los casos al de la energía medida en todos los escenarios. Esto indica que desde un punto de vista económico, es beneficioso implementar cualquiera de las configuraciones medidas.

Mas aún, se puede ver que el efecto de incrementar la potencia instalada al doble reduce los costos energéticos medidos al comparar los escenarios 2 y 3, sin embargo se nota que el beneficio de duplicar la potencia (escenario 3) no implica un beneficio económico de igual magnitud, esto se explica debido al perfil de carga utilizado en el que solo se beneficiaría de este aumento de potencia en los intervalos de tiempo en que se conecta la carga asociada al cruce, dado que este es el único intervalo de tiempo en que no es posible suplir la demanda en el escenario 2 y debe obtenerse energía de la red.

Capítulo 5

Conclusiones

Fue alcanzado el objetivo de generar perfiles de carga de puertos en base a los datos históricos de consumo del puerto en base a la información pública disponible del Coordinador Eléctrico Nacional, junto con crear perfiles de carga equivalente para los consumos asociados a las embarcaciones que atracaron en el Puerto Central en base a sus datos de planificación naviera y datos de consumo típico para distintos tipos de embarcaciones. Notando que modificaciones a la metodología utilizada para la obtención del consumo de las embarcaciones, en particular la obtención del consumo energético equivalente por tipo de barco cumple un rol fundamental en el análisis realizado.

Dado que el principal objetivo de este proyecto se basa en analizar la factibilidad operacional de la micro-red propuesta por [7], se deben tener en consideración los supuestos utilizados para la modelación de las componentes del sistema, dentro de las cuales se destaca un modelo reducido para los inversores, modelándolos directamente como fuentes de voltaje controladas sin incorporar el comportamiento electrónico de un inversor lo que reduce las características de diseño del sistema, al no contar con por ejemplo diseñar un filtro de salida del inversor par mitigar los armónicos producto de las frecuencias de switcheo del inversor.

Respecto al cumplimiento normativo de los escenarios de simulación se observa en todos los casos, que se las distorsiones armónicas de tensión se mantienen dentro de los rangos establecidos, mientras que para la corriente se muestran sobrepasos temporales frente a las variaciones de carga, los que son estabilizados rápidamente en escalas de tiempo de fracciones de segundo y dada la naturaleza del transporte marino estas variaciones en la realidad serán en escalas de horas o días, por lo cual estos sobrepasos serán por porcentajes de tiempo reducidos y por tanto dentro de norma.

Para la frecuencia el escenario 1 cumple en todo momento, mientras que los escenarios 2 y 3 actúan de manera análoga al caso de los armónicos de corriente, sobrepasando los límites establecidos por intervalos de tiempo reducidos y por tanto al largo plazo estando dentro del porcentaje de tiempo normado dentro de la frecuencia establecida para el SEN en estado normal.

A su vez las fluctuaciones de tensión se mantienen en norma para el escenario 1 en todo momento, mientras que estas sobrepasan los límites típicos para los escenarios 2 y 3, lo que no genera un incumplimiento inmediato de estos escenarios. Para estos últimos escenarios se de-

berá establecer de acuerdo con el CEN los límites máximos admisibles en base a la realización de estudios en mayor detalle para la operación bajo las condiciones de simulación establecidas, alternativamente podría limitarse la operación en estos escenarios para no permitir la conexión de cruceros a la micro-red dado que estos son los que generan estos sobrepasos de la norma.

A si mismo fue posible desarrollar un análisis simplificado del beneficio económico de los escenarios simulados, al comparar los costos asociados a la operación de cada uno de estos, desprendiéndose que el uso de estas configuraciones para todos los casos reduce los costos energéticos en la operación. Esto último concuerda completamente con lo esperado para este tipo de configuración de micro-red, dada la naturaleza del uso de energía solar para alimentar la micro-red. De igual manera, se concluye que el aumento de la energía instalada en la micro-red no generara indistintamente un beneficio económico, al menos para la configuración de seguimiento de potencia utilizado, dado que dicha configuración no considera ventas de excesos energéticos a la red, por lo cual dichos excesos son solo visibles al incrementar la potencia de la carga y esto ocurre por un periodo de tiempo limitado.

Bajo las consideraciones y análisis realizados anteriormente se concluye que el escenario 2 es el de mayor éxito, dado que este permite la conexión de embarcaciones a la micro-red y contempla el menor costo de operación respecto a su caso de referencia como se vio anteriormente. Sin perjuicio de esto, se presentan ciertos puntos de advertencia referentes a la conexión de cargas de mayor magnitud, en particular cruceros a la micro-red, los cuales no incumplen directamente con la norma pero se deberá tener cuidado en la operación de no conectar cargas que en su conjunto sobrepasen los límites normativos.

5.1. Trabajo Futuro

Finalmente, se presentan las siguientes recomendaciones de trabajo futuro a partir de este trabajo.

1. Incorporar cargas de potencia constante a la simulación, para obtener resultados más realistas.
2. Estudiar una mayor amplitud de escenarios de operación, en particular, variabilidad de potencia asociada al recurso solar durante la simulación, esto permitiría observar el comportamiento del sistema frente a la variabilidad en condiciones climáticas.
3. Implementar estrategias de control *grid-forming* sobre los inversores y estudiar la posibilidad de operación en isla de la micro-red.
4. La implementación de *Energy Management System* en la configuración de micro-red utilizada, dado que esta se encuentra conectada a la red, pero no implementa ningún tipo de optimización respecto al manejo del almacenamiento.
5. Considerar modelos más sofisticados para la generación solar y de almacenamiento, para obtener un mejor acercamiento a la dinámica real de estos componentes.

Bibliografía

- [1] Fang, S., Wang, Y., Gou, B., y Xu, Y., “Toward Future Green Maritime Transportation: An Overview of Seaport Microgrids and All-Electric Ships,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 69, pp. 207–219, 2020, doi:10.1109/TVT.2019.2950538.
- [2] “96 % del comercio internacional de Chile se realiza por vía marítima.”, <http://www.aqua.cl/2019/12/03/96-del-comercio-internacional-de-chile-se-realiza-por-via-maritima/>.
- [3] International Maritime Organization (IMO), “Fourth IMO Greenhouse Gas Study 2020 - Full Report and annexes,” rep. tec., International Maritime Organization (IMO), Londres, Reino Unido, 2021.
- [4] Rolan, A., Manteca, P., Oktar, R., y Siano, P., “Integration of Cold Ironing and Renewable Sources in the Barcelona Smart Port,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, pp. 7198–7206, 2019, doi:10.1109/TIA.2019.2910781.
- [5] Roy, A., Auger, F., Olivier, J. C., Schaeffer, E., y Auvity, B., “Design, Sizing, and Energy Management of Microgrids in Harbor Areas: A Review,” *Energies* 2020, Vol. 13, Page 5314, vol. 13, p. 5314, 2020, doi:10.3390/EN13205314.
- [6] “Causes of climate change.”, https://climate.ec.europa.eu/climate-change/causes-climate-change_en.
- [7] Canessa Figueroa, R., “Diseño de micro-red portuaria con integración de energías renovables y almacenamiento en puertos de Chile,” 2022, <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/189178>.
- [8] ABB, “Technical Application Papers No.12: Generalities on naval systems and installations }on board,” 2011, <https://library.e.abb.com/public/25475ee5b1f64fc7b22f1cd259968d47/1SDC007111G0202.pdf>.
- [9] Skjong, E., Volden, R., Rodskar, E., Molinas, M., Johansen, T. A., y Cunningham, J., “Past, present, and future challenges of the marine vessel’s electrical power system,” *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 2, pp. 522–537, 2016, doi:10.1109/TTE.2016.2552720.
- [10] Marine, “MARINE PROPULSION,”.
- [11] Skjong, E., Rødskar, E., Molinas, M., Johansen, T. A., y Cunningham, J., “The Marine Vessel’s Electrical Power System: From its Birth to Present Day,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 103, pp. 2410–2424, 2015, doi:10.1109/JPROC.2015.2496722.
- [12] Ahmed, M., Meegahapola, L., Vahidnia, A., y Datta, M., “Stability and Control Aspects of Microgrid Architectures-A Comprehensive Review,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 144730–144766, 2020, doi:10.1109/ACCESS.2020.3014977.

- [13] Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T. L., y Loh, P. C., “Advanced control architectures for intelligent microgrids part i: Decentralized and hierarchical control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262, 2013, doi:10.1109/TIE.2012.2194969.
- [14] Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T. L., y Loh, P. C., “Advanced control architectures for intelligent microgrids part i: Decentralized and hierarchical control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262, 2013, doi:10.1109/TIE.2012.2194969.
- [15] Zia, M. F., Benbouzid, M., Elbouchikhi, E., Muyeen, S. M., Techato, K., y Guerrero, J. M., “Microgrid transactive energy: Review, architectures, distributed ledger technologies, and market analysis,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 19410–19432, 2020, doi:10.1109/ACCESS.2020.2968402.
- [16] Schmitt, L., Kumar, J., Sun, D., Kayal, S., y Venkata, S. S., “Ecocity Upon a Hill: Microgrids and the Future of the European City,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, no. 4, pp. 59–70, 2013, doi:10.1109/MPE.2013.2258286.
- [17] Ericsson, P. y Fazlagic, I., “Shore-side power supply - a feasibility study and a technical solution for an on-shore electrical infrastructure to supply vessels with electrical power while in port,” 2008.
- [18] Bakar, N. N. A., Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Bazmohammadi, N., Othman, M., Rasmussen, B. D., y Al-Turki, Y. A., “Optimal Configuration and Sizing of Seaport Microgrids including Renewable Energy and Cold Ironing—The Port of Aalborg Case Study,” *Energies* 2022, Vol. 15, Page 431, vol. 15, p. 431, 2022, doi:10.3390/EN15020431.
- [19] “World plugs | IEC,” <https://www.iec.ch/world-plugs>.
- [20] Ahamad, N. B. B., Guerrero, J. M., Su, C. L., Vasquez, J. C., y Zhaoxia, X., “Microgrids Technologies in Future Seaports,” *Proceedings - 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I and CPS Europe 2018*, 2018, doi:10.1109/EEEIC.2018.8494428.
- [21] Roy, A., Olivier, J. C., Auger, F., Auvity, B., Schaeffer, E., Bourguet, S., Schiebel, J., y Perret, J., “A combined optimization of the sizing and the energy management of an industrial multi-energy microgrid: Application to a harbour area,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 12, p. 100107, 2021, doi:10.1016/J.ECMX.2021.100107.
- [22] Tozak, M., Taskin, S., Sengor, I., y Hayes, B. P., “Modelling and Control of Grid Forming Converters: A Systematic Review,” *IEEE Access*, 2024, doi:10.1109/ACCESS.2024.3437236.
- [23] Energy System Integration Group (ESIG), “Grid-Forming Technology in Energy Systems Integration,” 2022.
- [24] Rosario Molinari Mayer-Beckh, *Prospectiva de la Tecnología de los inversores tipo Grid-Forming y su Integración a los Sistemas Eléctricos*. PhD thesis, Universidad de Chile, 2023.
- [25] Alzahrani, A., Petri, I., Rezgui, Y., y Ghoroghi, A., “Decarbonisation of seaports: A review and directions for future research,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 38, p. 100727,

- 2021, doi:10.1016/J.ESR.2021.100727.
- [26] Espinosa Sanes, S., Casals-Torrens, P., Bosch Tous, R., y Castells, M., “Comparative Analysis of Cold Ironing Rules,” *Nase More*, vol. 64, pp. 100–107, 2017, doi:10.17818/NM/2017/3.4.
 - [27] Ministerio de Energía, “Energía 2050 Política Energetica de Chile,” rep. tec., Gobierno de Chile, 2015.
 - [28] Gustafsson, M., “Challenges for decision makers when feed-in tariffs or net metering schemes change to incentives dependent on a high share of self-consumed electricity,” en *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, pp. 2025–2030, 2017, doi:10.1109/PVSC.2017.8366092.
 - [29] Ministerio de Energía, “Tipos de Autoconsumo - Autogeneración.”, https://autoconsumo.minenergia.cl/?page_id=57.
 - [30] Ministerio de Energía, “Ley Chile - Ley 20571 - Biblioteca del Congreso Nacional,” 2012, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1038211>.
 - [31] SEC, “Generación Distribuida para Autoconsumo : Superintendencia de Electricidad y Combustibles.”, <https://www.sec.cl/gda/>.
 - [32] CNE, “Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión,” rep. tec., Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile, Santiago de Chile, 2019.
 - [33] Ministerio de Energía, “Ley Chile - Decreto 70 05-JUN-2024 MINISTERIO DE ENERGÍA - Biblioteca del Congreso Nacional.”, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1204012>.
 - [34] Guzmán, F., Propuesta regulatoria para Chile de un mercado de servicios complementarios desde una perspectiva de la demanda a la luz de la experiencia internacional. PhD thesis, Universidad Técnica Federico Santa María, Santiago de Chile, 2021.
 - [35] CNE, “Norma Técnica de Disponibilidad de Suministro y Compensaciones,” rep. tec., CNE, Santiago de Chile, 2020.
 - [36] “Antecedentes del sector | Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones.”, <https://www.mtt.gob.cl/pdl/maritimo-portuario/maritimo-portuario-antecedentes-del-sector>.
 - [37] “Nuestro País - Gob.cl.”, <https://www.gob.cl/nuestro-pais/>.
 - [38] International Transport Forum, “Case-Specific Policy Analysis: Ports Policy Review of Chile,” rep. tec., OECD, París, Francia, 2016.
 - [39] “Aplicarán Encuesta de Consumo Energético y Emisiones a Empresas Portuarias Estatales chilenas - PortalPortuario.”, <https://portalportuario.cl/aplicaran-encuesta-de-consumo-energetico-y-emisiones-a-empresas-portuarias-estatales-chilenas/>.
 - [40] “Consumo Energético y Emisiones en Puertos Estatales · Observatorio Logístico :: Portal Datos Abiertos.”, <https://datos.observatoriologistico.cl/dataviews/260633/consumo-energetico-y-emisiones-en-puertos-estatales/>.
 - [41] “Resultados de la Primera Encuesta de Consumo Energético en Puertos - YouTube.”, <https://www.youtube.com/watch?v=AYG2ZC0qshY>.
 - [42] CNE, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,” rep. tec., Comisión Nacional

de Energía, 2019.

- [43] Coordinador Electrico Nacional, “Antecedentes de cálculo para las transferencias Economicas.”, <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/>.
- [44] DP WORLD, “Planificación Naviera Puerto Central.”
- [45] “MarineTraffic: Global Ship Tracking Intelligence | AIS Marine Traffic.”, <https://www.marinetraffic.com/en/ais/home/centerx:-11.9/centery:25.0/zoom:4>.
- [46] Coordinador Electrico Nacional, “Home - Infotecnica.”, <https://infotecnica.coordinador.cl/>.
- [47] Coordinador Electrico Nacional, “Cálculo de Cortocircuitos Operacionales en el SEN | Coordinador Eléctrico Nacional.”, <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-operacionales/calculo-de-cortocircuitos-operacionales-en-el-sen/>.

Anexos

Anexo A. Conexión a Subestación San Antonio.

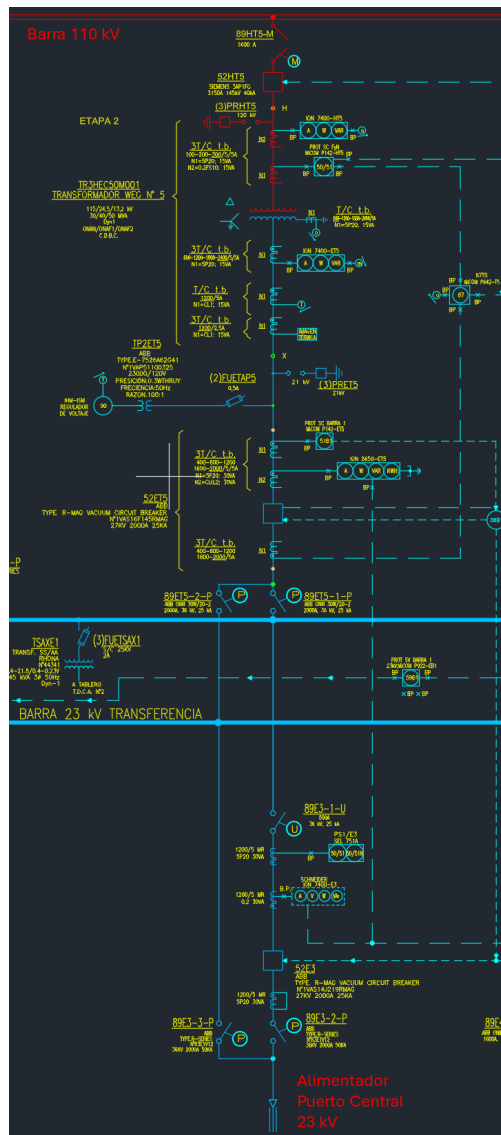


Figura A.1: Diagrama unilineal subestación San Antonio [46]. Se indica la posición de la barra de 110 kV y la conexión del alimentador al Puerto Central.

Anexo B. Planificación Naviera

Tabla B.1: Extracto de planificación naviera pre-procesado. Elaboración propia.

Fecha - Hora	SITIO 1	SITIO 2	SITIO 3	C1	C2	SITIO 4/5	SITIO 8	SITIO 9
2022-09-12 00:00:00	MSC RAPALLO					MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 01:00:00	MSC RAPALLO					MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 02:00:00	MSC RAPALLO					MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 03:00:00	MSC RAPALLO					MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 04:00:00	MSC RAPALLO					MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 05:00:00	MSC RAPALLO					MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 06:00:00	MSC RAPALLO					MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 07:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 08:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 09:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	BOW PROSPER
2022-09-12 10:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	BOW PROSPER
2022-09-12 11:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	BOW PROSPER
2022-09-12 12:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	BOW PROSPER
2022-09-12 13:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	BOW PROSPER
2022-09-12 14:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	BOW PROSPER
2022-09-12 15:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	BOW PROSPER
2022-09-12 16:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	BOW PROSPER
2022-09-12 17:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	BOW PROSPER
2022-09-12 18:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 19:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 20:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 21:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 22:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-12 23:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				MORNING CAMILLA	ML SWALLOW	
2022-09-13 00:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 01:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 02:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 03:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 04:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 05:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK				GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 06:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 07:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 08:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 09:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 10:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 11:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 12:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 13:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 14:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 15:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 16:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 17:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	ML SWALLOW	
2022-09-13 18:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	MAI TAI	
2022-09-13 19:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	MAI TAI	
2022-09-13 20:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	MAI TAI	
2022-09-13 21:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	MAI TAI	
2022-09-13 22:00:00	MSC RAPALLO	CORNELIUS MAERSK		SANTOS EXPRESS		GALAXY LEADER	MAI TAI	

Anexo C. Curvas de Consumo Horario

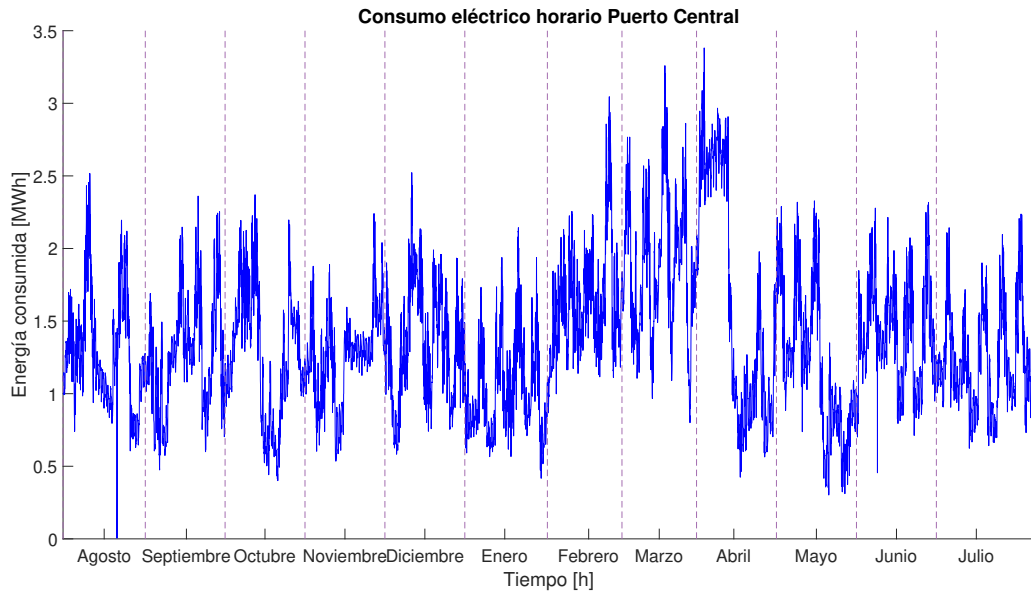


Figura C.1: Consumo horario del Puerto Central. Elaboración propia.

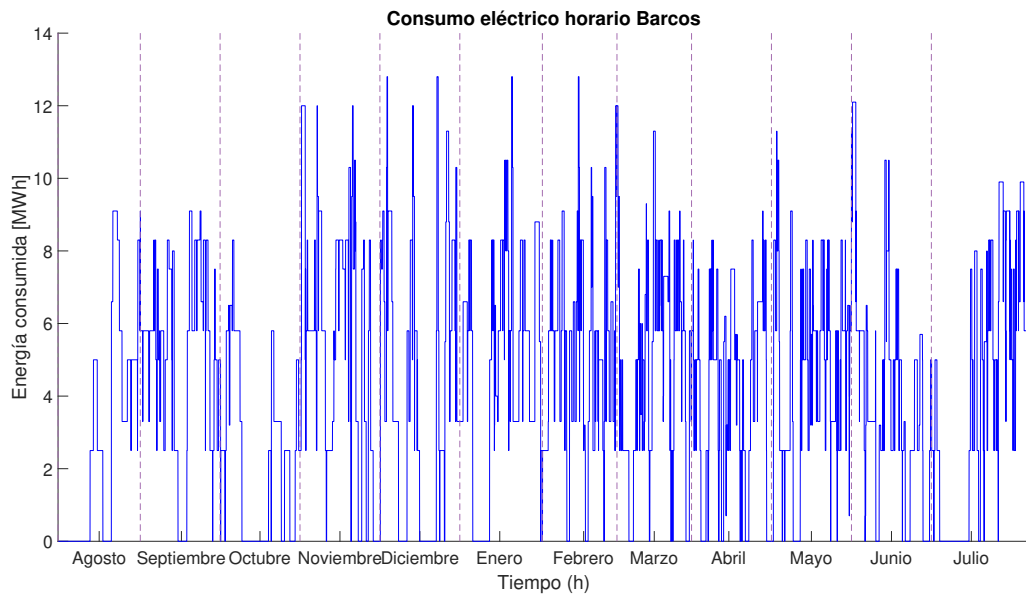


Figura C.2: Consumo horario estimado de embarcaciones. Elaboración propia.

Anexo D. Cálculo de Cortocircuito Operacionales SEN

Tabla D.1: Resultados de cálculo de cortocircuito operacionales en la S/E seccionadora Alto Melipilla. Elaborado a partir de [47].

S/E	Barra	Icc3 [A]	Icc2 [A]	Icc2T [A]	Icc1 [A]	R1 [Ohm]	X1 [Ohm]	R0 [Ohm]	X0 [Ohm]
S/E SECC ALTO MELIPILLA 220 KV / 220.0 kV Secc Alto Melipilla 220 kV BP1	220.0 kV	11682.8988	9942.76518	11373.3761	10852.7447	3.30260202	12.2837916	3.26922861	14.9990739

Anexo E. Parámetros Secciones Tramos 23 kV

Tabla E.1: Parámetros de secciones tramos en 23 kV [46]. Se destacan las celdas con valores catalogados como atípicos.

ID	1.2 Longitud conductor	1.3 Resistencia de secuencia positiva a 20°C (50 Hz)	1.4 Reactancia de Secuencia positiva X (50Hz)	1.5 Susceptancia de secuencia positiva B (50Hz)
1245	32.19	0.143044	0.4238	2.6074
1624	0.12	0.068222	0.1803	79.7757
1625	2.23	0.0901	0.2768	4.2816
1666	23.5	0.051	0.123	9.692
1709	0.61	no aplica	no aplica	no aplica
1717	7.3	0.1689	0.3255	3.9685
1754	1.73	0.2685	0.33184	3.56784
1770	2.016	0.2713394	0.354341	3.280487
1820	9.02647	0.1034787	0.315987	3.716216
2104	0.17	0.024	0.077	218
2105	0.17	0.024	0.077	218
2106	0.478	0.098	0.114	74.77
2107	0.668	0.098	0.114	7477
2108	1.968	0.098	0.114	7477
2110	1.544	2523	3835	3.35
2111	2.39	2523	3835	3.35
2121	0.5	0.1	0.17	
3039	6.94	0.755	2.3526	1.426
3151	8.75			
3223	4.175	0.0701978	0.11169405	10.69461
3234	0.07	0.102	0.289	2.894
3296	29	0.16811	0.2913	3.9173
3297	0.4	0.16811	0.2913	3.9173
3337	15.4	0.1688	0.3506	3.2813
3397	0.053	0.07676	0.2173	76.386
3398	0.053	0.07676	0.2173	76.386
3424	8.02045138	0.11186	0.33712	3.43147
3426	0.2755353	0.111	0.3204	3.6428
3431	0.26877335	0.1645	0.3184	3.6975
3432	0.73833284	0.1645	0.2203	5.3738
3434	0.2897493	0.1645	0.3184	3.6975
3435	0.73833284	0.1645	0.2203	5.3738
3481	0.09	0.0764784	0.146067	0.889278
3519	0.9482	0.01245	0.15241	7.67776
3672	12	0.5442	0.3895	3.012
3750	3.34	0.2054	0.1162	52.5509
3886	0.08	0.2683	0.3325	3.548
3887	4.48	0.2054	0.1162	52.5509
3888	7.3	0.1645	0.1126	56.706
4001	0.08835	0.2683	0.3325	3.548
4004	1.401	0.2123	0.3858	3.02
4043	6.4	0.15774	0.16612	89.2575
4044	0.04	0.0936	0.2978	3.9405
4068	0.7	0.6411	0.1472	36.639
4108	1.05	0.0751	0.209	107.767
4194	8.1	0.142812	0.322791	3.72058
4195	3.663	0.2683	0.3657	3.1461
4229	26.783	0.4132	0.3497	3.3115
4325	1.153	0.0936	0.2978	3.9405
4326	0.229	0.100718	0.3034824	3.860081
4439	1.14	0.2683	0.3185	3.72
4712	no aplica	no aplica	no aplica	no aplica
5004	0.0196009	0.1645	0.3195	3.651
5007	0.5767794	0.1645	0.2203	5.3738
5008	0.0195597	0.1645	0.3195	3.651
5011	0.5767794	0.1645	0.2203	5.3738
5036	0.1842	0.0901	0.2768	4.2815
5037	0.554	0.1427	0.4003	2.8969
5080	0.3045092	0.1645	0.2203	5.3738
5081	0.09373	0.1645	0.2203	5.3738
5082	0.054384	0.1645	0.3195	3.651
5083	0.3045092	0.1645	0.2203	5.3738
5084	0.09373	0.1645	0.2203	5.3738
5085	0.053972	0.1645	0.3195	3.651

Anexo F. Lugar de la raíz

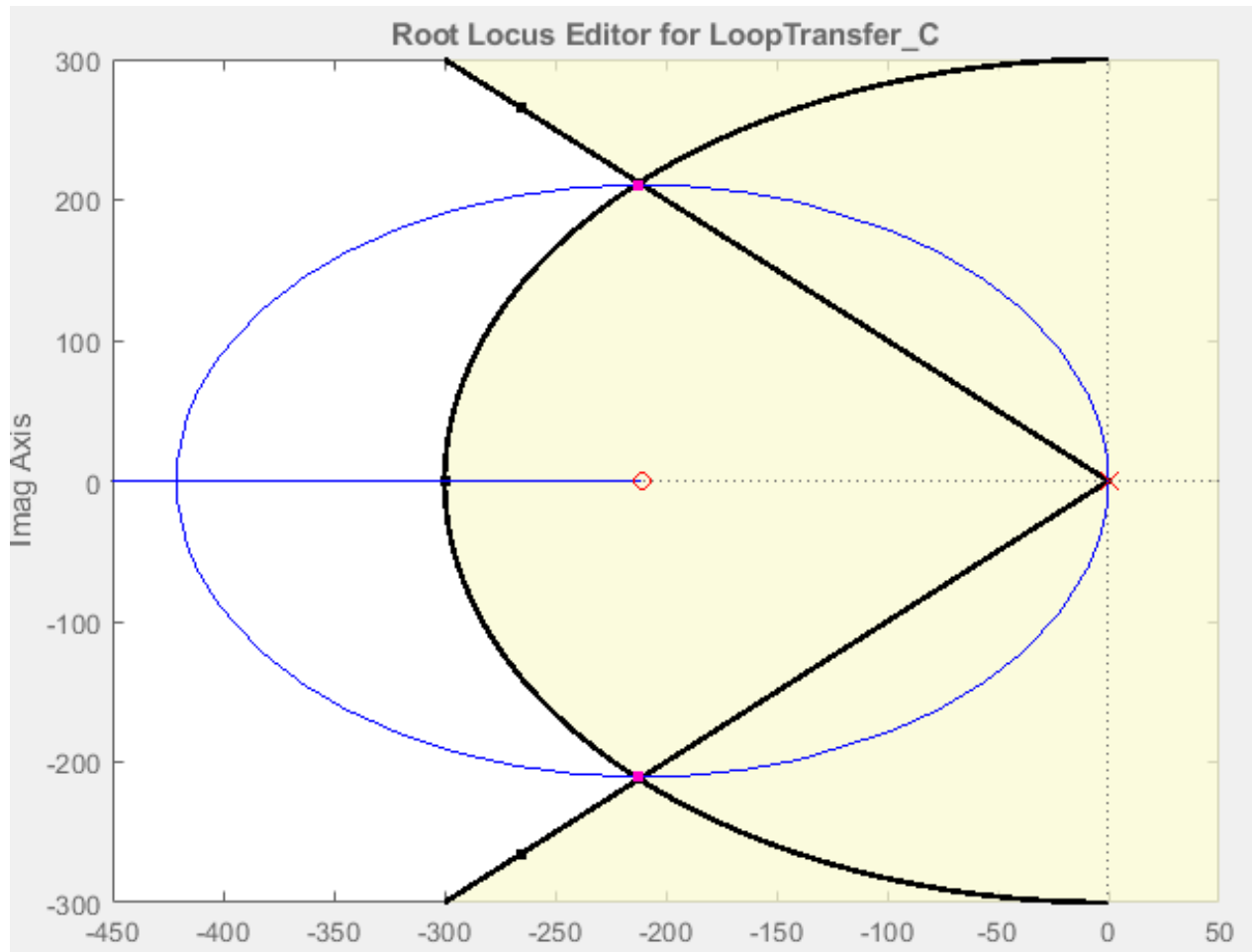


Figura F.1: Lugar de la raíz para el controlador PI del lazo de corriente.

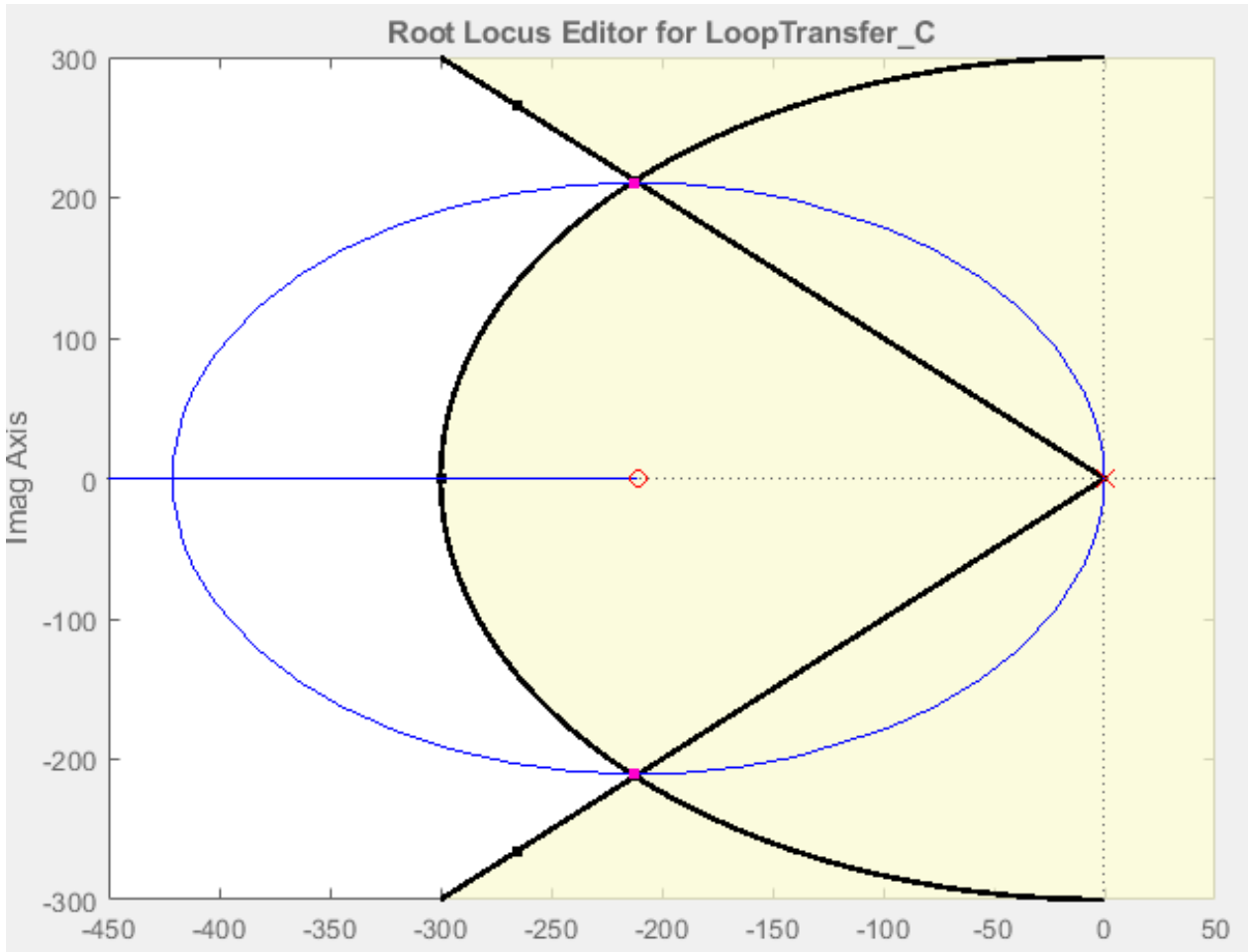


Figura F.2: Lugar de la raíz para el controlador PI del PLL.

Esquemas Plecs

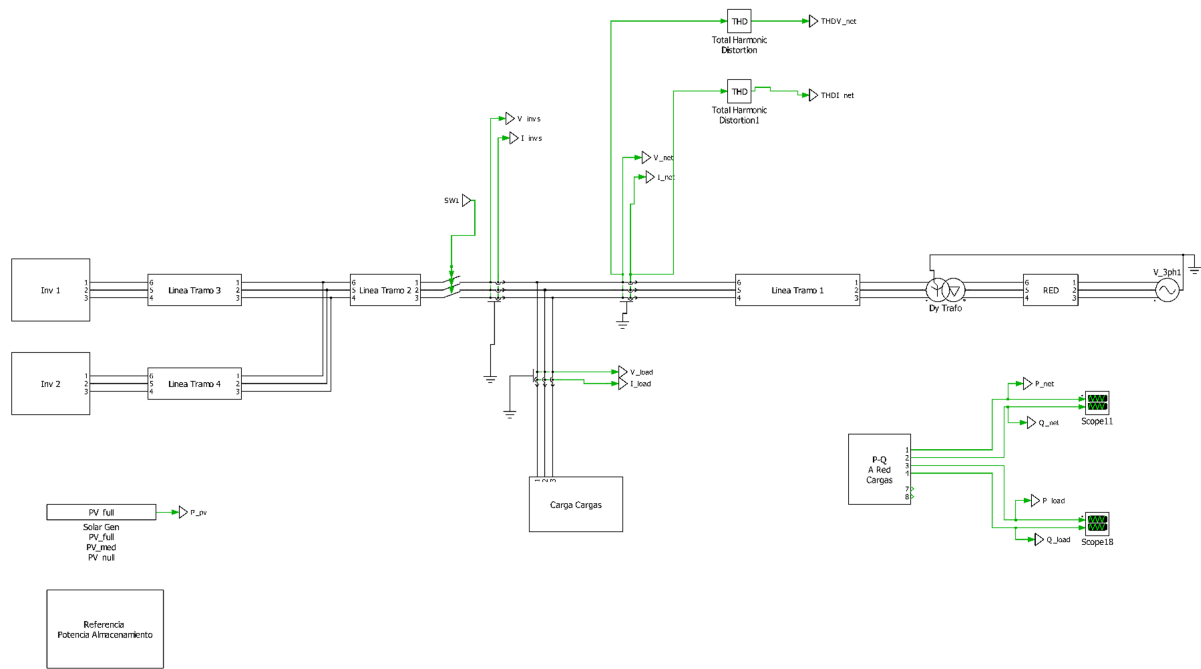


Figura F.3: Esquema de conexión de componentes en Plecs.

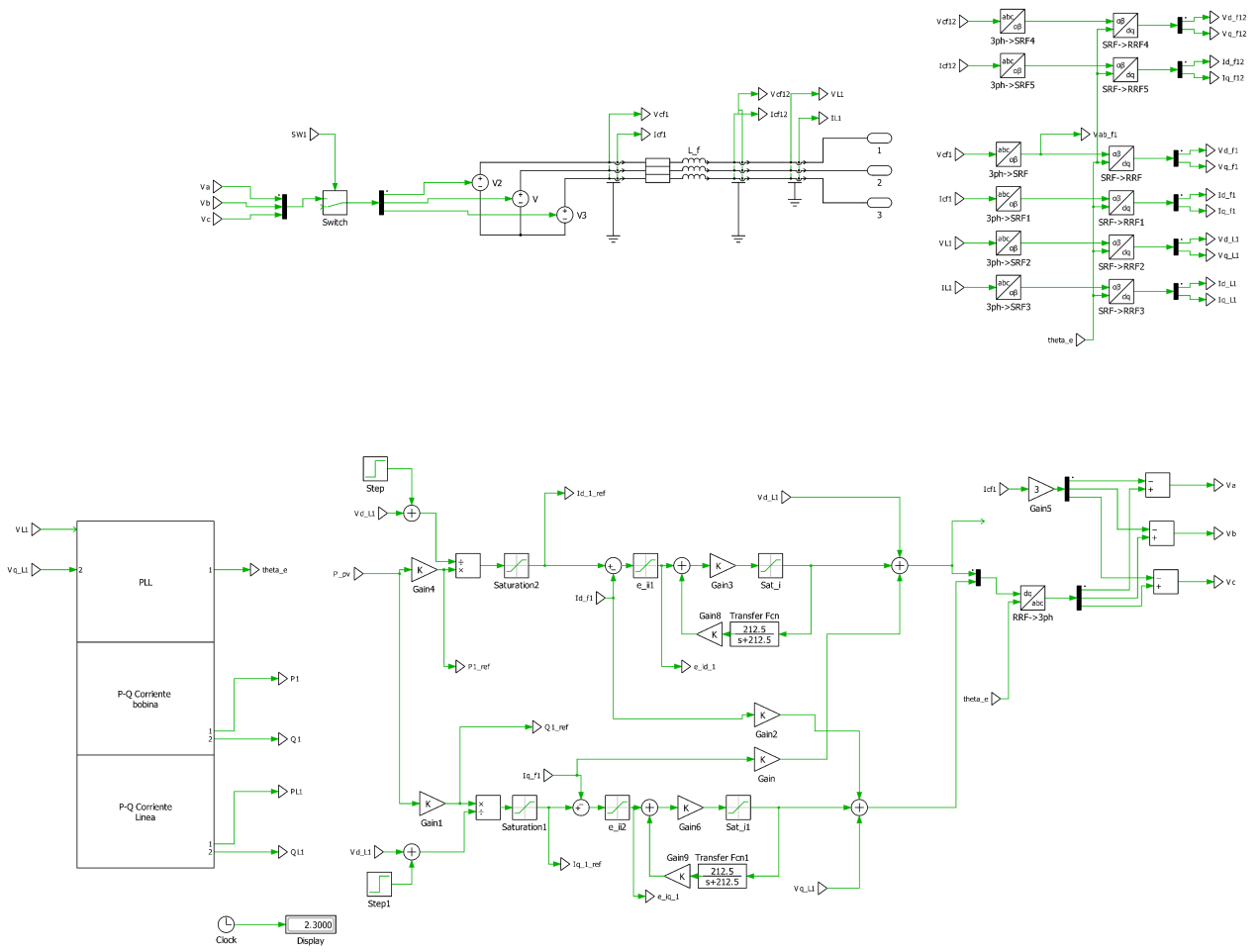


Figura F.4: Esquema de inversor en Plecs.

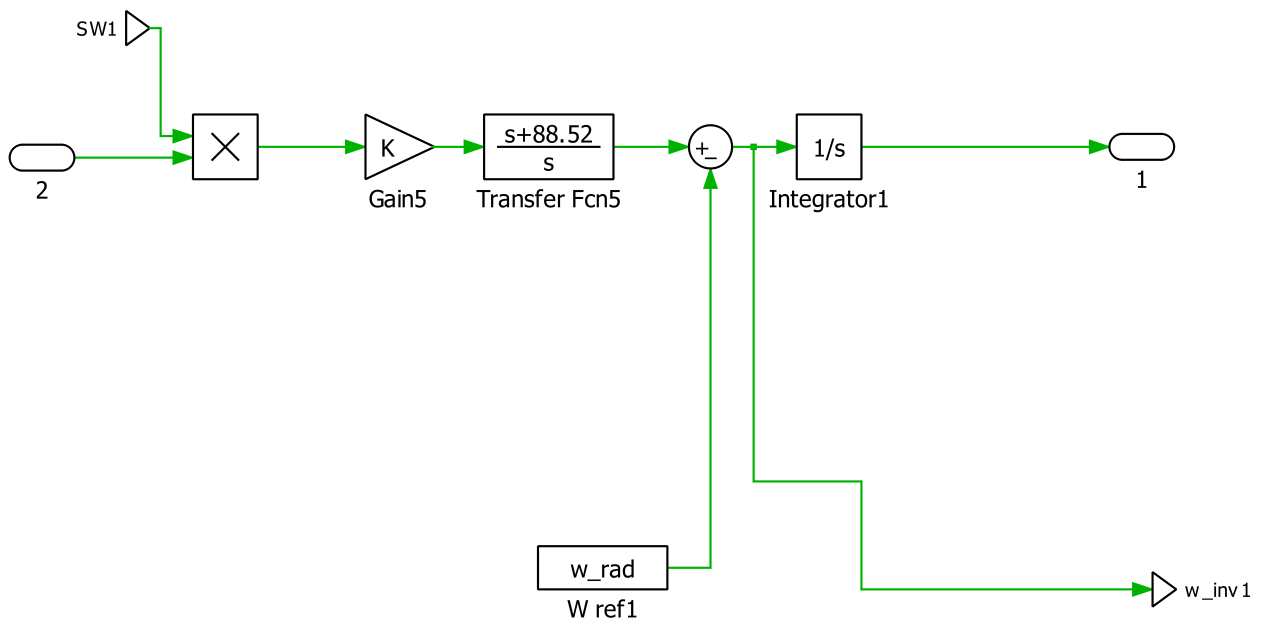


Figura F.5: Esquema de PLL en Plecs.

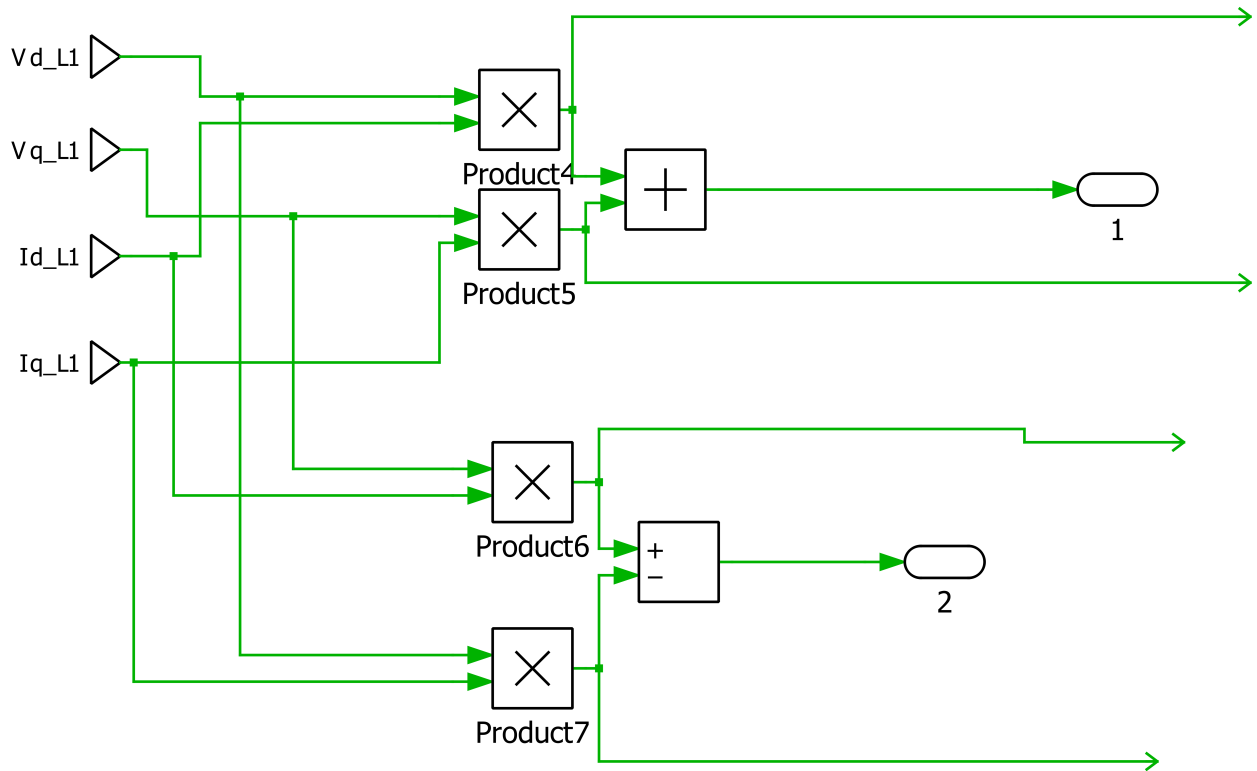


Figura F.6: Esquema de cálculo de potencias de línea Plecs.

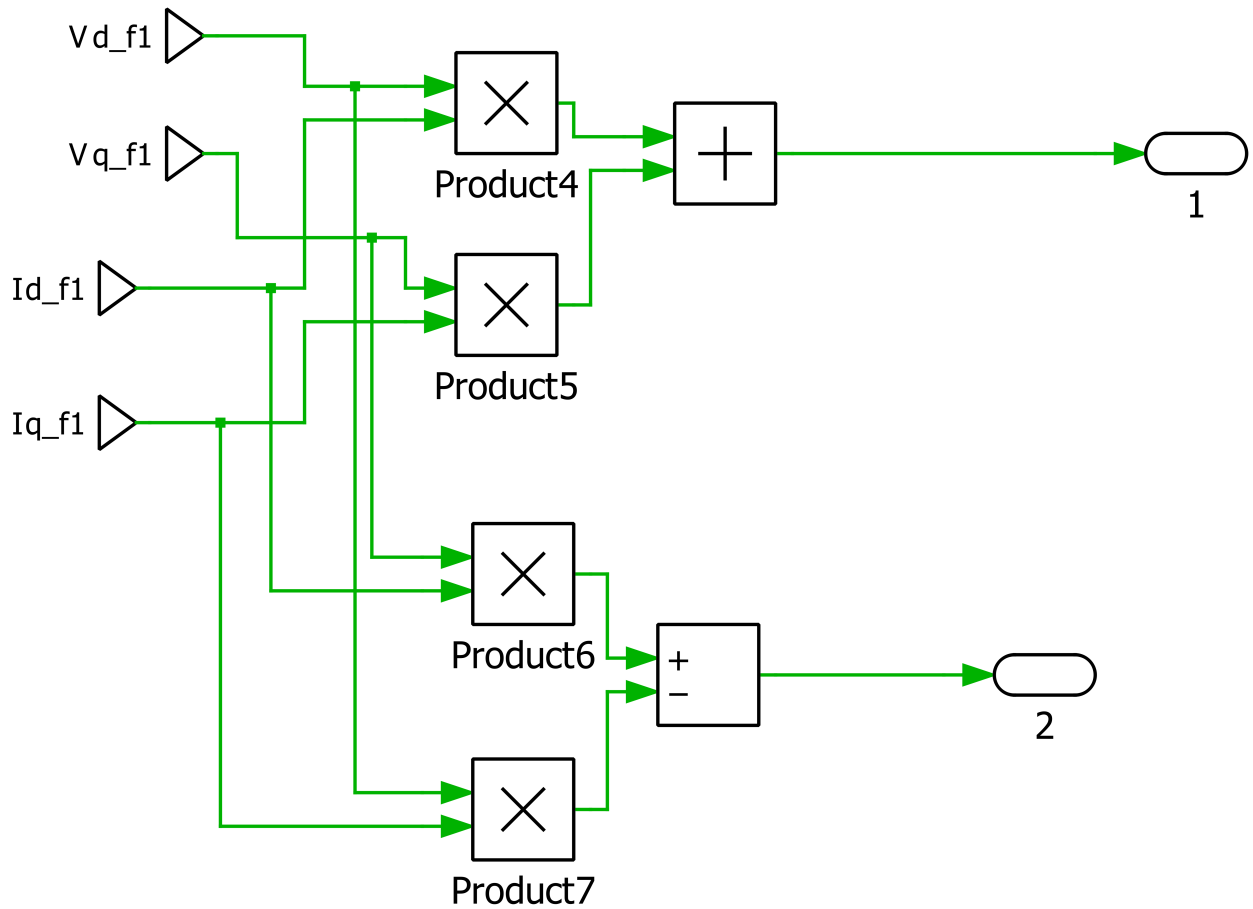


Figura F.7: Esquema de cálculo de potencias de filtro en Plecs.

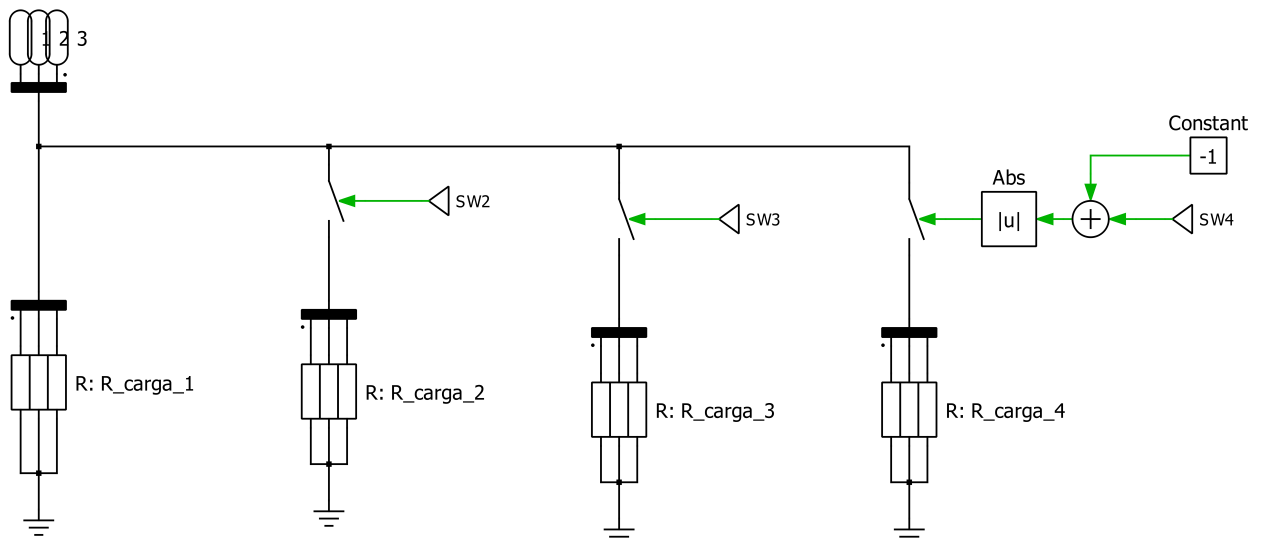


Figura F.8: Esquema de cálculo de potencias de filtro en Plecs.