**Universidad Técnica Federico Santa María**
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile




UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

# Determinación de criterios técnico-operativos para el uso de parques eólicos, fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía durante la recuperación de servicio

Memoria de Título presentada por

**Daniel Cristóbal Lara Ruiz**

como requisito parcial para obtener el título de

**Ingeniero Civil Electricista**

Profesor Guía:
Rodrigo Rozas Valderrama

Profesor Guía:
Carlos Matamala Vergara

Profesor Correferente:
Alberto Trigueros Baratta

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
Coordinador Eléctrico Nacional

Santiago, 21/08/2026.

# CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

**1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO**

**Tipo de monografía (marcar una opción):** ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

**Título del trabajo:** "Determinación de criterios técnico-operativos para el uso de parques eólicos, fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía durante la recuperación de servicio"

**Nombre del candidato(a):** Daniel Cristóbal Lara Ruiz

**Carrera / Grado:** Ingeniero Civil Electricista

**Campus:** San Joaquín **Departamento:** Departamento de Ingeniería Eléctrica

**2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS**

Yo, Rodrigo Rozas Valderrama , en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

**3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)**

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por **(marcar una opción)**:

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

**Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):**

**4.- FIRMAS**

**Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:**

**Fecha:** 02/11/2026 **Firma:** 

**Estudiante o Candidato(a):**

**Fecha:** 02/11/2026 **Firma:** 

*"La humanidad es todavía algo que hay que humanizar"*
*— Gabriela Mistral*

# Abstract

The National Electric System has undergone a significant transformation due to the increasing integration of variable renewable generation and inverter-based technologies. This transition introduces new challenges for system operation during service restoration processes, which are characterized by lower levels of inertia and short-circuit power, together with greater sensitivity to voltage and power variations. In this context, the participation of photovoltaic plants, wind farms, and energy storage systems in the Service Restoration Plan requires technical and operational criteria that enable their safe and coordinated integration while accounting for the constraints of each area.

The present study proposes technical and operational criteria for the integration of inverter-based resources during service restoration. The proposal is based on a review of the regulatory framework, the state of the art, and international experience, together with an analysis of the availability and operating conditions of these resources within the context of the PRS. Based on these elements, criteria are established for photovoltaic plants, wind farms, and energy storage systems, considering their temporal availability, usable power and energy, control capabilities, grid strength, and the conditions required for their progressive integration into partially energized networks.

The proposed methodology is applied through static power-flow simulations in *DIgSILENT PowerFactory*, considering two case studies in the Norte Grande Zone. In the Arica Area, the integration of BESS Arica and the Willka PV plant is assessed under the unavailability of the Arica Diesel Power Plant. The results show that the proposed alternative is compatible with the restoration sequence when units from the Chapiquiña Power Plant are available. The participation of the Willka PV plant is subject to solar resource availability, voltage control requirements, and the injection limits determined by grid strength. In the Centro Area, the integration of the Tamaya Solar PV plant is evaluated as a voltage-control support resource. The results show that its participation improves the voltage profile under the assessed scenarios.

The results indicate that the participation of inverter-based resources in the PRS is technically feasible when their function, level of contribution, and stage of integration are defined through verifiable criteria related to availability, grid strength, control capability, and compatibility with the operational constraints of each area. The main contribution of this study is the establishment of a technical and operational framework for assessing the progressive, conditional, and coordinated integration of these technologies into partially energized networks. The steady-state simulations provide an initial validation of this approach and establish a basis for subsequent dynamic studies aimed at supporting its operational implementation.

# Resumen

El Sistema Eléctrico Nacional ha experimentado una transformación relevante debido a la creciente incorporación de generación renovable variable y tecnologías basadas en inversores. Esta condición introduce nuevos desafíos para la operación del sistema durante los procesos de recuperación del servicio, caracterizados por menores niveles de inercia y potencia de cortocircuito, junto con una mayor sensibilidad frente a variaciones de tensión y potencia. En este contexto, la participación de parques fotovoltaicos, parques eólicos y sistemas de almacenamiento de energía en el Plan de Recuperación de Servicio requiere criterios técnico-operativos que permitan evaluar su incorporación de forma segura, coordinada y compatible con las restricciones de cada área.

El presente trabajo propone criterios técnico-operativos para la incorporación de recursos basados en inversores durante la recuperación del servicio. La propuesta se fundamenta en la revisión del marco normativo, el estado del arte y experiencias internacionales, junto con el análisis de las condiciones de disponibilidad y operación de estos recursos en el contexto del PRS. A partir de estos antecedentes, se establecen criterios aplicables a parques fotovoltaicos, parques eólicos y sistemas de almacenamiento, considerando su disponibilidad temporal, la potencia y energía utilizables, sus capacidades de control, la fortaleza de la red y las condiciones requeridas para su incorporación progresiva en redes parcialmente energizadas.

La metodología propuesta se aplica mediante simulaciones estáticas de flujo de potencia en *DIgSILENT PowerFactory*, considerando dos casos de estudio en la Zona Norte Grande. En el Área Arica se evalúa la incorporación del sistema BESS Arica y del PFV Willka ante la indisponibilidad de la Central Diésel Arica. Los resultados muestran que la alternativa es compatible con la secuencia de recuperación cuando existe disponibilidad de unidades de la Central Chapiquiña, condicionando la participación del PFV Willka a la disponibilidad solar, al control de tensión y a los límites de inyección determinados por la fortaleza de red. En el Área Centro se evalúa la incorporación del PFV Tamaya Solar como recurso de apoyo al control de tensión. Los resultados muestran que su participación permite mejorar el perfil de tensiones en los escenarios evaluados.

Los resultados muestran que la participación de recursos basados en inversores en el PRS es técnicamente viable cuando su función, nivel de aporte y etapa de incorporación se definen mediante criterios verificables de disponibilidad, fortaleza de red, capacidad de control y compatibilidad con las restricciones operativas del área. La principal contribución de este trabajo consiste en establecer un marco técnico-operativo para evaluar la integración progresiva, condicionada y coordinada de estas tecnologías en redes parcialmente energizadas. Las simulaciones estacionarias proporcionan una primera validación de este enfoque y constituyen una base para estudios dinámicos posteriores orientados a su aplicación operativa.

# Índice de Contenidos


**Abstract** II

**Resumen** III

**Índice de Contenidos** I

**Índice de Figuras** V

**Índice de Tablas** VIII

**1. Introducción** 1

**2. Objetivos y alcances** 3
- 2.1. Objetivo general . . . 3
- 2.2. Objetivos específicos . . . 3

**3. Estado del arte** 4
- 3.1. Plan de recuperación de servicio . . . 4
  - 3.1.1. Zonas y áreas de recuperación de servicio . . . 5
- 3.2. Criterios técnicos . . . 6
  - 3.2.1. Control de tensión . . . 6
  - 3.2.2. Control de frecuencia . . . 7
  - 3.2.3. Límites de transmisión . . . 7
- 3.3. Inverter-Based Resources . . . 8
  - 3.3.1. Fortaleza de red . . . 8
    - 3.3.1.a. SCR y ESCR . . . 9
  - 3.3.2. Criterios de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS) . . . 11
    - 3.3.2.a. Requisitos para la interconexión al SI . . . 12
    - 3.3.2.b. Requisito de permanencia ante perturbaciones . . . 12
    - 3.3.2.c. Control de tensión y respuesta ante fallas . . . 13
    - 3.3.2.d. Cambio de prioridad de inyección de corriente ante fallas . . . 14
    - 3.3.2.e. Controlador de Frecuencia / Potencia . . . 14
    - 3.3.2.f. Capacidad de operación . . . 15
- 3.4. Normativas y experiencias internacionales . . . 17
  - 3.4.1. *Ontario Power System Restoration Plan* . . . 17
    - 3.4.1.a. Generación eólica y solar . . . 17
    - 3.4.1.b. Sistemas de almacenamiento de energía . . . 18
  - 3.4.2. *Distributed Restart* . . . 18

3.4.3. *System Restart Technical Advice* . . . 19
3.4.4. *The Role of Inverter-Based Resources During System Restoration* . . . 20

**4. Criterios técnicos para recursos basados en inversores en el PRS** **21**
4.1. Variabilidad de la generación renovable en el PRS . . . 22
4.1.1. Generación renovable disponible por área del PRS . . . 22
4.2. Perfiles de generación ERV . . . 24
4.2.1. Parques fotovoltaicos . . . 24
4.2.1.a. Zona Norte Grande . . . 24
4.2.1.b. Zona Norte Chico . . . 25
4.2.2. Parques Eólicos . . . 27
4.2.2.a. Zona Norte Grande . . . 27
4.2.2.b. Zona Norte Chico . . . 28
4.2.2.c. Zona Sur . . . 29
4.3. Disponibilidad de generación renovable según el horizonte temporal del PRS . . . 31
4.3.1. Duración del PRS . . . 31
4.3.2. Disponibilidad de generación frente horizonte PRS . . . 32
4.3.2.a. Disponibilidad de generación fotovoltaica frente al horizonte PRS 32
4.3.2.b. Disponibilidad de generación eólica frente al horizonte PRS . . . 33
4.4. Criterios técnico-operativos para el PRS . . . 34
4.4.1. Verificación de disponibilidad temporal . . . 34
4.4.2. Condiciones de incorporación para generación fotovoltaica . . . 34
4.4.2.a. Disponibilidad horaria del recurso solar . . . 34
4.4.2.b. Determinación de potencia activa fotovoltaica utilizable . . . 35
4.4.2.c. Condición de conexión del recurso fotovoltaico . . . 35
4.4.3. Condiciones de incorporación para generación eólica . . . 35
4.4.3.a. Disponibilidad horaria verificable del recurso eólico . . . 35
4.4.3.b. Determinación de potencia activa eólica utilizable . . . 36
4.4.3.c. Condición de conexión del recurso eólico . . . 36
4.4.4. Condiciones operativas para sistemas de almacenamiento de energía 36
4.4.4.a. Verificación de estado de carga operativo . . . 36
4.4.4.b. Determinación de energía utilizable y potencia comprometida . 36
4.4.4.c. Definición de autonomía mínima de respaldo . . . 36
4.4.4.d. Margen operativo para control y contingencias . . . 37
4.4.4.e. Operación como carga controlable para soporte de mínimos técnicos . . . 37
4.4.5. Condiciones de operación en redes parcialmente energizadas . . . 37
4.4.5.a. Evaluación de fortaleza de red en el punto de conexión . . . 37
4.4.5.b. Umbrales mínimos de fortaleza para IBR GFL . . . 38
4.4.5.c. Restricciones de operación en condiciones de red débil . . . 38
4.4.6. Requerimientos de control de tensión . . . 38
4.4.6.a. Selección y coordinación del modo de control . . . 38
4.4.6.b. Capacidad de intercambio de potencia reactiva . . . 39
4.4.6.c. Coordinación de recursos de control de tensión . . . 39
4.4.7. Requerimientos de control de frecuencia/potencia . . . 39
4.4.7.a. Capacidad de respuesta frecuencia/potencia . . . 39
4.4.7.b. Margen de potencia activa para control de frecuencia . . . 39

4.4.7.c. Limitación de tasa de variación de potencia activa . . . 39
4.4.8. Requerimientos de estabilidad y respuesta dinámica . . . 40
4.4.8.a. Permanencia ante perturbaciones . . . 40
4.4.8.b. Coordinación de protecciones . . . 40
4.4.9. Requerimientos de supervisión y control operativo . . . 40
4.4.10. Validación técnica previa para incorporación al PRS . . . 40
4.5. Síntesis de criterios técnico-operativos propuestos . . . 40

**5. Aplicación de criterios técnico-operativos en casos de estudio 43**
5.1. Metodología de evaluación de alternativas . . . 44
5.1.1. Delimitación de la condición operativa a evaluar . . . 44
5.1.2. Revisión de planes de recuperación existentes . . . 44
5.1.3. Formulación de la alternativa de incorporación . . . 45
5.1.4. Modelación del escenario en *DIgSILENT PowerFactory* . . . 45
5.1.5. Simulación y verificación técnico-operativa . . . 46
5.2. Caso de estudio 1: Área Arica . . . 47
5.2.1. Alternativa propuesta con BESS Arica y PFV Willka . . . 47
5.2.1.a. Supuestos generales . . . 47
5.2.1.b. Escenarios de disponibilidad de Chapiquiña . . . 47
5.2.1.c. Disponibilidad y generación estimada del PFV Willka . . . 48
5.2.1.d. Secuencias propuestas de recuperación . . . 50
5.2.2. Modelación del caso en *DIgSILENT PowerFactory* . . . 50
5.2.3. Resultados de la simulación . . . 52
5.2.3.a. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización . . . 52
5.2.3.b. Sensibilidad del control de tensión . . . 53
5.2.3.c. Operación de máquinas y recursos incorporados . . . 54
5.2.3.d. Fortaleza de red . . . 55
5.2.3.e. Síntesis de resultados del caso . . . 57
5.3. Caso de estudio 2: Área Centro . . . 59
5.3.1. Condiciones de evaluación del caso . . . 59
5.3.2. Disponibilidad y generación PFV Tamaya Solar . . . 59
5.3.3. Secuencias propuestas de recuperación . . . 61
5.3.4. Modelación del caso en *DIgSILENT PowerFactory* . . . 62
5.3.4.a. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización . . . 64
5.3.4.b. Sensibilidad del control de tensión . . . 67
5.3.4.c. Operación de máquinas y recursos incorporados . . . 67
5.3.4.d. Fortaleza de red . . . 68
5.3.4.e. Síntesis de resultados del caso . . . 69

**6. Conclusiones. 70**

**Apéndices 74**

**A. Anexo 74**
A.1. Plan de recuperación de servicio . . . 74
A.1.1. Centrales con capacidad de Partida Autónoma . . . 74
A.1.2. Recursos de aislamiento rápido . . . 75
A.1.3. Equipamiento de vinculación de islas eléctricas . . . 75

A.2. Caso de estudio 1: Área Arica . . . . . 78
A.2.1. Secuencias propuestas de recuperación . . . . . 78
A.2.2. Sensibilidad del control de tensión . . . . . 80
A.3. Caso de estudio 2: Área Centro . . . . . 82
A.3.1. Secuencias propuestas de recuperación . . . . . 82
A.3.2. Sensibilidad del control de tensión . . . . . 91

**Bibliografía** **95**

# Índice de Figuras


3.1. Zonas del SEN para la aplicación del PRS. . . . . 5
3.2. Evolución de los niveles de tensión en barras representativas durante el PRS. . . . . 7
3.3. Impacto del rango de fortaleza de la red de la conexión de una instalación IBR. . . . . 11
3.4. Zona de no desconexión para una IBR GFL. . . . . 12
3.5. Zona de operación P–Q para Unidades Generadoras Basadas en Convertidores. . . . . 15
3.6. Zona de operación P–Q para Unidades Generadoras Basadas en Convertidores. . . . . 16

4.1. Perfil promedio diario de generación fotovoltaica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 24
4.2. Distribución horaria de generación fotovoltaica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 25
4.3. Perfil horario P10 de generación fotovoltaica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 25
4.4. Perfil promedio diario de generación fotovoltaica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 25
4.5. Distribución horaria de generación fotovoltaica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 26
4.6. Perfil horario P10 de generación fotovoltaica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 26
4.7. Perfil promedio diario de generación eólica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 27
4.8. Distribución horaria de generación eólica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 27
4.9. Perfil horario P10 de generación eólica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 28
4.10. Perfil promedio diario de generación eólica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 28
4.11. Distribución horaria de generación eólica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 28
4.12. Perfil horario P10 de generación eólica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 29
4.13. Perfil promedio diario de generación eólica para la Zona Sur. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 29

4.14. Distribución horaria de generación eólica para la Zona Sur. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 29
4.15. Perfil horario P10 de generación eólica para la Zona Sur. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 30
4.16. Disponibilidad fotovoltaica horaria en la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 32
4.17. Disponibilidad fotovoltaica horaria en la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 33
4.18. Disponibilidad eólica horaria en la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 33
4.19. Disponibilidad eólica horaria en la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 33
4.20. Disponibilidad eólica horaria en la Zona Sur. [Fuente: Elaboración propia]. 33

5.1. Disponibilidad fotovoltaica horaria del PFV Willka en el Área Arica. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 48
5.2. Perfil promedio diario de generación fotovoltaica del PFV Willka. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 48
5.3. Distribución horaria de generación fotovoltaica del PFV Willka. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 49
5.4. Perfil horario P10 de generación fotovoltaica del PFV Willka. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 49
5.5. Modelo en *DIgSILENT PowerFactory* para el Caso 1. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 51
5.6. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario A. . 52
5.7. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario B. . 53
5.8. Cargabilidad de Chapiquiña, BESS Arica y PFV Willka en el Escenario A. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 54
5.9. Cargabilidad de Chapiquiña, BESS Arica y PFV Willka en el Escenario B. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 55
5.10. Disponibilidad fotovoltaica horaria del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 60
5.11. Perfil promedio diario de generación fotovoltaica del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 60
5.12. Distribución horaria de generación fotovoltaica del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 60
5.13. Perfil horario P10 de generación fotovoltaica del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 61
5.14. Modelo en *DIgSILENT PowerFactory* para el Caso 2. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 63
5.15. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario A en condición base. [Fuente: Elaboración propia] . . . . . 64
5.16. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario A con incorporación del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia] . 64
5.17. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario B en condición base. [Fuente: Elaboración propia] . . . . . 65
5.18. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario B con incorporación del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia] . 65

5.19. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario C en condición base. [Fuente: Elaboración propia] . . . . . 66
5.20. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario C con incorporación del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia] . 66

A.1. Sensibilidad del control de tensión del PFV Willka con consigna de 0,93 p.u. para el Escenario A. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 80
A.2. Sensibilidad del control de tensión del PFV Willka con consigna de 0,93 p.u. para el Escenario B. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 81
A.3. Sensibilidad del control de tensión del PFV Willka con consigna de 1,07 p.u. para el Escenario A. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 81
A.4. Sensibilidad del control de tensión del PFV Willka con consigna de 1,08 p.u. para el Escenario B. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 82
A.5. Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,01 p.u. para el Escenario A. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 91
A.6. Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,07 p.u. para el Escenario A. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 92
A.7. Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,01 p.u. para el Escenario B. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 92
A.8. Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,06 p.u. para el Escenario B. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 93
A.9. Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,00 p.u. para el Escenario C. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 93
A.10. Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,06 p.u. para el Escenario C. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 94

# Índice de Tablas


3.1. Límites de tensión en *Estado de Emergencia*. . . . . 6
3.2. Requisitos técnicos del Controlador de Tensión en IBR GFL. . . . . 14
3.3. Requisitos técnicos del Controlador de Frecuencia/Potencia en IBR GFL. 15
3.4. SCR crítico de instalaciones GFL según configuración de protección. . . . 20

4.1. Centrales renovables identificadas por zona, área y plan de recuperación del PRS. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 23
4.2. Rangos estimados de recuperación por área del PRS. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 31
4.3. Autonomía mínima de respaldo para sistemas de almacenamiento de energía. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 37
4.4. Criterios técnico-operativos propuestos para el PRS. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 41

5.1. Sensibilidad del control de tensión del PFV Willka. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 53
5.2. Datos base para el cálculo de indicadores de fortaleza de red. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 56
5.3. Indicadores de fortaleza de red para BESS Arica y PFV Willka. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 56
5.4. Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 67
5.5. Datos base para el cálculo del indicador de fortaleza de red del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 68
5.6. Indicadores de fortaleza de red para el PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia]. . . . . 68

A.1. Centrales del SEN con capacidad de partida autónoma. . . . . 74
A.2. Centrales del SEN con capacidad de aislamiento rápido. . . . . 75
A.3. Instalaciones del SEN con capacidad de vinculación. . . . . 75
A.4. Secuencia de recuperación propuesta para el Escenario A. . . . . 78
A.5. Secuencia de recuperación propuesta para el Escenario B. . . . . 79
A.6. Condición de recuperación propuesta para el Escenario C. . . . . 80
A.7. Secuencia de recuperación propuesta para el Escenario A. . . . . 82
A.8. Secuencia de recuperación propuesta para el Escenario B. . . . . 86
A.9. Secuencia de recuperación propuesta para el Escenario C. . . . . 88

# Glosario

| | | |
|---|---|---|
| **CC** | : | Centro de Control. |
| **CDC** | : | Centro de Despacho y Control. |
| **COR** | : | Centro de Operación para la Recuperación de Servicio. |
| **PRS** | : | Plan de Recuperación de Servicio aplicado ante apagón total o parcial del SEN, que incluye ERS, PPRS y PA. |
| **ERS** | : | Esquema de Recuperación de Servicio definido para una configuración topológica y condición operativa específica del SEN. |
| **PPRS** | : | Planes Particulares de Recuperación de Servicio, asociados a maniobras y acciones específicas para recuperar instalaciones y bloques de carga. |
| **IBR** | : | Recurso basado en inversores, conectado al sistema mediante convertidores electrónicos de potencia. |
| **GFL** | : | Seguidor de red. Modo de control de inversor que requiere una referencia externa de tensión y frecuencia. |
| **GFM** | : | Formador de red. Modo de control de inversor capaz de establecer una referencia propia de tensión y frecuencia. |
| **SCR** | : | Relación de Cortocircuito. Indicador de fortaleza de red entre la potencia de cortocircuito disponible y la potencia del recurso evaluado. |
| **ESCR** | : | Relación de Cortocircuito Equivalente. Indicador de fortaleza de red que considera la interacción con otros recursos basados en inversores cercanos. |
| **PFV** | : | Parque fotovoltaico. Instalación de generación eléctrica que convierte la energía solar en electricidad mediante módulos fotovoltaicos. |

# Capítulo 1

# Introducción

En los últimos años, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha experimentado una transición acelerada hacia una matriz de generación con una participación creciente de fuentes renovables variables, en particular centrales solares fotovoltaicas y parques eólicos. Este cambio estructural ha sido impulsado por factores como los objetivos de sostenibilidad, la alta disponibilidad de recursos naturales y la sostenida disminución de los costos tecnológicos asociados a estas tecnologías, así como por la implementación de políticas públicas de largo plazo. Estas políticas, en concordancia con los compromisos internacionales asumidos por el país en el marco de la *COP21*, establecen objetivos orientados a incrementar la participación de energías renovables en la matriz eléctrica nacional, tales como alcanzar al menos un 60 % de generación eléctrica renovable al año 2035 y un 70 % al año 2050 [1].

Al año 2024, más del 66 % de la energía generada en el país provino de fuentes renovables, con una participación solar del 22 % y eólica del 13 %, de acuerdo con información pública del Coordinador Eléctrico Nacional [2]. Asimismo, el 7 de diciembre de ese mismo año, el SEN operó con una penetración renovable del 77 % sin comprometer su estabilidad operativa, bajo condiciones de alta irradiancia y una demanda de nivel medio-alto, según registros de operación en tiempo real [3].

No obstante, esta transformación del sistema eléctrico ha introducido desafíos técnicos relevantes para la estabilidad y la robustez de los sistemas eléctricos de potencia [4]. La creciente penetración de energías renovables variables basadas en convertidores electrónicos de potencia, ha impulsado una sustitución progresiva de generación sincrónica convencional, reduciendo los niveles de inercia sistémica y la capacidad del sistema para amortiguar desviaciones rápidas de frecuencia ante desequilibrios entre generación y demanda [5, 6]. Asimismo, la disminución de generación sincrónica implica una reducción de los niveles de corrientes de cortocircuito, afectando la fortaleza de la red y aumentando la sensibilidad de la tensión frente a variaciones en los flujos de potencia, con implicancias directas sobre la estabilidad del sistema [7, 8].

Estas limitaciones se ven acentuadas por las características intrínsecas de las tecnologías renovables variables. En el caso de los parques eólicos conectados mediante convertidores, la energía cinética almacenada en las masas rotatorias no se transfiere de forma natural a la red debido al desacoplamiento entre la frecuencia del generador y la frecuencia del siste-

ma [9]. Por su parte, las centrales solares fotovoltaicas carecen de elementos giratorios, por lo que no aportan inercia física al sistema. Adicionalmente, los convertidores de potencia presentan restricciones térmicas y de control que limitan su capacidad de inyección de corriente durante condiciones de falla, lo que resulta en aportes de corriente de cortocircuito significativamente inferiores a los de las máquinas sincrónicas convencionales [7, 10]. En conjunto, estos factores contribuyen con la operación de sistemas eléctricamente más débiles y con mayor susceptibilidad a fenómenos de inestabilidad.

En este escenario, la recuperación del servicio eléctrico posterior a un evento de *blackout* se ha vuelto un desafío cada vez más complejo para la operación del sistema eléctrico, especialmente en sistemas con una alta participación de generación renovable variable y sistemas de almacenamiento de energía. La naturaleza intermitente de tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica, junto con la incertidumbre asociada a su disponibilidad en condiciones críticas, dificulta la planificación y ejecución de los procesos de restauración del servicio, particularmente en las etapas iniciales de energización y sincronización del sistema [3, 11].

En el diseño tradicional de los planes de recuperación del servicio, estos han estado basados en generación convencional sincrónica, como centrales térmicas e hidroeléctricas, que proporcionan condiciones favorables para una restauración segura debido a su capacidad de control y estabilidad inherente. Sin embargo, la progresiva reducción de este tipo de generación y el aumento de tecnologías renovables basadas en convertidores hacen necesario revisar y adaptar estos esquemas [11]. En este contexto, tanto los sistemas de almacenamiento de energía como los parques eólicos y fotovoltaicos aparecen como recursos con potencial para apoyar los procesos de recuperación del servicio, siempre que su participación sea definida mediante criterios técnicos claros y coordinados. Por ello, resulta fundamental desarrollar lineamientos que permitan integrar estos recursos de manera segura y eficiente, contribuyendo a mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico en el nuevo contexto operativo.

# Capítulo 2

# Objetivos y alcances

## 2.1. Objetivo general

Proponer criterios técnico-operativos y requerimientos mínimos para la participación de parques eólicos, parques fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía en los procesos de aplicación del Plan de Recuperación de Servicio (PRS), considerando su utilización tanto en esquemas de partida autónoma como en su incorporación progresiva durante las distintas etapas de la recuperación del sistema eléctrico.

## 2.2. Objetivos específicos

- Revisar el estado del arte, el marco normativo vigente y experiencias internacionales sobre el uso de parques eólicos, parques fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía en procesos de restauración, partida autónoma y energización por etapas.
- Definir requerimientos mínimos de desempeño y control para parques eólicos, parques fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía en el marco del Plan de Recuperación de Servicio (PRS), orientados a contribuir a la estabilidad del sistema, la respuesta dinámica y la capacidad de operación en isla.
- Evaluar la incorporación de parques eólicos, parques fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía en el Plan de Recuperación de Servicio (PRS) en una zona del sistema eléctrico como caso de estudio, considerando su participación en esquemas de partida autónoma o apoyo a procesos de *black start*, así como la definición de secuencias de puesta en servicio y rampas operativas.

# Capítulo 3

# Estado del arte

## 3.1. Plan de recuperación de servicio

El PRS constituye el instrumento operativo establecido para enfrentar apagones totales o parciales en el SEN. Su aplicación se desarrolla bajo un Estado de Emergencia, correspondiente a una condición operativa anormal caracterizada por menores márgenes de seguridad y estabilidad, además de la eventual indisponibilidad de instalaciones del sistema. En este contexto, el PRS define el marco de actuación y las condiciones técnicas requeridas para restablecer el suministro eléctrico de manera segura, coordinada y gradual, conforme a la normativa vigente [12].

El PRS organiza la recuperación del SEN en 20 áreas, cuya energización se apoya en recursos que cumplen funciones específicas durante el restablecimiento del servicio. En primer término, se consideran las unidades con capacidad de partida autónoma, complementadas por las unidades con capacidad de aislamiento rápido y por las instalaciones de transmisión con capacidad de vinculación, el detalle de estos recursos se presenta en las Tablas A.1, A.2 y A.3, incorporadas en el anexo. Estas últimas permiten interconectar las áreas recuperadas una vez verificada su condición operativa. El Plan incorpora, además, un catastro de los recursos disponibles en el SEN y de sus principales características técnicas relevantes para la recuperación del servicio [12].

Desde el punto de vista operativo, la recuperación de las áreas se desarrolla de forma simultánea y descentralizada, bajo la coordinación del CDC y de los COR correspondientes. Cada alternativa establece una secuencia específica de energización, sincronización y toma de carga, cuya ejecución depende de la disponibilidad de generación, los límites de transmisión y el cumplimiento de los rangos admisibles de tensión y frecuencia. Una vez estabilizadas, las áreas pueden interconectarse hasta restablecer la operación conjunta del sistema [12].

En este contexto, el Plan de Recuperación de Servicio constituye el eje central del proceso de restauración del Sistema Eléctrico Nacional. No obstante, su diseño y sus criterios operativos fueron concebidos en un escenario históricamente dominado por generación síncrona convencional. La transformación de la matriz eléctrica, marcada por la creciente incorporación de recursos basados en inversores, plantea la necesidad de revisar y complementar

dichos criterios, considerando sus condiciones de disponibilidad, capacidades de control, requerimientos de fortaleza de red y restricciones de operación en redes parcialmente energizadas. Esta necesidad sustenta el desarrollo de lineamientos técnico-operativos que permitan incorporar parques eólicos, parques fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de manera segura, coordinada y progresiva durante la recuperación del servicio [12].

### 3.1.1. Zonas y áreas de recuperación de servicio

Para organizar de manera eficiente la recuperación del SEN, el PRS divide el sistema en seis zonas, definidas de acuerdo con la topología de operación y la ubicación geográfica de sus instalaciones. Estas zonas comprenden un total de 20 áreas de recuperación, cuyas alternativas pueden ejecutarse de forma simultánea y descentralizada, según la disponibilidad de los recursos y las condiciones existentes después del apagón [12].

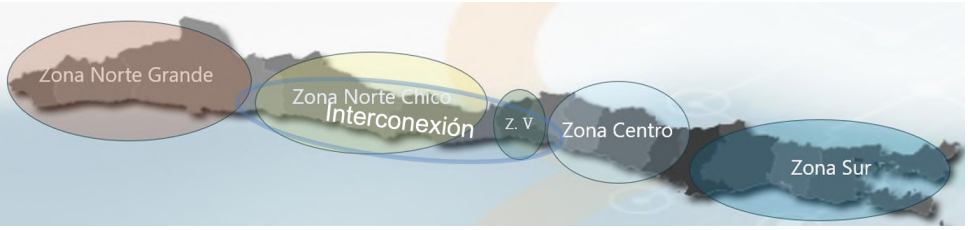



**Figura 3.1.** *Zonas del SEN para la aplicación del PRS. [Fuente: [12].]*

Las zonas y áreas consideradas en el PRS son las siguientes:

- **Zona Norte Grande:** Arica, Iquique, Tarapacá, Centro, Capricornio, O'Higgins y Cordillera.
- **Zona Norte Chico:** Diego de Almagro, Cardones y Pan de Azúcar.
- **Zona Interconexión:** no contempla áreas propias y corresponde al corredor de transmisión destinado a facilitar la vinculación entre las zonas Norte Grande, Norte Chico y Centro.
- **Zona Quinta:** Quinta Valle y Quinta Costa.
- **Zona Centro:** Cerro Navia, Alto Jahuel e Itahue.
- **Zona Sur:** Biobío, Araucanía, Pullinque, Pilmaiquén y Canutillar.

Esta organización permite asignar responsabilidades de coordinación, definir alternativas específicas de recuperación y establecer los puntos de interconexión necesarios para integrar progresivamente las áreas recuperadas [12].

## 3.2. Criterios técnicos

La recuperación del servicio en el Sistema Eléctrico Nacional se realiza bajo condiciones excepcionales, caracterizadas por una red parcialmente energizada y una topología en proceso de reconstrucción. En este escenario, el PRS se sustenta en criterios técnicos mínimos definidos para la operación en *Estado de Emergencia*, que gobiernan la forma en que se desarrolla el proceso de restauración.

Estos criterios establecen las condiciones necesarias para la energización progresiva del sistema, priorizando la estabilidad y la seguridad operativa. El inicio de la recuperación se realiza a partir de unidades con capacidad de partida autónoma que se encuentren disponibles, priorizando aquellas que presentan menores tiempos de arranque. La identificación de estos recursos y sus respectivos tiempos de partida autónoma se presenta en la Tabla A.1 correspondiente del Anexo A.

### 3.2.1. Control de tensión

En Estado de Emergencia, la normativa vigente establece rangos específicos para la magnitud de la tensión en las barras del sistema, los cuales deben cumplirse a lo largo de toda la ejecución del Plan de Recuperación de Servicio [13].

La Tabla 3.1 resume los límites de tensión aplicables en Estado de Emergencia, en función del nivel de tensión nominal de las instalaciones del sistema de transmisión. Estos rangos definen las condiciones bajo las cuales puede avanzarse en la energización de líneas y subestaciones, así como en la incorporación gradual de carga y generación [13].

Tabla 3.1
Límites de tensión en *Estado de Emergencia*. [Fuente: [13].]

| **Nivel de tensión nominal** | **Límite inferior [p.u.]** | **Límite superior [p.u.]** |
|---|---|---|
| $\geq$ 500 kV | 0,93 | 1,05 |
| $\geq$ 200 kV y $<$ 500 kV | 0,90 | 1,10 |
| $<$ 200 kV | 0,90 | 1,10 |

Durante la ejecución del PRS, el mantenimiento de las tensiones dentro de dichos márgenes constituye una condición necesaria para la continuidad y expansión de las áreas energizadas. La Figura 3.2 presenta, a modo ilustrativo, la evolución de los niveles de tensión en barras representativas del sistema a lo largo de distintas etapas del proceso de recuperación, evidenciando su operación dentro de los límites establecidos para el Estado de Emergencia. Es importante destacar que este ejemplo corresponde a un escenario particular, por lo que no necesariamente es representativo del comportamiento general del sistema eléctrico durante los procesos de recuperación de servicio.

En casos justificados, el Coordinador puede definir Tensiones de Servicio para barras específicas del sistema, en reemplazo de las tensiones nominales de referencia. Estas deben mantenerse dentro de la banda permitida en valores unitarios y respetar las tensiones máximas admisibles de los equipos.

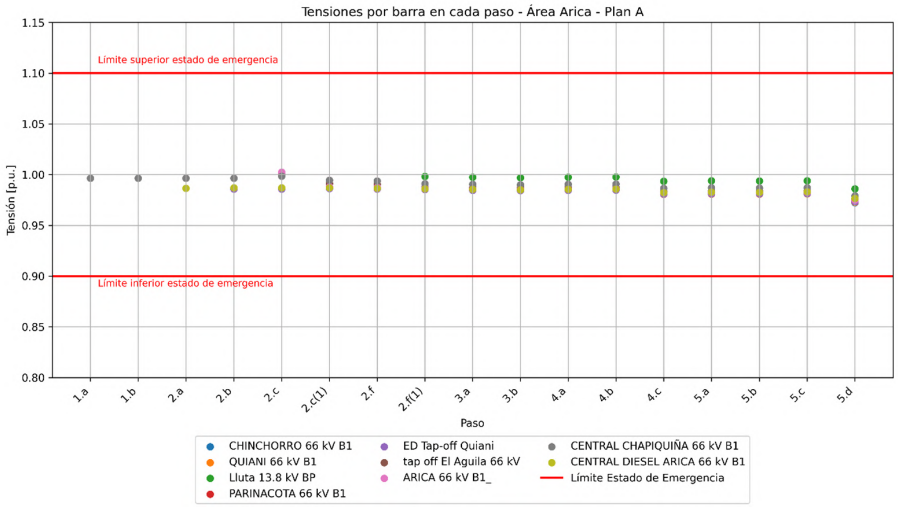



**Figura 3.2.** *Evolución de los niveles de tensión en barras representativas durante el PRS. [Fuente: [14].]*

### 3.2.2. Control de frecuencia

En Estado de Emergencia, la primera instalación que preste el servicio de partida autónoma y se conecte al sistema debe asumir el control de frecuencia en modo isócrono, estableciendo la referencia de frecuencia en las etapas iniciales del proceso de restauración [12, 13].

La recuperación de la demanda se efectúa de manera gradual y en bloques, en coherencia con la capacidad de respuesta de la generación disponible y con los márgenes de reserva en giro. En este marco, la tasa de incorporación de carga se encuentra condicionada por su capacidad de controlar frecuencia, con el fin de evitar desviaciones significativas que puedan comprometer la estabilidad del sistema. El seguimiento de la frecuencia permite ajustar la secuencia y el ritmo de la toma de carga, pudiendo disponerse la desconexión de consumos ante desviaciones relevantes, con el objetivo de preservar la seguridad del proceso de recuperación [12, 13].

### 3.2.3. Límites de transmisión

En Estado de Emergencia, la capacidad de transmisión considerada para los elementos del Sistema de Transmisión corresponde al límite térmico en régimen permanente de cada elemento serie. Bajo estas condiciones, el Coordinador coordina la operación del sistema utilizando dichos límites como referencia, con el objetivo de resguardar la integridad de las instalaciones [12, 13].

## 3.3. Inverter-Based Resources

Los Recursos Basados en Inversores (*Inverter-Based Resources*, IBR) corresponden a dispositivos que permiten la incorporación de energía eléctrica que se conectan al sistema de transmisión mediante interfaces de electrónica de potencia. Estos recursos están constituidos por una o más unidades de inversores capaces de inyectar potencia activa a la red, ya sea a partir de una fuente de energía primaria o de un sistema de almacenamiento de energía. Dentro de esta categoría se incluyen principalmente las centrales de generación renovable variable, como plantas solares fotovoltaicas y parques eólicos, así como los sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías [15].

Una modalidad de operación ampliamente utilizada en los IBR corresponde al modo seguidor de red (*Grid-Following*, GFL). En este esquema, el inversor regula la inyección de corriente activa y reactiva en el punto de conexión, sincronizándose con la fase y la frecuencia de la tensión impuesta por la red externa. En contraste, los IBR que operan en modo formador de red (*Grid-Forming*, GFM) controlan directamente la magnitud y la fase de la tensión en su punto de conexión, sin requerir una referencia externa para su sincronización. Este modo de operación permite que los inversores contribuyan activamente a la formación de la tensión del sistema, emulando en cierta medida el comportamiento dinámico de una máquina sincrónica [15].

La creciente incorporación de Recursos Basados en Inversores, en particular aquellos que operan en modo *Grid-Following* (GFL), ha transformado el comportamiento dinámico del sistema eléctrico al sustituir funciones tradicionalmente provistas por máquinas sincrónicas mediante esquemas de control sustentados en electrónica de potencia [15].

### 3.3.1. Fortaleza de red

La fortaleza de la red se define como la capacidad de un sistema eléctrico para sostener la magnitud y el ángulo de fase de la tensión en sus distintas barras, tanto en condiciones de régimen permanente como frente a perturbaciones transitorias. Esta característica resulta fundamental para garantizar la seguridad y la estabilidad operativa de los sistemas eléctricos [16].

Históricamente, la fortaleza de la red ha sido provista de manera inherente por las máquinas sincrónicas, en forma análoga al aporte de inercia sistémica. La rigidez de la magnitud de la tensión en una barra se encuentra directamente asociada al nivel de potencia de cortocircuito, el cual depende de la impedancia equivalente de la red vista desde ese punto. Desde la perspectiva angular, la fase de la tensión en una barra está acoplada a la posición electromecánica de los rotores de las máquinas sincrónicas eléctricamente próximas. Dado que la dinámica mecánica del rotor impide variaciones instantáneas en su posición, el ángulo de la tensión presenta una evolución naturalmente amortiguada, lo que otorga al sistema una referencia angular robusta frente a perturbaciones. En consecuencia, el retiro progresivo de unidades sincrónicas, particularmente aquellas asociadas a generación térmica convencional, conlleva una disminución de los niveles de potencia de cortocircuito y una reducción estructural de la fortaleza de la red [17].

En contraste, la generación basada en energías renovables variables conectada mediante inversores seguidores de red puede ver afectada su operación en condiciones de baja fortaleza de red. Esto se debe a que este tipo de tecnología requiere conectarse a una red con un nivel de potencia de cortocircuito suficientemente alto para asegurar una sincronización y un funcionamiento estables. Los inversores seguidores de red operan como fuentes de corriente controladas y dependen de que la red imponga la tensión terminal en el punto de conexión. Para sincronizarse con la red, estos inversores utilizan un lazo de seguimiento de fase, conocido como *phase-locked loop* (PLL), a partir del cual se genera la señal de referencia para su operación. En función de esta señal, el inversor ajusta la fase y la amplitud de la corriente inyectada de acuerdo con sus consignas de control, típicamente asociadas al control de potencia activa, potencia reactiva o tensión [17].

Tras la ocurrencia de una falla, el inversor debe resincronizarse rápidamente con la nueva condición de la tensión para mantener una operación estable. En escenarios de baja fortaleza de red, la fase de la tensión puede experimentar variaciones abruptas, incrementando significativamente la diferencia angular antes y después de la falla y dificultando el proceso de resincronización. Si este proceso resulta inadecuado, la inyección de corriente con una referencia errónea puede amplificar las distorsiones de tensión, afectando nuevamente al lazo de sincronización y generando un fenómeno de realimentación que puede derivar en inestabilidad del inversor y, eventualmente, en desconexiones en cascada de generación basada en inversores [17].

En consecuencia, la operación estable de instalaciones basadas en inversores depende de manera directa del nivel de fortaleza eléctrica disponible en su punto de conexión. En este contexto, resulta necesario disponer de métricas que permitan caracterizar y cuantificar de manera objetiva la fortaleza de la red en distintos puntos del sistema. Para ello, se emplean indicadores como la Relación de Cortocircuito y la Relación de Cortocircuito Equivalente [17].

#### 3.3.1.a. SCR y ESCR

El indicador más comúnmente utilizado para estimar la fortaleza de la red en una barra es la razón de cortocircuito, conocida como *Short Circuit Ratio* (SCR). Este indicador ha sido utilizado tradicionalmente para cuantificar la fortaleza de la red en el punto de conexión de instalaciones basadas en electrónica de potencia [17].

La relación de cortocircuito en un nodo i se define como el cociente entre la potencia subtransitorio de cortocircuito disponible en dicho nodo y la potencia asociada a la instalación basada en inversores conectada al mismo punto, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$SCR_i = \frac{Skss_i}{P_i} \tag{3.1}$$

donde $Skss_i$ corresponde a la potencia subtransitorio de cortocircuito, expresada en MVA, en el nodo i, y $P_i$ representa la potencia inyectada por los inversores conectados a dicho nodo. En definiciones más estrictas o conservadoras, $P_i$ se asocia a la potencia nominal, expresada en MVA, de la instalación basada en inversores conectada al nodo.

Esta definición no considera la presencia de otros inversores conectados en nodos eléctricamente cercanos al nodo i, condición esperable en escenarios de alta penetración de generación renovable variable. En dichas circunstancias, la potencia de cortocircuito $Skss_i$ no es utilizada de manera exclusiva por la instalación conectada al nodo i, sino que resulta compartida entre los inversores conectados en nodos eléctricamente cercanos.

Para incorporar este efecto, se utiliza la Razón de Cortocircuito Equivalente, conocida como *Equivalent Short-Circuit Ratio* (ESCR), definida como:

$$ESCR_i = \frac{Skss_i}{\left(P_i + \sum_j IF_{ij} \cdot P_j\right)} \tag{3.2}$$

donde $P_i$ corresponde a la potencia de la instalación basada en inversores conectada en el nodo i, mientras que $P_j$ corresponde a la potencia de las instalaciones basadas en inversores conectadas en nodos j eléctricamente cercanos al nodo i. Por su parte $IF_{ij}$ representa el factor de interacción entre los nodos i y j, definido como:

$$IF_{ij} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i} \tag{3.3}$$

siendo $\Delta U_j$ el cambio de tensión en el nodo j ante un pequeño cambio de tensión $\Delta U_i$ aplicado en el nodo i. Este factor permite ponderar la interacción eléctrica entre nodos, de modo que la potencia de cortocircuito disponible en el nodo i se distribuye entre las instalaciones conectadas en el área eléctrica considerada.

Respecto de la potencia de cortocircuito $Skss_i$ utilizada en la definición de los indicadores SCR y ESCR, esta corresponde, en la práctica habitual, a la potencia asociada a la máxima corriente de cortocircuito que puede circular ante una falla en el nodo analizado, siendo común el uso del nivel de cortocircuito trifásico. Asimismo, en la determinación de los requerimientos de fortaleza de la red, se debe tener especial cuidado de no incluir la contribución a la corriente de falla de la generación basada en inversores seguidores de red. En consecuencia, la potencia de cortocircuito considerada se asocia fundamentalmente al aporte de las máquinas sincrónicas, con exclusión de la generación ERV basada en inversores GFL [17].

La Figura 3.3 ilustra la relación entre el nivel de SCR en el punto de conexión (POI) y el rango de fortaleza de la red asociado a la operación de una instalación basada en inversores [17].

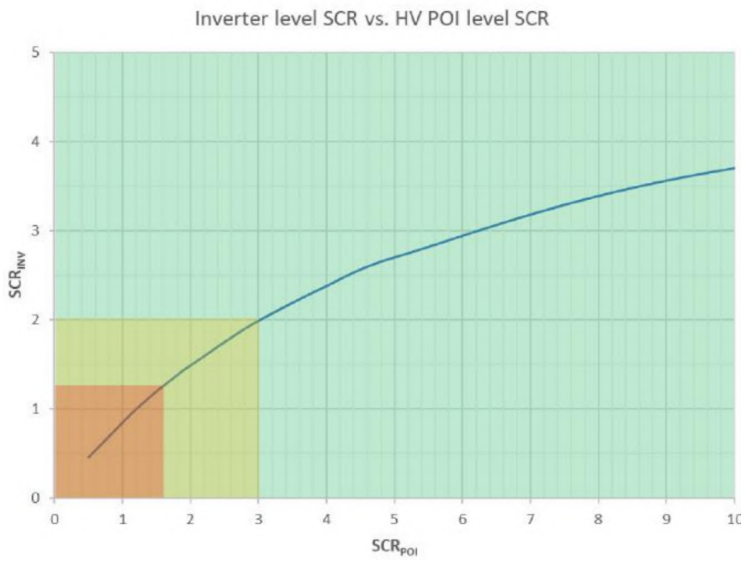



**Figura 3.3.** *Impacto del rango de fortaleza de la red de la conexión de una instalación IBR. [Fuente: [17].]*

- Zona verde ($SCR_{POI} > 3$): La fortaleza de la red es suficientemente alta para permitir una operación estable del inversor, incluso utilizando parámetros de control estándar. En este rango, la interacción con otros inversores del sistema puede considerarse despreciable, por lo que el ajuste del control del inversor puede realizarse de manera individual [17].
- Zona amarilla ($1{,}5 \leq SCR_{POI} \leq 3$): Existe un mayor riesgo de interacción con otros inversores conectados al sistema. En este escenario, el ajuste de los parámetros de control del inversor debe realizarse de forma coordinada con los inversores eléctricamente cercanos, con el objetivo de asegurar una respuesta conjunta estable [17].
- Zona naranja ($SCR_{POI} < 1{,}5$): El ajuste específico de los parámetros de control del inversor puede no ser suficiente para garantizar una respuesta dinámica estable. En este caso, resulta necesario considerar la incorporación de equipamiento adicional para fortalecer la red y asegurar una operación adecuada [17].

### 3.3.2. Criterios de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS)

Con el fin de contextualizar las exigencias técnicas aplicables a las instalaciones basadas en convertidores dentro del Sistema Eléctrico Nacional, resulta pertinente considerar lo establecido en el *Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores que se Conecten al Sistema Eléctrico Nacional*, complementario a la *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. Este instrumento normativo establece, entre otros aspectos, los requerimientos mínimos que deben cumplir dichas instalaciones, con el propósito de resguardar los objetivos de seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico en Estado Normal de operación [18].

#### 3.3.2.a. Requisitos para la interconexión al SI

Se establece en el Artículo 4-8 de la NTSyCS que las instalaciones basadas en inversores que operen en modo seguidor de red deberán verificar que la relación de cortocircuito en la barra o Punto de Conexión al Sistema Interconectado sea mayor o igual a 3 (SCR $\geq$ 3). Asimismo, se exige que la relación de cortocircuito equivalente sea mayor o igual a 1,5 (ESCR $\geq$ 1,5), considerando para su cálculo los valores vigentes a la fecha de obtención de la declaración en construcción [18].

#### 3.3.2.b. Requisito de permanencia ante perturbaciones

El Artículo 4-1 de la NTSyCS establece que las instalaciones basadas en inversores que operen en modo seguidor de red deberán mantenerse conectadas al Sistema Interconectado ante perturbaciones eléctricas. Este requisito tiene por finalidad evitar desconexiones no coordinadas que puedan agravar condiciones de inestabilidad [18].

En el caso de sobretensiones comprendidas entre 1,1 p.u. y 1,2 p.u., la instalación deberá mantener operación continua por un período mínimo de 1 segundo. En el caso de caídas de tensión, la IBR GFL deberá permanecer conectada siempre que la tensión fase-tierra, medida en el lado de mayor tensión del Punto de Conexión, se mantenga dentro de la zona de no desconexión definida mediante la correspondiente envolvente tensión-tiempo, y que las fases no afectadas no excedan sus límites máximos de servicio [18].

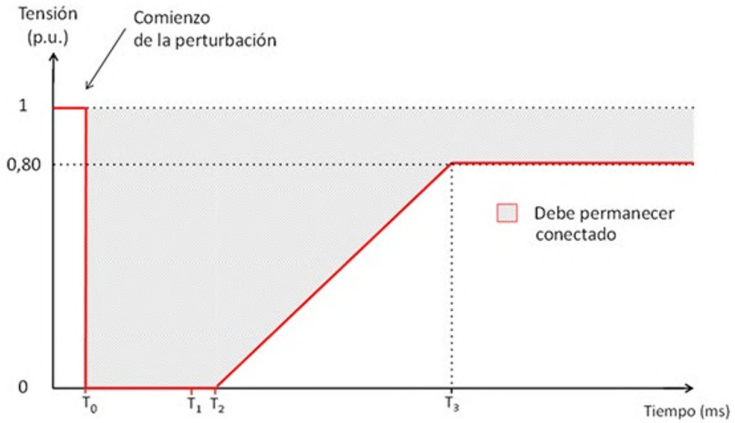



**Figura 3.4.** *Zona de no desconexión para una IBR GFL. [Fuente: [18].]*

La Figura 3.4 correspondiente define la zona de permanencia mediante una envolvente tensión-tiempo caracterizada por los siguientes parámetros:

- $T_0 = 0$ ms: instante de inicio de la falla.
- $T_1$: tiempo máximo de despeje de la falla, conforme al nivel de tensión del Punto de Conexión.
- $T_2 = T_1 + 20$ ms.

- $T_3 = 1000$ ms.

Durante condiciones de falla, el sistema de control de la instalación deberá contar con la capacidad de conmutar entre modos de operación con prioridad de corriente activa y con prioridad de corriente reactiva, según lo requiera la condición del sistema, asegurando una respuesta adecuada ante perturbaciones. Asimismo, la instalación deberá mantener una operación estable frente a variaciones del ángulo de fase de hasta 25° en la componente de secuencia positiva de la tensión en el Punto de Conexión. Del mismo modo, deberá tolerar desviaciones angulares en fases individuales, siempre que la variación del ángulo de la componente de secuencia positiva no supere dicho umbral [18].

#### 3.3.2.c. Control de tensión y respuesta ante fallas

De acuerdo con el Artículo 4-3 de la NTSyCS, las instalaciones basadas en inversores que operen en modo seguidor de red deberán disponer de un controlador de tensión capaz de distinguir entre condiciones de operación normal y condiciones de operación ante fallas. La transición entre ambos estados deberá activarse automáticamente cuando la tensión en el Punto de Conexión supere el umbral de operación normal configurado [18].

En estado de operación normal, el controlador de tensión deberá estar diseñado para operar en cualquiera de los siguientes modos de control, los cuales son mutuamente excluyentes, y deberá permitir la conmutación entre dichos modos [18].

1. Regulación de tensión o regulación de tensión con estatismo permanente.
2. Regulación del factor de potencia a consigna.
3. Regulación de potencia reactiva en base a un valor de consigna.

Los principales parámetros de desempeño y exigencias técnicas aplicables al controlador de tensión, tanto en condición de operación normal como ante fallas, se presentan de manera resumida en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2
Requisitos técnicos del Controlador de Tensión en IBR GFL. [Fuente: [18].]

| **Condición** | **Parámetro** | **Valor exigido** |
|---|---|---|
| **Operación normal** | Tiempo de reacción | $< 200$ ms |
| | Tiempo de crecimiento | $< 1$ s |
| | Tiempo de establecimiento | $< 5$ s |
| | Banda de establecimiento | $\pm 5\,\%$ |
| | Sobreoscilación máxima | $\leq 5\,\%$ |
| | Estatismo permanente | $2\,\% - 10\,\%$ |
| | Precisión en FP o Q | $\pm 5\,\%$ de $S_{nom}$ |
| **Activación ante falla** | Umbral de activación | $\pm 10\,\%$ de $\left(\frac{\Delta U}{U_{nom}}\right)$ |
| | Tiempo de activación | $< 30$ ms |
| **Operación ante fallas** | Tiempo de establecimiento | $< 80$ ms |
| | Banda de establecimiento | $\pm 10\,\%$ |
| | Prioridad de corriente | Reactiva |
| | Inyección reactiva adicional | $\frac{\Delta I_r}{I_{nom}} = 2 \cdot \left(\frac{\Delta U}{U_{nom}}\right)$ |
| | Corriente máxima | Hasta $100\,\%$ de $I_{nom}$ |
| **Recuperación post-falla** | Restablecimiento de potencia activa | $\pm 10\,\%$ en $\leq 1$ s |

#### 3.3.2.d. Cambio de prioridad de inyección de corriente ante fallas

De acuerdo con el Artículo 4-6, el Coordinador podrá instruir a una IBR GFL que, en condiciones de operación ante fallas y conforme al Artículo 4-5, priorice la inyección de corriente activa sobre la reactiva, o viceversa, según los resultados del Estudio de Análisis de Robustez del SEN vigente. Esta prioridad deberá implementarse mediante el ajuste de los parámetros del controlador y no como una acción durante la falla [18].

El Coordinador deberá comunicar esta instrucción a los Coordinados correspondientes, indicando las instalaciones involucradas, la fecha de inicio y las condiciones de aplicación. El Coordinado deberá cumplirla dentro del plazo definido por el Coordinador, el cual no podrá ser inferior a 30 días corridos [18].

#### 3.3.2.e. Controlador de Frecuencia / Potencia

Las instalaciones basadas en inversores GFL que operen conectadas al Sistema Interconectado deberán contar con un Controlador de Frecuencia/Potencia que cumpla con los requisitos establecidos en el Artículo 4-7 de la normativa vigente. Los principales parámetros y exigencias técnicas asociados a este controlador se presentan de forma resumida en la Tabla 3.3 [18].

Tabla 3.3
Requisitos técnicos del Controlador de Frecuencia/Potencia en IBR GFL. [Fuente: [18].]

| **Parámetro** | **Valor exigido** |
|---|---|
| Tiempo de reacción | $< 1$ s |
| Tiempo de crecimiento | $< 4$ s |
| Tiempo de establecimiento | $< 10$ s |
| Banda de establecimiento | $\pm 10\,\%$ |
| Estatismo permanente | $2\,\% - 5\,\%$ |
| Banda muerta | $\leq \pm 30$ mHz |
| Tasa de toma de carga | 0 a 20 % de $P_{nom}$ por minuto |

### 3.3.2.f. Capacidad de operación

El Artículo 3-9 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio establece que el diseño de las Unidades Generadoras Basadas en Convertidores deberá asegurar que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al Sistema de Transmisión, para tensiones dentro del rango de Estado Normal. Para ello, la normativa define una zona de operación en el plano potencia activa–potencia reactiva (P–Q), que establece los requerimientos mínimos de capacidad de intercambio de potencia reactiva en función del nivel de potencia activa de la instalación [19].

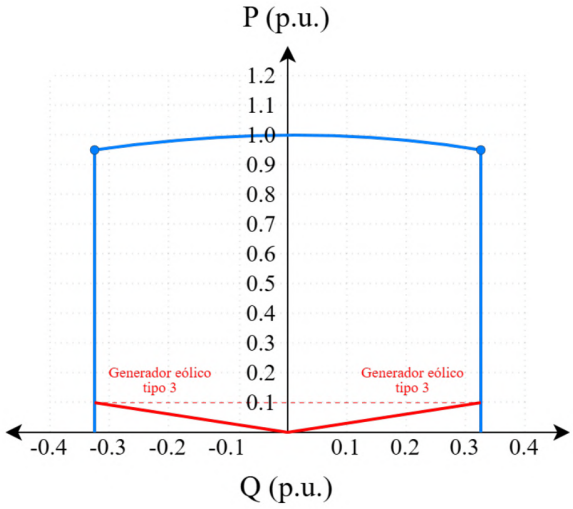



**Figura 3.5.** *Zona de operación P–Q para Unidades Generadoras Basadas en Convertidores. [Fuente: [19].]*

En la figura:

1. La curva azul representa el requerimiento general para las Unidades Generadoras Basadas en Convertidores.
2. La curva roja aplica exclusivamente a un generador eólico tipo 3, es decir, parcialmente acoplados al sistema eléctrico mediante convertidores que requieren una inyección mínima de potencia activa para operar.

En el caso de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, así como de la componente de almacenamiento en una Central de Recursos de Capacidad de Almacenamiento (CRCA), se establece que estos deben cumplir un requerimiento equivalente de capacidad de operación en el plano P–Q, permitiendo la entrega y absorción de potencia reactiva en todo su rango operativo.

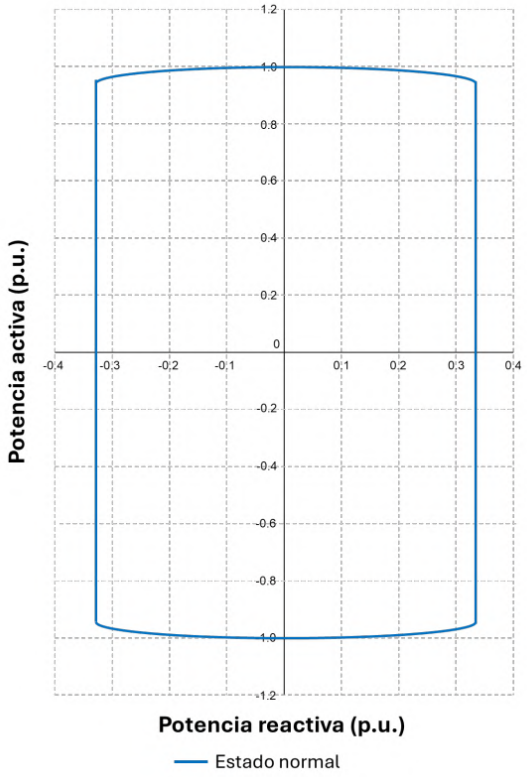



**Figura 3.6.** *Zona de operación P–Q para Sistemas de Almacenamiento de Energía. [Fuente: [19].]*

Desde la perspectiva del *Plan de Recuperación de Servicio*, los requerimientos de capacidad de operación establecidos para las Unidades Generadoras Basadas en Convertidores y los sistemas de almacenamiento garantizan la disponibilidad de soporte de potencia reactiva en un amplio rango operativo. Esto permite que dichas instalaciones contribuyan al control de tensión incluso en condiciones de baja inyección de potencia activa.

Esta capacidad adquiere especial relevancia durante las etapas iniciales de energización, cuando el sistema opera con niveles reducidos de demanda y presenta una mayor sensibilidad ante variaciones de tensión. En este contexto, la posibilidad de entregar o absorber potencia reactiva en el Punto de Conexión favorece el control de los perfiles de tensión en redes parcialmente energizadas, contribuyendo a la estabilidad del sistema y a la mitigación de sobretensiones o caídas de tensión durante el proceso de recuperación [19].

Si bien los rangos de tensión utilizados en la verificación corresponden al *Estado Normal* definido normativamente, las pruebas realizadas a los inversores evidencian que la instalación puede operar de manera estable en puntos próximos al *Estado de Emergencia*, manteniendo capacidad de control reactivo. No obstante, dicha condición debe entenderse como transitoria, dado que una permanencia prolongada en esos niveles podría implicar restricciones operativas propias del equipamiento y de las condiciones sistémicas vigentes [19].

## 3.4. Normativas y experiencias internacionales

### 3.4.1. *Ontario Power System Restoration Plan*

El *Ontario Power System Restoration Plan* es el plan oficial del *Independent Electricity System Operator* (IESO), organismo responsable de la operación del sistema eléctrico de Ontario, que establece el marco estratégico, los procedimientos y las obligaciones de los participantes del mercado para restaurar el sistema eléctrico tras un apagón parcial o total [20].

#### 3.4.1.a. Generación eólica y solar

Durante el proceso de restauración, el *IESO* establece lineamientos específicos para la participación de generación eólica y solar, considerando su comportamiento tanto en islas eléctricas como en etapas iniciales de recuperación del sistema [20]. En islas eléctricas:

- La capacidad de generación eólica y/o solar (MVA) no debe considerarse como parte de la capacidad de generación de la isla al determinar la cantidad de carga que puede incorporarse o si estas instalaciones pueden desconectarse de manera segura.
- Se debe desconectar la generación eólica y solar si sus variaciones de producción provocan desviaciones inaceptables de tensión o frecuencia.
- La desconexión simultánea de toda la generación eólica y solar puede provocar el colapso de la isla si su aporte excede el 5 % de la capacidad de generación de la isla.
- En caso de requerirse desconexión, esta debe realizarse en bloques. Se debe compensar con otra generación o mediante desconexión de carga para mantener la frecuencia.

En áreas completamente desenergizadas:

- Se debe asegurar que las instalaciones de generación eólica y solar estén desconectadas y permanezcan fuera de servicio hasta las etapas posteriores del proceso de restauración.

#### 3.4.1.b. Sistemas de almacenamiento de energía

Durante el proceso de restauración, el *IESO* establece lineamientos específicos para la operación de instalaciones de almacenamiento de energía, aplicables tanto a recursos conectados como despachables [20].

En islas eléctricas:

- La capacidad de generación del almacenamiento (MVA) no debe considerarse como parte de la capacidad de generación de la isla al determinar la cantidad de carga que puede incorporarse o si puede desconectarse de manera segura.
- Se debe desconectar cualquier instalación de almacenamiento si su operación, ya sea inyección o absorción, provoca desviaciones inaceptables de tensión o frecuencia.
- La desconexión simultánea de todas las instalaciones de almacenamiento que estén inyectando potencia puede provocar el colapso de la isla si su aporte excede el 5 % de la capacidad de generación de la isla.
- Si se requiere la desconexión de instalaciones de almacenamiento que estén inyectando potencia, esta debe realizarse en bloques. Se debe compensar con otra generación o mediante desconexión de carga para mantener la frecuencia.

En áreas completamente desenergizadas:

- Se debe asegurar que las instalaciones de almacenamiento estén desconectadas y permanezcan fuera de servicio hasta etapas posteriores del proceso de restauración.

### 3.4.2. *Distributed Restart*

El documento analizado corresponde a un estudio técnico desarrollado en el Reino Unido, en el marco del proyecto *Distributed ReStart*, iniciativa orientada a evaluar la viabilidad de utilizar Recursos Energéticos Distribuidos (DER, *Distributed Energy Resources*) para apoyar procesos de *Black Start* y restauración del sistema eléctrico. El informe examina los principales aspectos de ingeniería asociados a la participación de DER en escenarios de recuperación del servicio, así como las limitaciones técnicas que pueden afectar su desempeño en condiciones de red débil o baja inercia [21].

Entre los hallazgos principales, el estudio señala que las técnicas estándar de control de convertidores en modo *Grid-Following* pueden no mantener la estabilidad cuando la relación de cortocircuito (SCR) es baja, típicamente en rangos inferiores a 1.3–1.5. Esta condición afecta particularmente el desempeño del PLL, reduciendo su capacidad de seguimiento de tensión y limitando el flujo de potencia transferible. Asimismo, en redes débiles se intensifican las interacciones entre los lazos de control interno y externo del convertidor, lo que puede generar inestabilidad a mayores niveles de transferencia de potencia. El análisis indica que, ante determinados niveles de falla de red, la capacidad de conexión de DER puede verse restringida para asegurar condiciones estables de operación [21].

En cuanto a las medidas de mitigación, el informe plantea que el reajuste del controlador PLL para operación en redes débiles puede mejorar el desempeño dinámico, aunque con potencial impacto en el comportamiento general del convertidor. Desde una perspectiva sistémica, también se considera el aumento de la fortaleza de red mediante mayor contribución a la corriente de falla como una alternativa para incrementar el SCR efectivo [21].

Respecto de las consideraciones de inercia, el estudio destaca que, en sistemas con alta penetración de DER conectados mediante convertidores electrónicos de potencia, la reducción de la inercia del sistema constituye un factor relevante. Si bien tecnologías como las turbinas eólicas poseen masas rotacionales significativas, estas no aportan inercia física directa debido a su desacoplamiento eléctrico. No obstante, los esquemas de control pueden proporcionar una respuesta inercial sintética ajustando la referencia de potencia del convertidor en función de la frecuencia medida a través del PLL [21].

Finalmente, en relación con la dinámica interna de los DER, el documento concluye que, aunque pueden presentarse efectos sobre el desempeño y cierto incremento en el riesgo de fatiga de componentes bajo condiciones de *Black Start*, no se identifican limitaciones fundamentales que impidan la participación de los Recursos Energéticos Distribuidos en procesos de restauración distribuida del sistema eléctrico [21].

### 3.4.3. *System Restart Technical Advice*

En relación con los sistemas de almacenamiento en baterías con control *Grid Following*, el documento establece que pueden desempeñar un papel relevante como servicio de apoyo a la restauración (*Restoration Support Service*, SRAS), siempre que exista una referencia de tensión previamente establecida en el sistema [22].

El informe señala que, un BESS GFL puede aportar una carga estabilizadora de alta calidad y contribuir al control de tensión y frecuencia durante el proceso de restauración. Para ello, es indispensable mantener un nivel de carga adecuado que permita sostener el servicio durante un período predefinido, así como disponer de suficiente margen en el inversor, incluyendo la capacidad de operar en redes débiles, con el objetivo de proporcionar compensación de frecuencia y potencia reactiva [22].

Asimismo, se indica que el BESS debe contar con capacidad suficiente de corriente de falla para operar dentro de la envolvente técnica del sistema. En el marco de los servicios de apoyo a la restauración, el modo de sincronización requiere al menos control de frecuencia tipo *droop*. Además, el sistema debe tolerar la reconexión y el inicio de exportación de potencia en escenarios donde la tensión y la frecuencia presenten desviaciones significativas respecto de los valores nominales [22].

Finalmente, el documento enfatiza que los BESS disponen de almacenamiento energético finito y no pueden exportar energía de manera continua. En consecuencia, su participación en procesos de restauración exige mantener reservas específicas de energía, lo que implica consideraciones operativas y comerciales, particularmente debido a que dicha energía queda indisponible para otros usos mientras esté comprometida para el servicio de restauración [22].

### 3.4.4. *The Role of Inverter-Based Resources During System Restoration*

El informe *The Role of Inverter-Based Resources During System Restoration*, desarrollado por Aurecon, empresa de ingeniería y consultoría, para CSIRO, agencia nacional de investigación científica de Australia, analiza mediante simulaciones de transitorios electromagnéticos la participación de recursos basados en inversores durante la recuperación del sistema eléctrico. Entre los aspectos estudiados, se evalúa el efecto de la fortaleza de red sobre la estabilidad de instalaciones *Grid-Following*, considerando BESS, plantas solares y parques eólicos [23].

Para este análisis, el SCR de la red se reduce progresivamente desde 3 hasta 1, con el propósito de determinar el SCR crítico asociado a las instalaciones evaluadas. Asimismo, se analiza el efecto de emplear rangos de protección de tensión y frecuencia más permisivos. Los principales resultados se presentan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4
SCR crítico de instalaciones GFL según configuración de protección. [Fuente: [23].]

| **Instalación GFL** | **SCR crítico** | **SCR crítico con protección ampliada** |
|---|---|---|
| BESS | 2,9 | 1,6 |
| Planta solar | 2,8 | 1,6 |
| Parque eólico | $\leq 1^{*}$ | $\leq 1^{*}$ |

$^{*}$El parque eólico permaneció estable en todo el intervalo de SCR evaluado, por lo que su valor crítico podría ser inferior a 1.

Los resultados muestran que la ampliación de los rangos de protección permite al BESS y a la planta solar mantener una operación estable bajo condiciones de menor fortaleza de red, reduciendo sus valores de SCR crítico desde 2,9 y 2,8, respectivamente, hasta 1,6. No obstante, el informe advierte que estos resultados dependen de los modelos y ajustes de control considerados en el estudio, por lo que no deben interpretarse como características generales de cada tecnología [23].

En consecuencia, el estudio evidencia que la incorporación de recursos GFL durante la recuperación del sistema depende tanto de la fortaleza de red disponible como de la configuración de sus sistemas de control y protección.

# Capítulo 4

# Criterios técnicos para recursos basados en inversores en el PRS

El presente capítulo aborda la definición de requerimientos mínimos de desempeño y control aplicables a parques eólicos, centrales fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía en el marco del Plan de Recuperación de Servicio. A diferencia de la operación en *Estado Normal*, la recuperación del servicio se desarrolla bajo configuraciones de red parcialmente energizadas y en proceso de restauración progresiva, lo que impone exigencias específicas sobre el control de tensión, la estabilidad de frecuencia, la respuesta dinámica y la coordinación operativa de los recursos disponibles.

Durante las etapas iniciales del PRS, el sistema puede operar en áreas caracterizadas por bajos niveles de inercia, limitada fortaleza de red y menor capacidad de regulación frente a desbalances entre generación y demanda. Estas condiciones incrementan la sensibilidad de las variables eléctricas, por lo que la incorporación de nuevos recursos debe realizarse asegurando el cumplimiento de los márgenes operacionales establecidos para el *Estado de Emergencia*, resguardando la continuidad y seguridad del proceso.

El análisis previo permitió identificar los requerimientos establecidos en la normativa vigente, las principales características técnicas de los recursos basados en inversores y experiencias internacionales relevantes en procesos de restauración del sistema eléctrico. A partir de estos antecedentes, se reconoce la necesidad de complementar los criterios existentes mediante requisitos específicos para la incorporación segura, coordinada y técnicamente verificable de estas tecnologías en el proceso de recuperación del servicio.

## 4.1. Variabilidad de la generación renovable en el PRS

La incorporación de generación eólica y fotovoltaica al PRS requiere considerar que su potencia disponible depende directamente del recurso primario y de su evolución temporal. Por ello, su aporte no debe evaluarse únicamente a partir de la capacidad instalada, sino en función de la potencia efectivamente utilizable durante las distintas etapas del proceso de recuperación.

Desde una perspectiva operativa, la caracterización de la variabilidad renovable debe considerar el instante de ocurrencia del evento, la duración estimada de la restauración y el comportamiento esperado de cada tecnología. Para ello, el análisis debe apoyarse en perfiles horarios de generación y en los datos históricos disponibles, con el fin de estimar rangos conservadores de aporte renovable y establecer condiciones técnicas para su integración progresiva, segura y coordinada en el PRS.

### 4.1.1. Generación renovable disponible por área del PRS

En el marco del Plan de Recuperación de Servicio, se identifican los parques fotovoltaicos y eólicos asociados a las áreas y planes de energización definidos para el proceso de restauración. Estas instalaciones representan recursos potenciales para su incorporación durante el PRS, condicionada a su disponibilidad efectiva y a las condiciones operativas de cada área.

Para el presente análisis, se consideraron centrales ubicadas en las zonas Norte Grande, Norte Chico y Sur del Sistema Eléctrico Nacional, debido a su presencia en las áreas de energización definidas en el PRS. Esta delimitación permite concentrar la evaluación en instalaciones renovables con participación directa en los planes de recuperación analizados.

La caracterización se realizó a partir de información de generación real horaria del año 2025, obtenida desde la plataforma pública del Coordinador Eléctrico Nacional [24]. La selección se limitó a centrales conectadas al sistema de transmisión y sin sistemas de almacenamiento de energía asociados, con el fin de representar el comportamiento propio de la fuente primaria, sin efectos atribuibles a la gestión energética mediante almacenamiento.

La Tabla 4.1 identifica las centrales renovables consideradas en cada zona, área y plan de recuperación del PRS, distinguiendo entre parques fotovoltaicos y parques eólicos. La disponibilidad efectiva de estos recursos se evalúa posteriormente mediante perfiles horarios de generación y percentiles representativos.

Tabla 4.1: Centrales renovables identificadas por zona, área y plan de recuperación del PRS. [Fuente: Elaboración propia].

| **Zona** | **Área** | **Plan** | **ERV** | **Centrales** |
|---|---|---|---|---|
| Norte Grande | Arica | A | PFV | El Águila, Willka |
| Norte Grande | Arica | B | PFV | El Águila, Willka, Pampa Camarones |
| Norte Grande | Iquique | – | PFV | Granja Solar, Atacama Solar II, Pampa Camarones |
| Norte Grande | Tarapacá | B | PFV | Granja Solar, Atacama Solar II, Huatacondo |
| Norte Grande | Tarapacá | C | PFV | Granja Solar, Atacama Solar II, Huatacondo |
| Norte Grande | Centro | A | PFV | Granja Solar, Atacama Solar II, Huatacondo, Santa Isabel, Taira, Sol del Desierto, Nuevo Quillagua, María Elena, Finis Terrae, Elena, Cerro Dominador, Azabache, Usya, San Pedro, CEME 1, Valle del Sol, Jama |
| Norte Grande | Centro | B/C | PFV | Huatacondo, Santa Isabel, Taira, Sol del Desierto, Nuevo Quillagua, María Elena, Azabache, Usya, San Pedro, Finis Terrae, Elena |
| Norte Grande | Capricornio | – | PFV | Capricornio, Bolero |
| Norte Grande | O'Higgins | – | PFV | Pampa Tigre, Finis Terrae, CEME 1, Valle del Sol, Domeyko |
| Norte Grande | Cordillera | – | PFV | Sol de Lila, Bolero |
| Norte Chico | Diego de Almagro | – | PFV | Pampa Solar Norte, Conejo Solar, Diego de Almagro, Javiera, Chañares, Salvador |
| Norte Chico | Cardones | – | PFV / PE | **PFV:** Llano de Llampos, Los Loros; **PE:** Cabo Leones I, II y III |
| Norte Chico | Pan de Azúcar | – | PFV / PE | **PFV:** El Romero, La Huella, Doña Carmen, El Pelícano; **PE:** El Arrayán, Monte Redondo, Totoral, Punta Sierra, Atacama, Los Cururos, Talinay Oriente, Talinay Poniente |

| Zona | Área | Plan | ERV | Centrales |
|---|---|---|---|---|
| Zona Sur | Araucanía | – | PE | Tolpán Sur, Los Olmos, San Gabriel, Malleco Norte, Malleco Sur, Campo Lindo, San Matías, La Cabaña, Renaico I, Renaico II, Lomas de Duqueco, Puelche Sur, Aurora |
| Zona Sur | Canutillar | – | PE | San Pedro, San Pedro II |

## 4.2. Perfiles de generación ERV

A partir de la información de generación real horaria del año 2025, se construyeron perfiles diarios promedios para parques fotovoltaicos y eólicos. Estos perfiles permiten caracterizar la evolución horaria de la potencia inyectada y evaluar la disponibilidad de estos recursos dentro del horizonte temporal del Plan de Recuperación de Servicio.

### 4.2.1. Parques fotovoltaicos

Para la generación fotovoltaica, se analizaron centrales ubicadas en las zonas Norte Grande y Norte Chico, utilizando registros horarios de producción durante el año 2025. A partir de estos datos, se estimaron perfiles diarios promedio, distribuciones horarias de generación y valores conservadores mediante el percentil 10 de generación por central, posteriormente agregados por zona.

#### 4.2.1.a. Zona Norte Grande

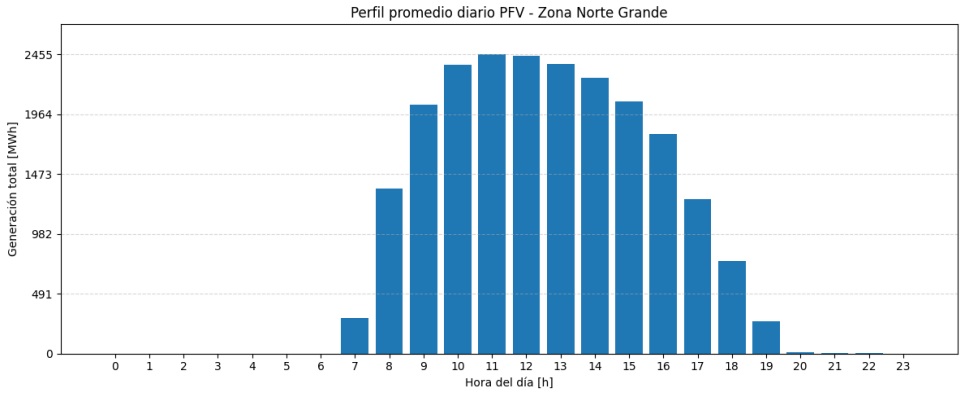



**Figura 4.1.** *Perfil promedio diario de generación fotovoltaica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia].*

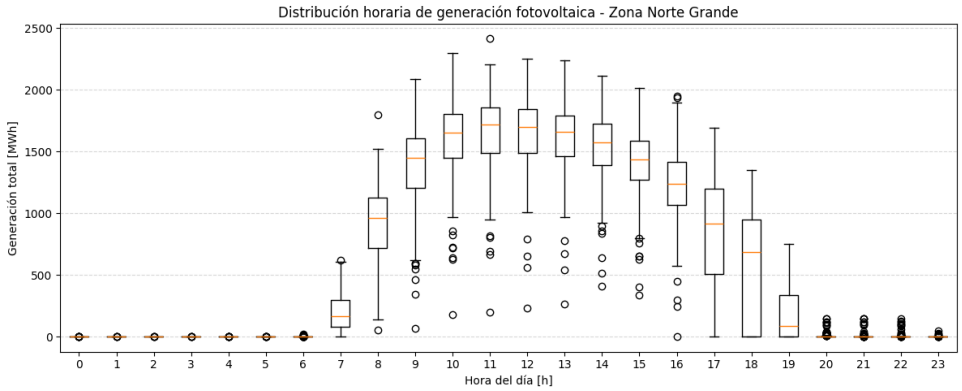



**Figura 4.2.** *Distribución horaria de generación fotovoltaica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia].*

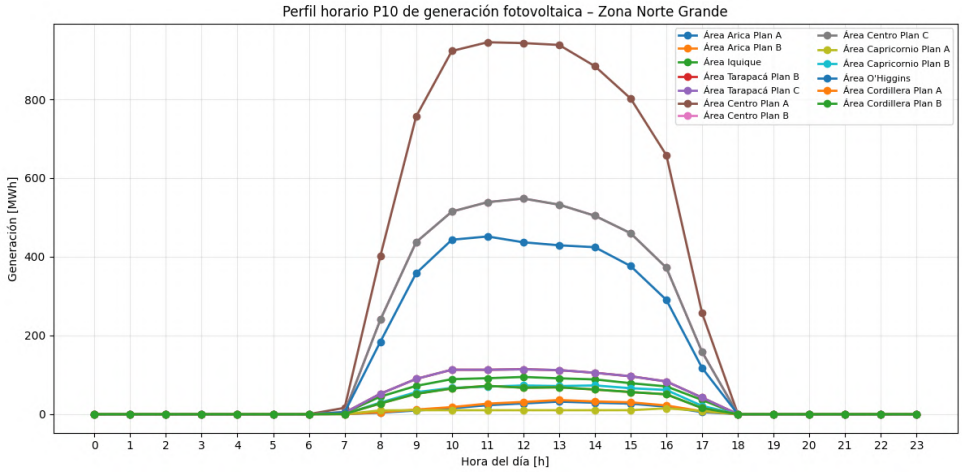



**Figura 4.3.** *Perfil horario P10 de generación fotovoltaica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia].*

#### 4.2.1.b. Zona Norte Chico

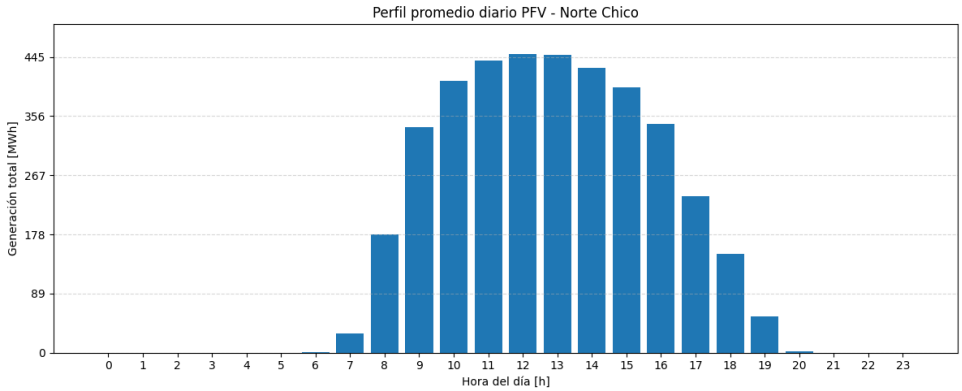



**Figura 4.4.** *Perfil promedio diario de generación fotovoltaica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia].*

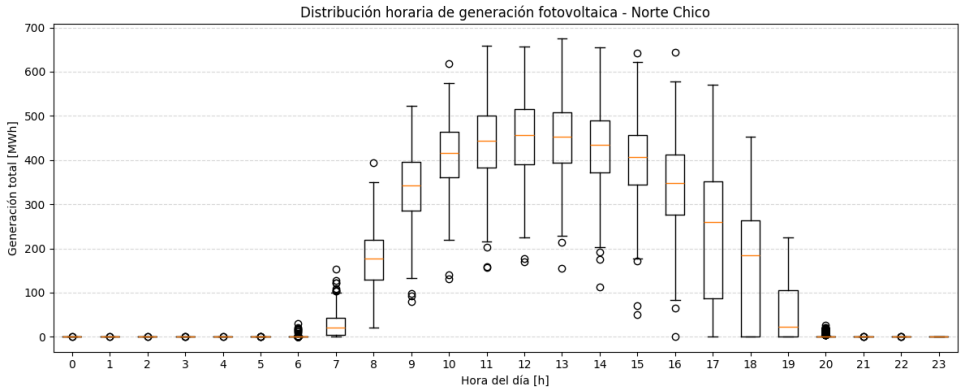



**Figura 4.5.** *Distribución horaria de generación fotovoltaica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia].*

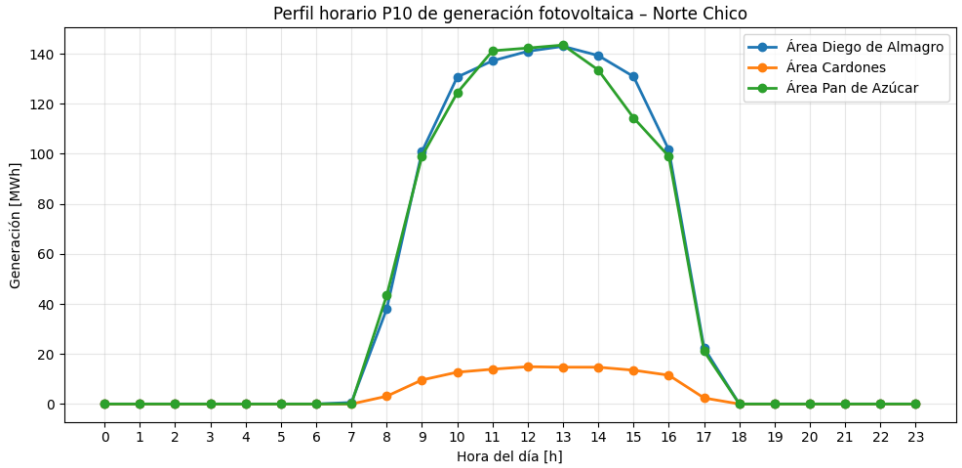



**Figura 4.6.** *Perfil horario P10 de generación fotovoltaica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia].*

La comparación entre los perfiles promedio, los diagramas de caja y los perfiles conservadores permite distinguir la generación esperada, la dispersión horaria y el aporte conservador técnicamente utilizable. En ambas zonas, la producción fotovoltaica se concentra durante las horas solares, con máximos cercanos al mediodía y reducciones relevantes en los bloques de transición de mañana y tarde. Esta condición restringe su participación a ventanas horarias acotadas, por lo que su utilización debe evaluarse en función de la hora de ocurrencia del evento y de la secuencia de energización definida para cada zona.

Operacionalmente, los perfiles conservadores reducen el riesgo de sobreestimar la potencia fotovoltaica disponible. En particular, el percentil 10 entrega una referencia prudente de baja generación, sin adoptar el mínimo absoluto de la serie analizada. Bajo este criterio, la generación fotovoltaica puede constituir un recurso de apoyo durante etapas diurnas de la recuperación del servicio, siempre que su incorporación considere verificación horaria previa, márgenes operacionales suficientes y coordinación con otros medios de generación o almacenamiento.

### 4.2.2. Parques Eólicos

Para la generación eólica, se analizaron centrales ubicadas en las zonas Norte Grande, Norte Chico y Sur, utilizando registros horarios de producción correspondientes al año 2025. A partir de estos datos, se estimaron perfiles diarios promedio, distribuciones horarias de generación y valores conservadores mediante el percentil 10 por central, posteriormente agregados a nivel zonal.

#### 4.2.2.a. Zona Norte Grande

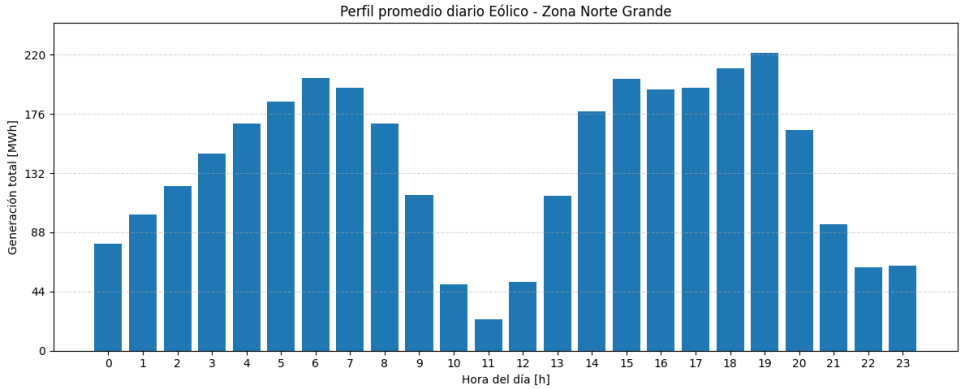



**Figura 4.7.** *Perfil promedio diario de generación eólica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia].*

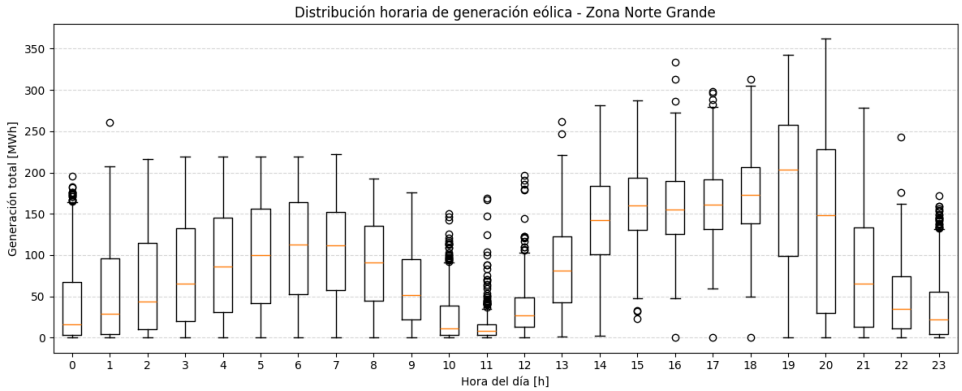



**Figura 4.8.** *Distribución horaria de generación eólica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia].*

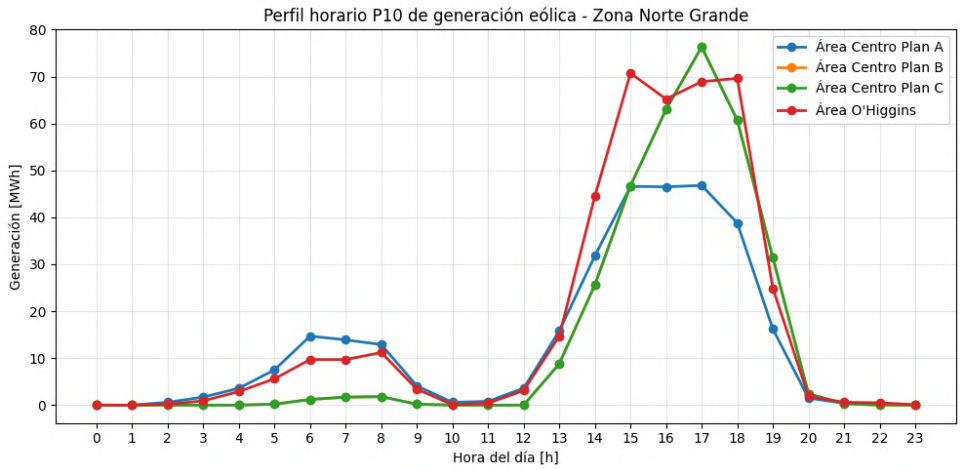



**Figura 4.9.** *Perfil horario P10 de generación eólica para la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia].*

### 4.2.2.b. Zona Norte Chico

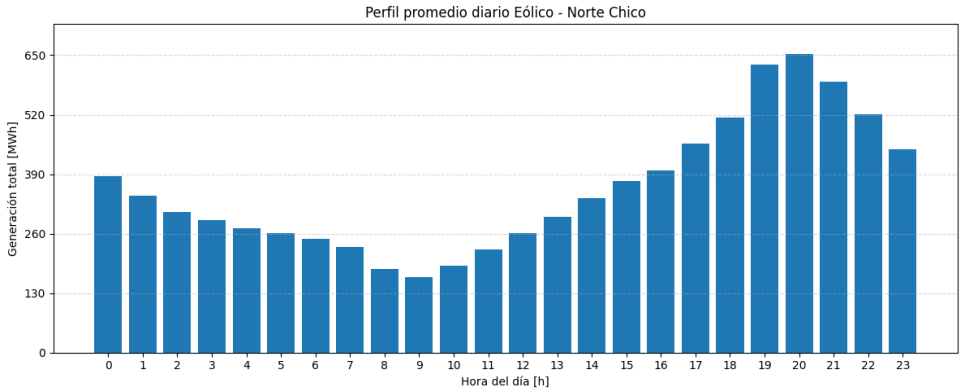



**Figura 4.10.** *Perfil promedio diario de generación eólica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia].*

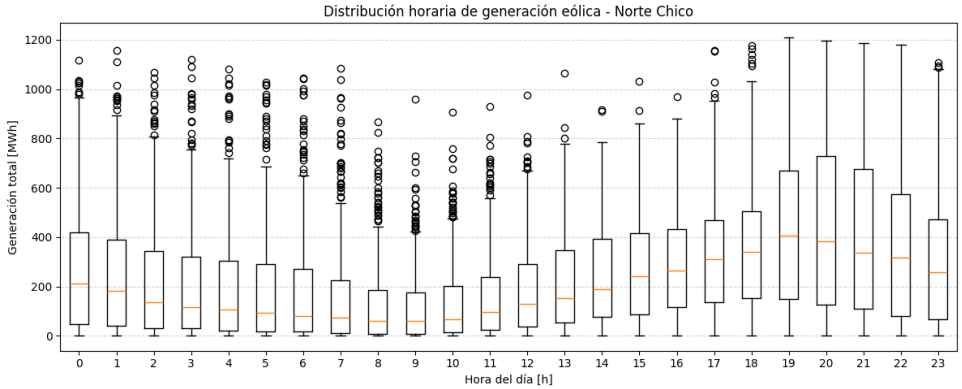



**Figura 4.11.** *Distribución horaria de generación eólica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia].*

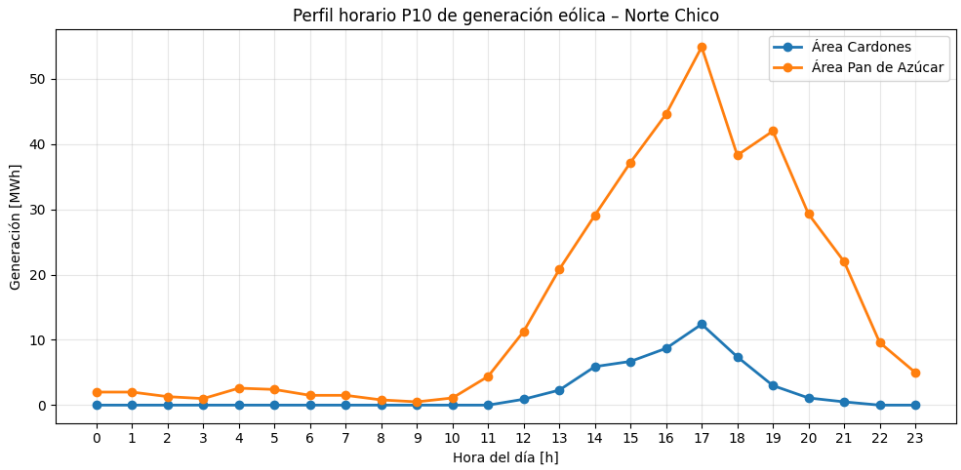



**Figura 4.12.** *Perfil horario P10 de generación eólica para la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia].*

#### 4.2.2.c. Zona Sur

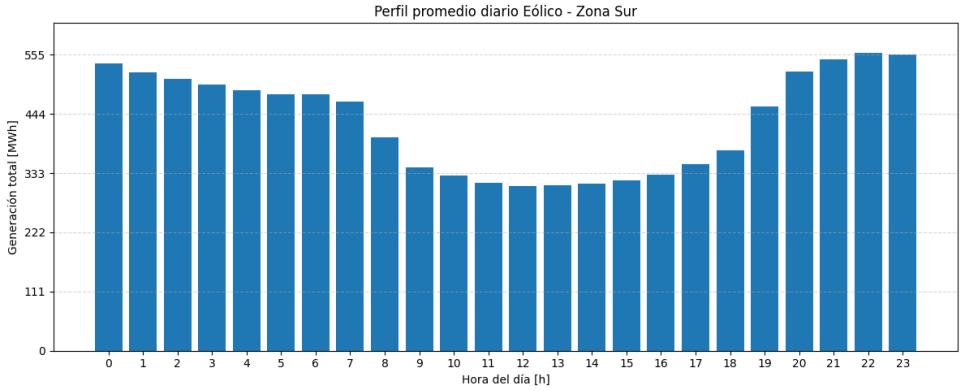



**Figura 4.13.** *Perfil promedio diario de generación eólica para la Zona Sur. [Fuente: Elaboración propia].*

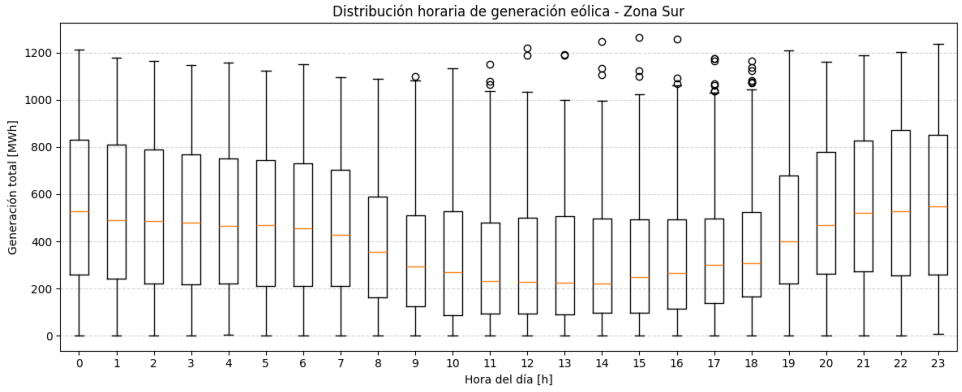



**Figura 4.14.** *Distribución horaria de generación eólica para la Zona Sur. [Fuente: Elaboración propia].*

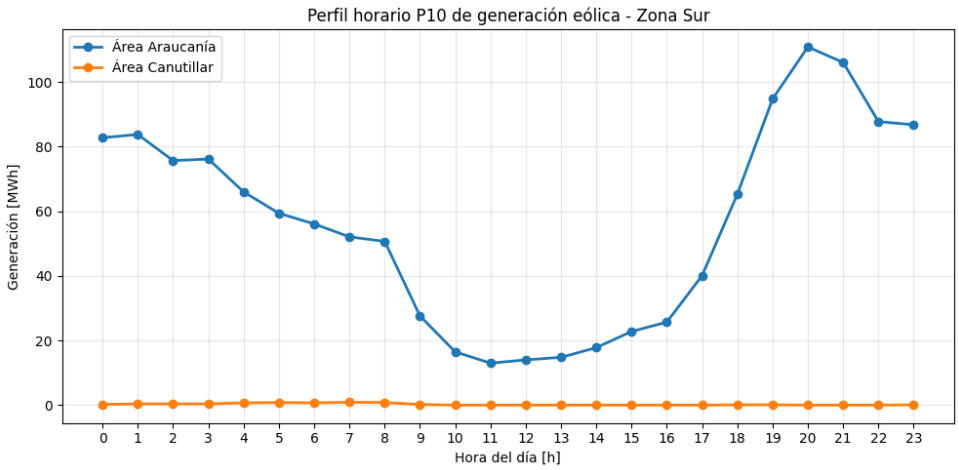



**Figura 4.15.** *Perfil horario P10 de generación eólica para la Zona Sur. [Fuente: Elaboración propia].*

La comparación entre los perfiles promedio, los diagramas de caja y los perfiles conservadores permite identificar diferencias relevantes en el comportamiento horario de la generación eólica entre zonas. A diferencia de la generación fotovoltaica, cuya disponibilidad se restringe principalmente a las horas solares, el recurso eólico puede aportar potencia en distintos bloques del día, incluidos períodos nocturnos. Esta condición amplía su potencial de apoyo operativo durante la recuperación del servicio, especialmente en etapas que no coinciden con disponibilidad fotovoltaica.

La dispersión horaria evidenciada en los diagramas de caja impide asumir una contribución continua o garantizada únicamente a partir de los perfiles promedio. En este sentido, el uso del percentil 10 permite incorporar una referencia conservadora de baja generación, reduciendo el riesgo de sobreestimar la potencia eólica efectivamente disponible durante las etapas de energización y toma progresiva de carga.

En consecuencia, la generación eólica puede constituir un recurso relevante para apoyar la recuperación del servicio, siempre que su incorporación sea evaluada según la zona, la disponibilidad horaria esperada y la variabilidad histórica del recurso. Su utilización deberá estar respaldada por una verificación operativa previa, márgenes suficientes frente a desviaciones de generación y coordinación con otros medios de generación o almacenamiento.

## 4.3. Disponibilidad de generación renovable según el horizonte temporal del PRS

El análisis de disponibilidad de generación renovable durante el PRS se fundamenta en la relación entre los perfiles horarios de producción y los tiempos estimados de recuperación definidos para cada área. Este enfoque permite evaluar si los recursos fotovoltaicos y eólicos presentan disponibilidad dentro del horizonte temporal requerido por el proceso de restauración, considerando las diferencias propias de cada tecnología.

### 4.3.1. Duración del PRS

La duración estimada del Plan de Recuperación de Servicio constituye un parámetro relevante para evaluar la disponibilidad de generación renovable, ya que define el intervalo durante el cual estos recursos podrían ser considerados dentro del proceso de restauración. En este sentido, los tiempos de recuperación por área permiten contrastar la evolución horaria de la generación con el horizonte operativo asociado a cada área.

En este trabajo, los tiempos considerados corresponden a estimaciones propias elaboradas únicamente con fines de análisis, a partir de la secuencia general de energización considerada para cada área y de supuestos operativos simplificados. Por lo tanto, no deben interpretarse como tiempos oficiales del Coordinador Eléctrico Nacional ni como valores representativos de la ejecución real del Plan de Recuperación de Servicio.

La Tabla 4.2 presenta los rangos estimados de recuperación por área utilizados como referencia para evaluar la disponibilidad fotovoltaica y eólica frente al horizonte temporal considerado.

Tabla 4.2
Rangos estimados de recuperación por área del PRS. [Fuente: Elaboración propia].

| **Área** | **Tiempo estimado [min]** |
|---|---|
| Arica | $< 60$ |
| Iquique | 60–120 |
| Tarapacá | $< 60$ |
| Centro | $> 120$ |
| Capricornio | 60–120 |
| Cordillera | 60–120 |
| O'Higgins | 60–120 |
| Diego de Almagro | 60–120 |
| Cardones | $> 120$ |
| Pan de Azúcar | $> 120$ |
| Araucanía | $> 120$ |
| Interconexión | $> 120$ |

### 4.3.2. Disponibilidad de generación frente horizonte PRS

La disponibilidad de generación renovable frente al horizonte temporal del PRS se evalúa considerando la hora de inicio del evento, la duración estimada del proceso de recuperación y un nivel conservador de generación. Para ello, se utilizaron los registros horarios de generación real correspondientes al año 2025 y los valores de percentil 10 previamente determinados para cada área y hora del día. Este indicador se adopta como referencia conservadora, con el propósito de evitar que la disponibilidad del recurso se establezca únicamente a partir de la presencia puntual de generación o de valores promedio.

Posteriormente, para cada posible hora de inicio del evento, se verificó si la generación real se mantuvo igual o superior al P10 correspondiente durante todo el horizonte de recuperación asignado al área. Los rangos definidos en la Tabla 4.2 se representaron mediante horizontes de una, dos y tres horas para las categorías menor a 60 minutos, entre 60 y 120 minutos y mayor a 120 minutos, respectivamente. De esta forma, la probabilidad de disponibilidad corresponde al porcentaje de registros históricos que cumplen esta condición durante la totalidad del intervalo evaluado, incorporando tanto un nivel conservador de generación como la continuidad temporal requerida durante el proceso de recuperación.

#### 4.3.2.a. Disponibilidad de generación fotovoltaica frente al horizonte PRS

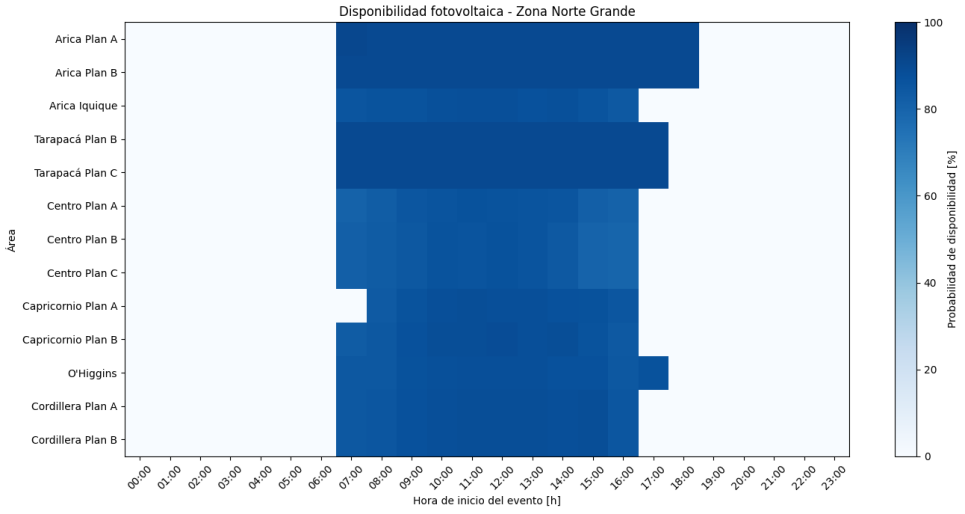



**Figura 4.16.** *Disponibilidad fotovoltaica horaria en la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia].*

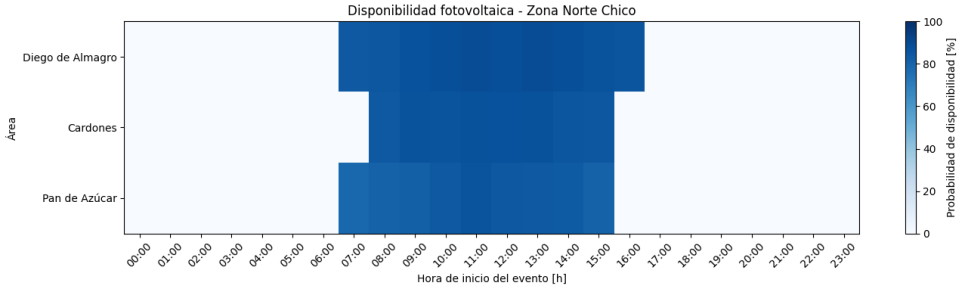



**Figura 4.17.** *Disponibilidad fotovoltaica horaria en la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia].*

### 4.3.2.b. Disponibilidad de generación eólica frente al horizonte PRS

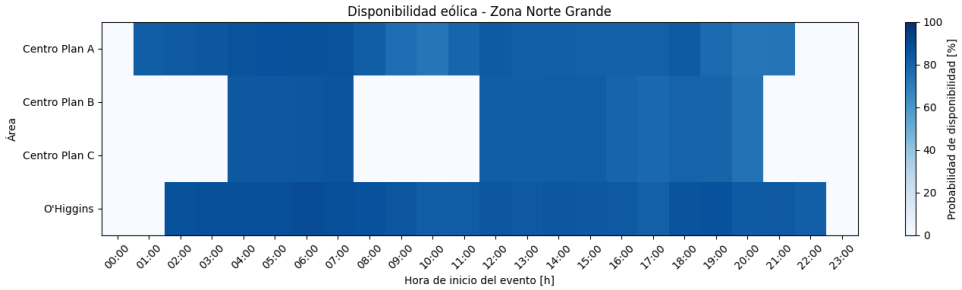



**Figura 4.18.** *Disponibilidad eólica horaria en la Zona Norte Grande. [Fuente: Elaboración propia].*

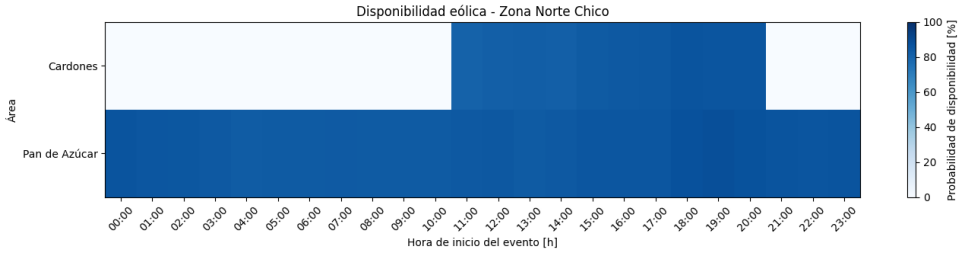



**Figura 4.19.** *Disponibilidad eólica horaria en la Zona Norte Chico. [Fuente: Elaboración propia].*




**Figura 4.20.** *Disponibilidad eólica horaria en la Zona Sur. [Fuente: Elaboración propia].*

La evaluación realizada permite identificar las ventanas temporales en las que la generación renovable puede mantenerse por sobre el nivel conservador definido durante el horizonte requerido por el PRS. Estos resultados no constituyen una condición suficiente para su incorporación directa al proceso de recuperación, sino un antecedente para identificar los intervalos en los que su aporte puede considerarse técnicamente utilizable. Su incorporación efectiva deberá evaluarse posteriormente de acuerdo con las condiciones técnicas y operativas presentes durante el proceso de recuperación.

## 4.4. Criterios técnico-operativos para el PRS

La definición de requerimientos mínimos de desempeño y control para parques fotovoltaicos, parques eólicos y sistemas de almacenamiento de energía permite definir condiciones técnico-operativas para su incorporación segura en el Plan de Recuperación de Servicio. Estos requerimientos consideran escenarios de operación en islas eléctricas, redes parcialmente energizadas y etapas de expansión progresiva del sistema, donde resulta necesario asegurar niveles adecuados de disponibilidad, fortaleza de red, control de tensión y frecuencia, respuesta dinámica y continuidad operativa ante perturbaciones.

### 4.4.1. Verificación de disponibilidad temporal

La incorporación de parques fotovoltaicos, parques eólicos y sistemas de almacenamiento de energía al PRS deberá condicionarse a la verificación de las siguientes condiciones técnicas de disponibilidad durante el horizonte de recuperación del área correspondiente:

1. **Disponibilidad al inicio de la recuperación:** el recurso deberá encontrarse disponible desde la hora de inicio considerada para la secuencia de recuperación.
2. **Continuidad durante la secuencia:** el recurso deberá mantener capacidad de operación durante todo el intervalo requerido por la secuencia de restauración.
3. **Disponibilidad utilizable:** el recurso deberá contar con disponibilidad técnica suficiente para aportar al PRS durante el periodo evaluado, considerando sus límites de potencia, energía disponible y condiciones operativas del sistema.

El cumplimiento de estas condiciones constituirá un requisito previo para evaluar la incorporación operativa del recurso en el proceso de recuperación del servicio.

### 4.4.2. Condiciones de incorporación para generación fotovoltaica

La incorporación de generación fotovoltaica al PRS deberá evaluarse considerando la disponibilidad horaria del recurso solar, la potencia activa efectivamente utilizable y las condiciones de conexión del parque dentro de la secuencia de recuperación del área correspondiente.

#### 4.4.2.a. Disponibilidad horaria del recurso solar

Para efectos del PRS, la disponibilidad fotovoltaica deberá clasificarse según los siguientes bloques horarios:

1. **Bloque nocturno: 21:00–05:00**
   La generación fotovoltaica no deberá considerarse como aporte de potencia activa para el balance generación-demanda del PRS.

2. **Bloques de transición: 05:00–09:00 y 17:00–21:00**
   La generación fotovoltaica no deberá considerarse como aporte comprometido de potencia activa para el PRS. Cualquier aporte disponible en estos intervalos podrá utilizarse solo como contribución complementaria no comprometida, debido a la variabilidad asociada al inicio y término del periodo solar.

3. **Bloque diurno: 09:00–17:00**
   La generación fotovoltaica podrá considerarse como recurso de apoyo para la recuperación del servicio, siempre que su disponibilidad sea verificada y resulte compatible con la secuencia de restauración y las condiciones operativas del área.

#### 4.4.2.b. Determinación de potencia activa fotovoltaica utilizable

La potencia activa fotovoltaica considerada para el PRS deberá determinarse mediante una estimación conservadora de disponibilidad horaria, coherente con el comportamiento histórico del recurso en el área evaluada. Para estos efectos, podrán utilizarse antecedentes técnicos disponibles del parque, tales como reportes operacionales, registros históricos de generación, pronósticos propios o indicadores estadísticos conservadores. En todos los casos, se deberá evitar el uso directo de la capacidad instalada del parque, de la generación máxima observada o del perfil promedio de generación como referencia principal de disponibilidad.

#### 4.4.2.c. Condición de conexión del recurso fotovoltaico

La generación fotovoltaica solo podrá incorporarse al PRS cuando el área de recuperación cuente con una referencia estable de tensión y frecuencia. Su conexión deberá realizarse después de la energización inicial del área, salvo que se valide explícitamente una capacidad de operación grid-forming del recurso.

### 4.4.3. Condiciones de incorporación para generación eólica

La incorporación de generación eólica al PRS deberá evaluarse considerando la disponibilidad horaria verificable del recurso, la potencia activa utilizable y su compatibilidad con la etapa de recuperación prevista para el área correspondiente.

#### 4.4.3.a. Disponibilidad horaria verificable del recurso eólico

El recurso eólico deberá contar con antecedentes que permitan verificar su disponibilidad durante cada bloque horario de la etapa de recuperación evaluada. Para ello, podrán utilizarse registros históricos, reportes operacionales, pronósticos propios o información técnica equivalente. En ausencia de antecedentes suficientes, la generación eólica no deberá considerarse como aporte comprometido de potencia activa para el PRS.

#### 4.4.3.b. Determinación de potencia activa eólica utilizable

La potencia activa eólica considerada para el PRS deberá corresponder a un valor conservador del aporte disponible durante el bloque horario evaluado. Para estos efectos, podrán utilizarse antecedentes técnicos del parque o indicadores estadísticos conservadores, evitando emplear directamente la capacidad instalada, la generación máxima observada o el perfil promedio de generación. La potencia considerada deberá ser compatible con el intervalo en que el recurso sea requerido por la secuencia de recuperación.

#### 4.4.3.c. Condición de conexión del recurso eólico

La generación eólica solo podrá incorporarse al PRS cuando el área de recuperación cuente con una referencia estable de tensión y frecuencia. Su conexión deberá realizarse después de la energización inicial del área, salvo que se valide explícitamente la capacidad de operación grid-forming del recurso.

### 4.4.4. Condiciones operativas para sistemas de almacenamiento de energía

La incorporación de sistemas de almacenamiento de energía al PRS deberá evaluarse considerando su estado de carga inicial, energía utilizable, potencia disponible, autonomía de operación y capacidad para sostener el servicio requerido durante el horizonte de recuperación del área correspondiente.

#### 4.4.4.a. Verificación de estado de carga operativo

El sistema de almacenamiento de energía deberá contar con un estado de carga inicial compatible con el rol operativo definido para la secuencia de restauración, asegurando la energía necesaria para sostener su participación durante el intervalo requerido. Para efectos de planificación, el sistema deberá mantenerse dentro de un rango seguro de estado de carga. Como referencia técnica, podrá considerarse un rango operativo entre 10 % y 90 % de SOC, evitando su programación en condiciones próximas a descarga profunda o carga completa.

#### 4.4.4.b. Determinación de energía utilizable y potencia comprometida

La energía disponible para el PRS deberá determinarse considerando la potencia comprometida, la duración esperada del servicio y los límites operativos del sistema de almacenamiento. El recurso solo deberá incorporarse si su energía utilizable permite sostener la potencia requerida durante todo el intervalo definido para su participación en la secuencia de restauración.

#### 4.4.4.c. Definición de autonomía mínima de respaldo

La autonomía mínima de respaldo del sistema de almacenamiento deberá definirse en función del horizonte estimado de recuperación del área. Esta autonomía corresponde al tiempo mínimo durante el cual el sistema debe sostener la potencia comprometida durante

la etapa de recuperación correspondiente, sin alcanzar el límite inferior de estado de carga definido para operación segura. Los rangos propuestos se presentan en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3
Autonomía mínima de respaldo para sistemas de almacenamiento de energía. [Fuente: Elaboración propia].

| **Horizonte estimado de recuperación del área** | **Autonomía mínima de respaldo** |
|---|---|
| Menor a 60 min | $\geq$ 2 h |
| Entre 60 y 120 min | $\geq$ 3 h |
| Mayor a 120 min | $\geq$ 4 h |

#### 4.4.4.d. Margen operativo para control y contingencias

El sistema de almacenamiento de energía deberá mantener capacidad operativa no comprometida durante el intervalo en que participe en la secuencia de recuperación. Este margen deberá considerar potencia activa disponible, estado de carga suficiente y capacidad del convertidor para responder ante desviaciones de frecuencia, requerimientos de soporte de tensión, variaciones de carga o generación y contingencias operativas del área en restauración. Su magnitud deberá definirse en función de las condiciones del área, el rol asignado al recurso y los resultados de los estudios técnicos correspondientes, evitando programar el sistema al límite de su potencia disponible, energía utilizable o capacidad del convertidor.

#### 4.4.4.e. Operación como carga controlable para soporte de mínimos técnicos

El sistema de almacenamiento de energía deberá contar con la capacidad de operar como carga controlable cuando sea requerido por la secuencia de restauración, con el objetivo de apoyar el cumplimiento de mínimos técnicos de unidades con partida autónoma. Esta operación deberá realizarse solo cuando la disponibilidad energética del sistema y las condiciones eléctricas del área lo permitan.

### 4.4.5. Condiciones de operación en redes parcialmente energizadas

En redes parcialmente energizadas, la incorporación de instalaciones basadas en inversores deberá condicionarse a la existencia de una referencia estable de tensión y frecuencia, junto con una fortaleza de red suficiente en el punto de conexión. Esta condición deberá evaluarse considerando la configuración efectiva del área durante la etapa de recuperación correspondiente.

#### 4.4.5.a. Evaluación de fortaleza de red en el punto de conexión

Previo a la incorporación de una instalación basada en inversores en modo seguidor de red, deberá verificarse que la red parcialmente energizada presente condiciones compatibles con su operación estable. Para ello, deberán evaluarse indicadores de fortaleza de red, tales

como SCR y ESCR, en el punto de conexión del recurso, considerando la topología prevista, los recursos sincrónicos disponibles y los elementos de compensación conectados durante la etapa de recuperación correspondiente.

#### 4.4.5.b. Umbrales mínimos de fortaleza para IBR GFL

La incorporación de instalaciones basadas en inversores en modo seguidor de red al PRS deberá estar respaldada por estudios técnicos previos que verifiquen la fortaleza de red en el punto de conexión, considerando la configuración prevista para la etapa de recuperación correspondiente.

Para estos efectos, deberán cumplirse los siguientes umbrales técnicos:

1. SCR $\geq 3$.
2. ESCR $\geq 1{,}5$.

Estos indicadores deberán evaluarse para la condición efectiva de operación del área en recuperación, considerando la topología prevista, la disponibilidad de recursos síncronos, los elementos de compensación conectados y el nivel de potencia activa inyectado por el parque. Con base en esta evaluación, se deberá determinar la **potencia activa máxima admisible en cada etapa del PRS**, de modo que los valores de SCR o ESCR se mantengan por sobre los umbrales establecidos. Por lo tanto, el cálculo podrá efectuarse respecto de dicha potencia máxima y no necesariamente de la capacidad instalada total del parque, siempre que este límite quede claramente definido y verificado mediante los estudios técnicos correspondientes.

#### 4.4.5.c. Restricciones de operación en condiciones de red débil

Cuando no se cumplan los umbrales mínimos de fortaleza de red, la instalación basada en inversores en modo seguidor de red no deberá considerarse como recurso activo para la recuperación del sistema.

### 4.4.6. Requerimientos de control de tensión

Las instalaciones basadas en inversores deberán disponer de capacidad de control de tensión en el punto de conexión, con el fin de apoyar la operación de redes parcialmente energizadas, islas eléctricas y áreas con baja fortaleza de red.

#### 4.4.6.a. Selección y coordinación del modo de control

El modo de control de cada instalación deberá definirse previamente para cada condición de recuperación, considerando las condiciones eléctricas del área, la capacidad reactiva disponible y la función operativa asignada.

#### 4.4.6.b. Capacidad de intercambio de potencia reactiva

Las instalaciones basadas en inversores deberán disponer de capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva dentro de sus rangos operativos, con el fin de contribuir al control de tensión en el punto de conexión. Esta capacidad deberá verificarse considerando los límites del convertidor, la potencia activa inyectada y la condición eléctrica del área en recuperación.

#### 4.4.6.c. Coordinación de recursos de control de tensión

La operación de los recursos de control de tensión deberá coordinarse mediante consignas operativas previamente definidas, considerando la ubicación eléctrica de cada instalación, su capacidad reactiva disponible y su rol dentro del área en recuperación. Esta coordinación deberá establecer prioridades de actuación y evitar respuestas simultáneas incompatibles entre equipos conectados en una misma zona eléctrica.

### 4.4.7. Requerimientos de control de frecuencia/potencia

Los recursos incorporados al proceso de recuperación deberán contribuir al equilibrio entre generación y demanda, mediante una respuesta activa que permita limitar desviaciones de frecuencia y apoyar la toma progresiva de carga.

#### 4.4.7.a. Capacidad de respuesta frecuencia/potencia

Las instalaciones basadas en inversores que participen en el PRS deberán contar con capacidad de respuesta frecuencia/potencia cuando dicho rol sea requerido por la secuencia de recuperación. Esta respuesta deberá permitir el ajuste de su inyección o absorción de potencia activa ante desviaciones de frecuencia, conforme a las condiciones operativas del área en recuperación y a los requerimientos técnicos aplicables para instalaciones basadas en convertidores.

#### 4.4.7.b. Margen de potencia activa para control de frecuencia

La participación en el control de frecuencia deberá condicionarse a la existencia de margen de potencia activa suficiente para ajustar la inyección o absorción de potencia ante desviaciones de frecuencia durante la secuencia de restauración. Este margen deberá verificarse considerando el tipo de recurso, la consigna operativa definida, la potencia activa disponible y, en el caso de sistemas de almacenamiento, su estado de carga.

#### 4.4.7.c. Limitación de tasa de variación de potencia activa

La tasa de variación de potencia activa de los recursos basados en inversores deberá ser compatible con la capacidad de seguimiento de las unidades con partida autónoma que participen en la secuencia de restauración. Su operación no deberá introducir rampas de potencia que superen la capacidad de regulación del área o comprometan la estabilidad de frecuencia durante la toma progresiva de carga.

### 4.4.8. Requerimientos de estabilidad y respuesta dinámica

Las instalaciones basadas en inversores deberán presentar un desempeño dinámico compatible con condiciones de baja inercia, limitada fortaleza de red y operación en áreas parcialmente energizadas, asegurando una respuesta estable frente a perturbaciones de tensión, frecuencia y potencia durante la secuencia de recuperación.

#### 4.4.8.a. Permanencia ante perturbaciones

Las instalaciones basadas en inversores deberán mantenerse en operación ante perturbaciones de tensión, frecuencia y ángulo de fase, dentro de los rangos exigidos por la normativa vigente y de las capacidades técnicas de la instalación. Su desconexión solo deberá producirse cuando las condiciones eléctricas excedan dichos límites o cuando sea requerida por la coordinación operativa del PRS.

#### 4.4.8.b. Coordinación de protecciones

Los ajustes de protección de las instalaciones participantes deberán ser compatibles con los rangos de tensión, frecuencia y condiciones transitorias esperadas durante el PRS. Su operación deberá evitar desconexiones intempestivas ante perturbaciones admisibles para el *Estado de Emergencia*, sin comprometer la seguridad de las instalaciones ni del área en recuperación.

### 4.4.9. Requerimientos de supervisión y control operativo

La incorporación de parques fotovoltaicos, parques eólicos y sistemas de almacenamiento de energía al PRS deberá condicionarse a la disponibilidad de mediciones operativas en tiempo real, comunicación confiable y capacidad de recibir consignas desde el centro de control correspondiente. En sistemas de almacenamiento, deberá incorporarse además la supervisión del estado de carga, la energía disponible y los límites operativos relevantes para el servicio comprometido.

### 4.4.10. Validación técnica previa para incorporación al PRS

La incorporación de parques fotovoltaicos, parques eólicos y sistemas de almacenamiento de energía al PRS deberá estar respaldada por una validación técnica previa que verifique el cumplimiento conjunto de los criterios definidos en esta sección. Dicha validación deberá confirmar que el recurso puede operar de forma segura, coordinada y compatible con la secuencia de restauración correspondiente.

## 4.5. Síntesis de criterios técnico-operativos propuestos

La Tabla 4.4 sintetiza los criterios técnico-operativos propuestos para la incorporación de recursos basados en inversores al PRS, considerando condiciones mínimas de disponibilidad, control, estabilidad, supervisión y respaldo para una participación segura y coordinada durante la recuperación del servicio.

Tabla 4.4: Criterios técnico-operativos propuestos para el PRS. [Fuente: Elaboración propia].

| **Sección** | **Criterio propuesto** | **PFV** | **PE** | **SAE** |
|---|---|---|---|---|
| Disponibilidad temporal | Verificación de disponibilidad temporal | Verificar la disponibilidad de los recursos solares y eólicos, y el estado de carga al inicio del apagón, junto con la continuidad operativa y el aporte utilizable durante el horizonte de recuperación. | Verificar la disponibilidad de los recursos solares y eólicos, y el estado de carga al inicio del apagón, junto con la continuidad operativa y el aporte utilizable durante el horizonte de recuperación. | Verificar la disponibilidad de los recursos solares y eólicos, y el estado de carga al inicio del apagón, junto con la continuidad operativa y el aporte utilizable durante el horizonte de recuperación. |
| Generación renovable variable | Disponibilidad horaria verificable | Clasificar la disponibilidad solar por bloques horarios y considerar aporte activo solo en condiciones diurnas verificadas. | Verificar la disponibilidad horaria mediante registros, reportes, pronósticos o información técnica equivalente. | – |
| | Potencia activa utilizable | Estimar la potencia utilizable mediante antecedentes técnicos o criterios conservadores de disponibilidad horaria. | Definir la potencia utilizable mediante una estimación conservadora del aporte disponible durante el bloque horario evaluado. | – |
| | Condición de conexión | Incorporar el recurso solo con una referencia estable de tensión y frecuencia, salvo que se valide su capacidad de operación *grid-forming*. | Incorporar el recurso solo con una referencia estable de tensión y frecuencia, salvo que se valide su capacidad de operación *grid-forming*. | – |
| Sistemas de almacenamiento | Estado de carga operativo | – | – | Verificar un SOC inicial compatible con el rol asignado y dentro de un rango operativo seguro. |
| | Energía utilizable y potencia comprometida | – | – | Confirmar que la energía utilizable permita abastecer la potencia requerida durante el intervalo definido. |
| | Autonomía mínima de respaldo | – | – | Definir la autonomía mínima requerida según el horizonte estimado de recuperación del área. |
| | Margen operativo para control y contingencias | – | – | Mantener capacidad no comprometida para responder ante requerimientos de control de frecuencia, control de tensión y contingencias operativas. |
| | Operación como carga controlable | – | – | Verificar la capacidad de operar como carga controlable para apoyar los mínimos técnicos de unidades con partida autónoma. |

| Sección | Criterio propuesto | PFV | PE | SAE |
|---|---|---|---|---|
| Redes parcialmente energizadas | Fortaleza de red en el punto de conexión | Evaluar SCR y ESCR en el punto de conexión para la configuración prevista en cada etapa de recuperación. | Evaluar SCR y ESCR en el punto de conexión para la configuración prevista en cada etapa de recuperación. | Evaluar SCR y ESCR en el punto de conexión para la configuración prevista en cada etapa de recuperación. |
| | Umbrales mínimos para IBR GFL | Verificar SCR $\geq 3$ y ESCR $\geq 1{,}5$, según la condición efectiva de operación del área. | Verificar SCR $\geq 3$ y ESCR $\geq 1{,}5$, según la condición efectiva de operación del área. | Verificar SCR $\geq 3$ y ESCR $\geq 1{,}5$, según la condición efectiva de operación del área. |
| | Restricciones en red débil | No considerar recursos GFL como activos para la recuperación si no se cumplen los umbrales mínimos de fortaleza de red. | No considerar recursos GFL como activos para la recuperación si no se cumplen los umbrales mínimos de fortaleza de red. | No considerar recursos GFL como activos para la recuperación si no se cumplen los umbrales mínimos de fortaleza de red. |
| Control de tensión | Modo de control | Definir el modo de control según la condición eléctrica del área y el rol asignado. | Definir el modo de control según la condición eléctrica del área y el rol asignado. | Definir el modo de control según la condición eléctrica del área y el rol asignado. |
| | Intercambio de potencia reactiva | Verificar la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva dentro de los límites del convertidor. | Verificar la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva dentro de los límites del convertidor. | Verificar la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva dentro de los límites del convertidor. |
| | Coordinación de recursos de tensión | Coordinar consignas y prioridades de actuación entre recursos de una misma zona eléctrica. | Coordinar consignas y prioridades de actuación entre recursos de una misma zona eléctrica. | Coordinar consignas y prioridades de actuación entre recursos de una misma zona eléctrica. |
| Control de frecuencia y potencia activa | Respuesta frecuencia/potencia | Verificar la capacidad de ajustar la potencia activa ante desviaciones de frecuencia, cuando corresponda. | Verificar la capacidad de ajustar la potencia activa ante desviaciones de frecuencia, cuando corresponda. | Verificar la capacidad de ajustar la potencia activa ante desviaciones de frecuencia, cuando corresponda. |
| | Margen de potencia activa | Mantener margen de potencia activa para ajustar la inyección o absorción durante la restauración. | Mantener margen de potencia activa para ajustar la inyección o absorción durante la restauración. | Mantener margen de potencia activa para ajustar la inyección o absorción durante la restauración. |
| | Tasa de variación de potencia activa | Limitar las rampas de potencia activa para no comprometer la regulación ni la estabilidad de frecuencia. | Limitar las rampas de potencia activa para no comprometer la regulación ni la estabilidad de frecuencia. | Limitar las rampas de potencia activa para no comprometer la regulación ni la estabilidad de frecuencia. |
| Estabilidad y respuesta dinámica | Permanencia ante perturbaciones | Mantener la operación ante perturbaciones admisibles de tensión, frecuencia y ángulo de fase. | Mantener la operación ante perturbaciones admisibles de tensión, frecuencia y ángulo de fase. | Mantener la operación ante perturbaciones admisibles de tensión, frecuencia y ángulo de fase. |
| | Coordinación de protecciones | Coordinar las protecciones para evitar desconexiones intempestivas ante transitorios admisibles. | Coordinar las protecciones para evitar desconexiones intempestivas ante transitorios admisibles. | Coordinar las protecciones para evitar desconexiones intempestivas ante transitorios admisibles. |
| Supervisión y control operativo | Supervisión y control operativo | Asegurar mediciones en tiempo real, comunicación confiable y recepción de consignas operativas. | Asegurar mediciones en tiempo real, comunicación confiable y recepción de consignas operativas. | Asegurar mediciones en tiempo real, comunicación confiable y recepción de consignas operativas. |
| Validación técnica previa | Validación técnica previa para incorporación al PRS | Verificar el cumplimiento conjunto de los criterios antes de incorporar el recurso al PRS. | Verificar el cumplimiento conjunto de los criterios antes de incorporar el recurso al PRS. | Verificar el cumplimiento conjunto de los criterios antes de incorporar el recurso al PRS. |

# Capítulo 5

# Aplicación de criterios técnico-operativos en casos de estudio

El presente capítulo aborda la aplicación de los criterios técnico-operativos propuestos para la incorporación de recursos renovables y sistemas de almacenamiento de energía en el Plan de Recuperación de Servicio. Para ello, se desarrollan casos de estudio que evalúan la factibilidad técnica de integrar estos recursos en distintas etapas del proceso de recuperación del sistema mediante análisis estáticos de flujo de potencia.

El análisis se realiza a partir de una base de datos del Sistema Eléctrico Nacional implementada en *DIgSILENT PowerFactory*, considerando flujos de potencia por etapas de energización. En cada caso se verifican variables operativas relevantes, tales como los niveles de tensión en barras, la cargabilidad de elementos de transmisión, el balance generación-demanda y la condición operativa de las unidades con partida autónoma, verificando que permanezcan dentro de sus límites admisibles durante cada etapa de recuperación.

A partir de esta metodología, el capítulo desarrolla dos casos de estudio independientes, cada uno orientado a verificar una condición operativa específica dentro del proceso de recuperación del servicio, sin vulnerar las restricciones técnicas del área bajo análisis.

## 5.1. Metodología de evaluación de alternativas

La metodología utilizada se basa en la revisión de planes de recuperación de servicio previamente definidos para distintas zonas del Sistema Eléctrico Nacional, con el propósito de identificar condiciones operativas en las que la incorporación de recursos renovables o sistemas de almacenamiento pueda evaluarse como una alternativa complementaria al plan existente. Este enfoque no busca reemplazar la lógica original del PRS, sino construir escenarios alternativos sobre la base de sus secuencias de energización, considerando la topología definida, los recursos disponibles, las etapas de recuperación y las restricciones operativas del área bajo análisis.

A partir de esta revisión, se seleccionan casos de estudio en los que la incorporación de estos recursos permite evaluar un aporte técnico específico al proceso de recuperación del servicio, ya sea como apoyo operativo, mejora de condiciones eléctricas o alternativa frente a una condición particular no desarrollada explícitamente en el plan original.

### 5.1.1. Delimitación de la condición operativa a evaluar

En esta etapa se define la condición operativa que motiva el desarrollo del caso de estudio. Esta corresponde a una situación específica del PRS que requiere un análisis particular, ya sea por su impacto en la continuidad del proceso de recuperación, por las restricciones que impone sobre la operación del área o por la necesidad de evaluar una alternativa no considerada en el plan existente.

La delimitación de esta condición permite establecer el objetivo técnico del caso y acotar el análisis a una etapa, área o configuración específica del proceso de recuperación del servicio. De esta forma, la revisión del plan existente y la formulación de la alternativa se desarrollan sobre una condición previamente justificada.

### 5.1.2. Revisión de planes de recuperación existentes

Se revisan los planes de recuperación de servicio disponibles para la zona bajo estudio, con el fin de identificar las áreas de recuperación, las alternativas operativas y las secuencias de energización definidas para cada caso. Esta revisión permite establecer la condición base del análisis, reconociendo la lógica operativa del plan y los elementos que condicionan el avance del proceso de recuperación.

Para esta etapa se consideran los siguientes antecedentes técnicos:

- **Estructura del PRS:** zona, área de recuperación, alternativa operativa considerada y coordinación definida para su aplicación.
- **Recursos iniciales de recuperación:** unidades con capacidad de partida autónoma, recursos disponibles para control de tensión y elementos de apoyo considerados en el plan.
- **Secuencia de energización:** líneas, barras, transformadores y subestaciones incorporadas progresivamente durante cada etapa del proceso.

- **Condiciones de carga:** bloques de demanda recuperados, ubicación de los consumos y restricciones asociadas a la toma progresiva de carga.
- **Restricciones operativas:** límites de tensión, cargabilidad de elementos de transmisión, márgenes de potencia activa y reactiva, y condiciones particulares indicadas para cada etapa.
- **Recursos disponibles en el área:** parques renovables o sistemas de almacenamiento ubicados en las zonas energizadas o eléctricamente vinculados a la secuencia analizada.

### 5.1.3. Formulación de la alternativa de incorporación

A partir de la condición operativa delimitada y de la revisión del plan de recuperación existente, se formula una alternativa de incorporación de recursos renovables. Esta alternativa se construye sobre la base de la secuencia original del PRS, manteniendo su lógica operativa general y ajustando únicamente los aspectos necesarios para representar el aporte técnico del recurso evaluado.

Para esta etapa se definen los siguientes elementos:

- **Etapa de incorporación:** paso del PRS en el que se considera la conexión o participación del recurso.
- **Rol operativo del recurso:** función que se busca evaluar dentro del área en recuperación, como apoyo al balance generación-demanda, soporte de tensión o complemento a la operación existente.
- **Condición de análisis:** escenario propuesto y condición base respecto de la cual se evalúa el efecto de la alternativa.

Esta formulación permite representar la condición operativa identificada mediante un escenario concreto de simulación, manteniendo trazabilidad con el PRS original y delimitando el alcance de la alternativa analizada.

### 5.1.4. Modelación del escenario en *DIgSILENT PowerFactory*

A partir de la alternativa definida, se construye el escenario de análisis en *DIgSILENT PowerFactory* utilizando una base de datos del Sistema Eléctrico Nacional. Para ello, se representa la secuencia de energización asociada al caso de estudio, incorporando progresivamente los elementos de red, unidades generadoras y bloques de carga considerados en cada paso del PRS.

La modelación se desarrolla sobre la base del plan de recuperación existente, el cual se utiliza como referencia operativa para definir la topología, las etapas de energización y las condiciones iniciales del caso. Sobre esta secuencia se incorporan las modificaciones necesarias para representar la alternativa propuesta, tomando como referencia la estructura operativa del PRS y sometiendo dichas modificaciones a verificación técnica mediante flujo de potencia.

Durante esta etapa se ajustan los estados de servicio de líneas, transformadores, barras, cargas, unidades generadoras y recursos incorporados en cada paso de energización. De esta forma, el modelo queda preparado para ejecutar los flujos de potencia correspondientes a cada etapa del PRS y verificar la consistencia operativa de la alternativa analizada.

### 5.1.5. Simulación y verificación técnico-operativa

Los escenarios definidos se evalúan mediante simulaciones estacionarias de flujo de potencia en *DIgSILENT PowerFactory*. Para cada caso de estudio se analiza la condición base asociada al plan existente y la alternativa propuesta, considerando los pasos de energización definidos para el área bajo estudio.

La verificación técnico-operativa se realiza en función de los criterios definidos previamente para la incorporación de recursos renovables y sistemas de almacenamiento al PRS. En el marco del análisis estacionario, se revisan principalmente las siguientes variables:

- **Niveles de tensión por etapa del PRS:** tensión en las barras energizadas durante cada paso de la secuencia, verificando su operación dentro de los rangos admisibles para la condición de recuperación.
- **Balance generación-demanda:** compatibilidad entre la generación disponible, la carga recuperada y el aporte del recurso incorporado en la alternativa propuesta.
- **Operación de unidades con partida autónoma:** potencia activa, potencia reactiva y condición operativa de las unidades participantes, verificando que se mantengan dentro de sus límites admisibles.
- **Tasa de toma de carga:** compatibilidad entre los bloques de demanda incorporados y la capacidad de toma de carga de las unidades disponibles.
- **Capacidad de control de tensión:** aporte de recursos de compensación, generación renovable o almacenamiento al control de tensión, cuando corresponda al objetivo del caso de estudio.
- **Fortaleza de red en el punto de conexión:** cálculo y verificación de indicadores como SCR y ESCR.
- **Comparación entre condición base y alternativa:** efecto de la incorporación propuesta sobre las variables anteriores, identificando mejoras, restricciones o condiciones necesarias para su aplicación.

Esta verificación permite determinar si la alternativa propuesta es compatible con las restricciones operativas del área analizada y si su incorporación representa un aporte técnico respecto de la condición base del plan existente.

## 5.2. Caso de estudio 1: Área Arica

El primer caso de estudio se desarrolla en el Área Arica de la Zona Norte Grande, considerando la indisponibilidad de la Central Diésel Arica dentro del Plan de Recuperación de Servicio. Bajo esta condición, se evalúa la incorporación del sistema BESS Arica y del parque fotovoltaico Willka a la secuencia de recuperación, con el propósito de analizar su aporte operativo ante una menor disponibilidad de recursos con capacidad de partida autónoma.

El análisis se orienta a verificar si la alternativa propuesta puede integrarse a la secuencia de energización del área, manteniendo condiciones operativas compatibles con las restricciones técnicas del PRS.

### 5.2.1. Alternativa propuesta con BESS Arica y PFV Willka

La alternativa se define a partir de una secuencia de energización propuesta para el Área Arica, en la cual se integran el sistema BESS Arica y el PFV Willka como recursos participantes del proceso de recuperación. Para su evaluación, se establecen supuestos relacionados con el modo de operación del BESS, la incorporación del recurso fotovoltaico y la disponibilidad de las unidades de la Central Chapiquiña.

#### 5.2.1.a. Supuestos generales

La evaluación de la alternativa se desarrolla a partir de supuestos técnicos que permiten delimitar la condición operativa analizada y representar la participación de los recursos incorporados en la secuencia de energización. Para este caso, se consideran los siguientes criterios de modelación:

- La Central Diésel Arica se encuentra indisponible durante la secuencia analizada.
- La Central Chapiquiña se modela según la disponibilidad de unidades definida para cada escenario.
- El sistema BESS Arica se configura en modo PQ, con un estado de carga inicial de al menos 50 %.
- El PFV Willka se evalúa entre las 08:00 y 17:00 h, considerando como potencia activa de referencia el P10 correspondiente a la hora analizada y el control de tensión definido para cada simulación.

#### 5.2.1.b. Escenarios de disponibilidad de Chapiquiña

La alternativa se evalúa considerando tres condiciones operativas asociadas a la disponibilidad de unidades de la Central Chapiquiña. Estas condiciones permiten representar distintos niveles de respaldo convencional durante la secuencia de energización.

Para el análisis se consideran los siguientes escenarios:

- **Escenario A:** Central Chapiquiña disponible con una unidad.

- **Escenario B:** Central Chapiquiña disponible con dos unidades.
- **Escenario C:** Central Chapiquiña sin unidades disponibles. Recuperación del área condicionada a una fuente externa.

#### 5.2.1.c. Disponibilidad y generación estimada del PFV Willka

La disponibilidad del PFV Willka se caracteriza mediante perfiles horarios de generación fotovoltaica, utilizados como antecedente para definir su participación en la alternativa de estudio. A partir de estos perfiles se identifican las horas con disponibilidad del recurso solar y los niveles de potencia activa considerados en las simulaciones.

Sobre la base de los perfiles analizados, la generación estimada del PFV Willka se emplea para definir los escenarios en que el parque participa en la secuencia de energización, así como los casos en que no se considera aporte fotovoltaico. Esta información permite establecer las condiciones de inyección activa y de control de tensión asociadas a S/E Willka.

A continuación, se presentan los perfiles utilizados para definir la disponibilidad horaria y la generación estimada del PFV Willka en la alternativa de estudio.




**Figura 5.1.** *Disponibilidad fotovoltaica horaria del PFV Willka en el Área Arica. [Fuente: Elaboración propia].*

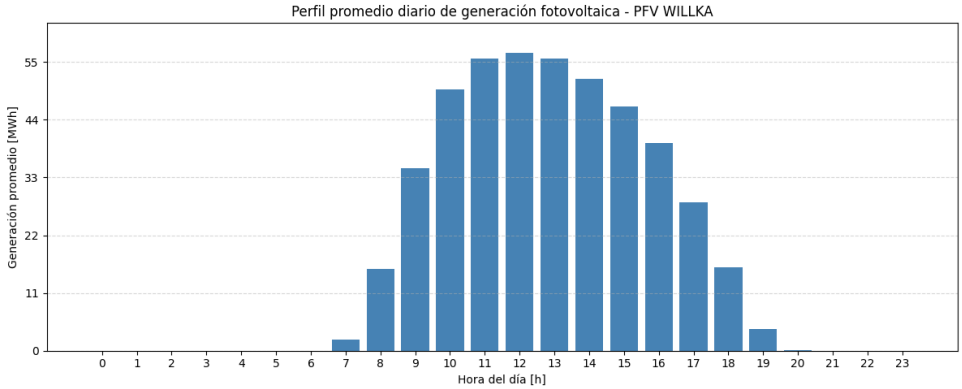



**Figura 5.2.** *Perfil promedio diario de generación fotovoltaica del PFV Willka. [Fuente: Elaboración propia].*

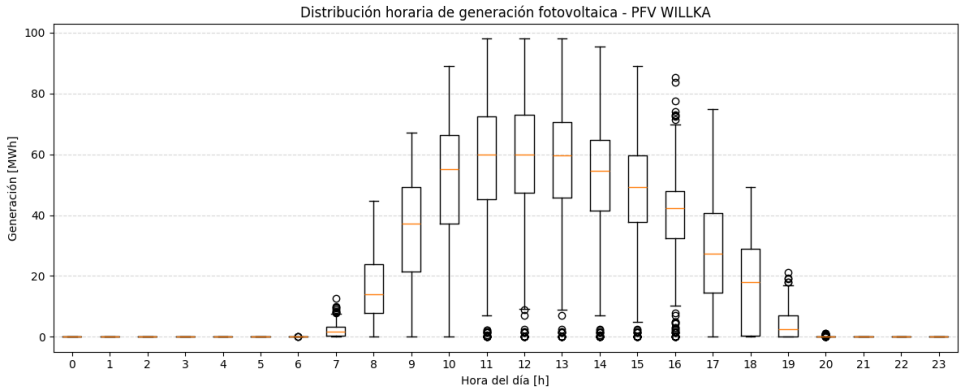



**Figura 5.3.** *Distribución horaria de generación fotovoltaica del PFV Willka. [Fuente: Elaboración propia].*

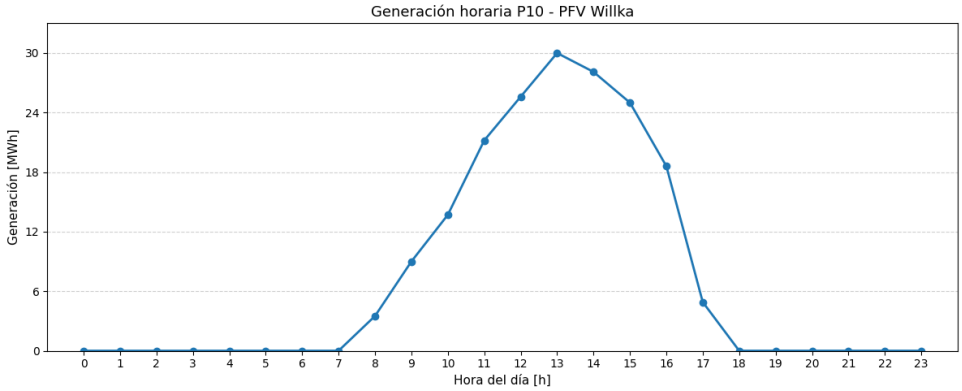



**Figura 5.4.** *Perfil horario P10 de generación fotovoltaica del PFV Willka. [Fuente: Elaboración propia].*

A partir de los perfiles presentados, se observa que el PFV Willka dispone de una ventana de participación asociada al período diurno, comprendida, para efectos del caso de estudio, entre las 08:00 y 17:00 h. Dentro de este intervalo, el perfil P10 se utiliza como referencia conservadora para estimar la generación disponible del parque en función de la hora analizada.

La disponibilidad del PFV Willka se evalúa, además, considerando la duración del proceso de recuperación. Para el Área Arica se adopta un horizonte inferior a 60 minutos, representado mediante un intervalo de una hora. En consecuencia, el nivel de generación utilizable se determina a partir del P10 correspondiente a la hora de inicio, verificando su disponibilidad durante el horizonte considerado.

Para las simulaciones se adoptó una inyección activa del orden de 5 a 6 MW como nivel representativo para evaluar la participación del PFV Willka en la secuencia de energización. Al contrastar este aporte con los perfiles analizados, se verifica que resulta compatible con la ventana horaria considerada y con el horizonte de una hora definido para el Área Arica.

#### 5.2.1.d. Secuencias propuestas de recuperación

El PRS del Área Arica contempla distintas alternativas de recuperación, definidas en función de la disponibilidad de las instalaciones y de los recursos con capacidad de partida autónoma. En este contexto, el COR Engie, a través del CC COIESA, debe coordinarse con el CDC para determinar la factibilidad de implementar la alternativa correspondiente, de acuerdo con las condiciones operativas existentes en el área.

El Área Arica dispone de la Central Chapiquiña y la Central Diésel Arica como recursos de partida autónoma. Para el presente caso de estudio se considera la indisponibilidad de esta última, por lo que se proponen secuencias de recuperación asociadas a distintos niveles de disponibilidad de la Central Chapiquiña, incorporando además la participación del sistema BESS Arica y del PFV Willka.

Las secuencias correspondientes a los escenarios analizados se presentan en las Tablas A.4, A.5 y A.6 del Anexo A. En ellas se detallan las principales instrucciones y maniobras consideradas para la energización de instalaciones, la sincronización de unidades, la incorporación de recursos y la toma de carga durante la recuperación del Área Arica.

En el Escenario A, correspondiente a la disponibilidad de una unidad de Chapiquiña, el sistema BESS Arica se incorpora en el paso 3.a, una vez energizada la conexión entre Chapiquiña y Arica. Posteriormente, en los pasos 8.a y 8.b, se energiza la LT Willka–Parinacota y se incorpora el PFV Willka en modo control de tensión, respectivamente. En el Escenario B, con dos unidades de Chapiquiña disponibles, el BESS Arica se incorpora igualmente en el paso 3.a. La segunda unidad de Chapiquiña se sincroniza en el paso 7.a, aumentando la generación disponible para continuar con la recuperación de demanda y la energización del área. Finalmente, el PFV Willka se incorpora en los pasos 9.a y 9.b, mediante la energización de la LT Willka–Parinacota y su entrada en servicio con control de tensión, respectivamente.

Se considera además un Escenario C, correspondiente a la indisponibilidad de las unidades de la Central Chapiquiña y de la Central Diésel Arica. Bajo esta condición, el área no dispone de recursos locales con capacidad de partida autónoma, por lo que el inicio de la recuperación queda condicionado a la disponibilidad de una fuente externa que permita energizar las instalaciones desde un área adyacente del sistema.

### 5.2.2. Modelación del caso en *DIgSILENT PowerFactory*

Las secuencias de recuperación propuestas para el Área Arica fueron implementadas en *DIgSILENT PowerFactory*, considerando la topología de la red, los recursos participantes y los bloques de carga definidos para cada escenario. La modelación permite representar las distintas etapas de energización y evaluar el comportamiento eléctrico del área durante la incorporación progresiva de generación, almacenamiento, instalaciones de transmisión y demanda.

La Figura 5.5 presenta la topología modelada del Área Arica, incluyendo los principales elementos considerados en el análisis. Esta representación constituye la base común para la simulación de los distintos escenarios operativos.

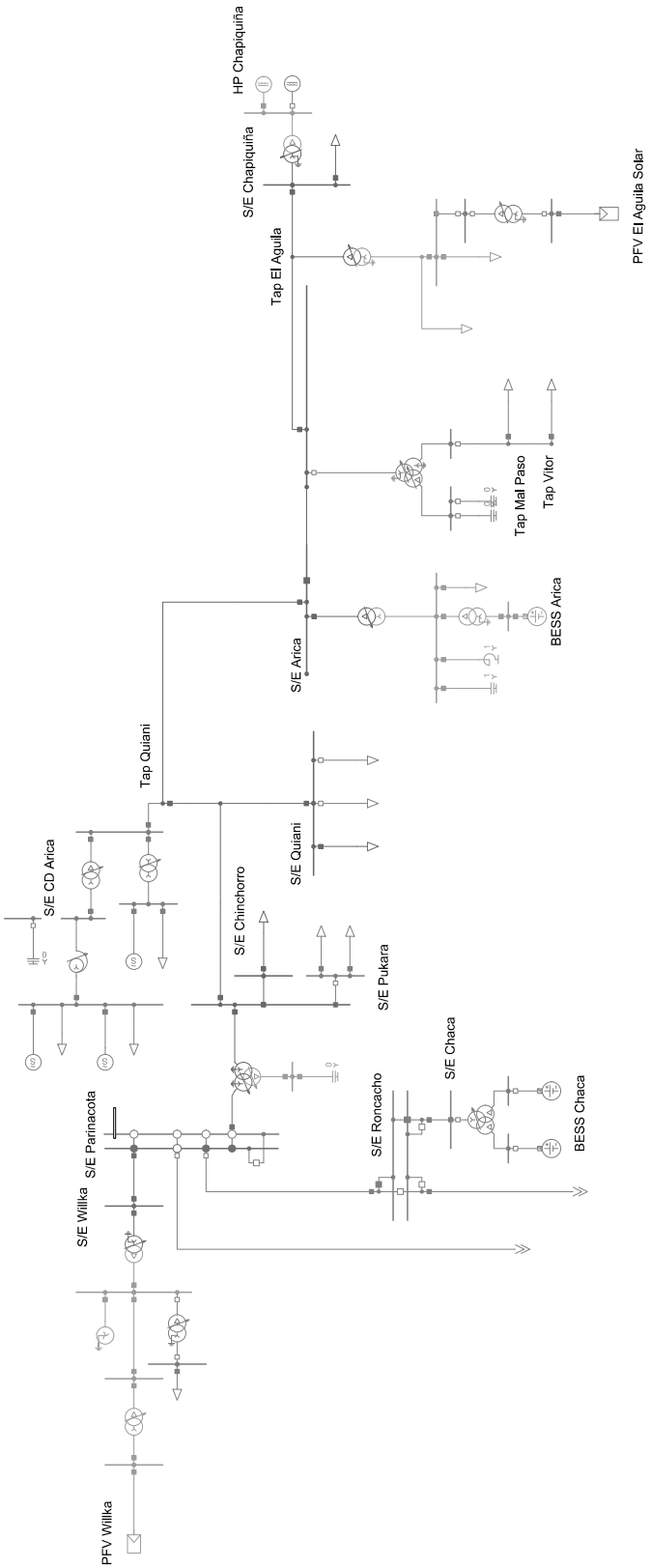



**Figura 5.5.** *Modelo en DIgSILENT PowerFactory para el Caso 1. [Fuente: Elaboración propia].*

### 5.2.3. Resultados de la simulación

Los resultados se presentan por escenario, de acuerdo con las secuencias modeladas en *DIgSILENT PowerFactory*.

#### 5.2.3.a. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización

El perfil de tensiones se evalúa en las barras representativas del Área Arica para cada etapa de la secuencia de energización modelada en *DIgSILENT PowerFactory*. Para esta verificación, los valores en p.u. se calculan respecto de las Tensiones de Servicio correspondientes y se contrastan con la banda admisible para *Estado de Emergencia*.

Las Figuras 5.6 y 5.7 presentan la evolución de las tensiones en los escenarios con una y dos unidades de Chapiquiña disponibles, permitiendo identificar los pasos de mayor exigencia operativa durante la recuperación del área.

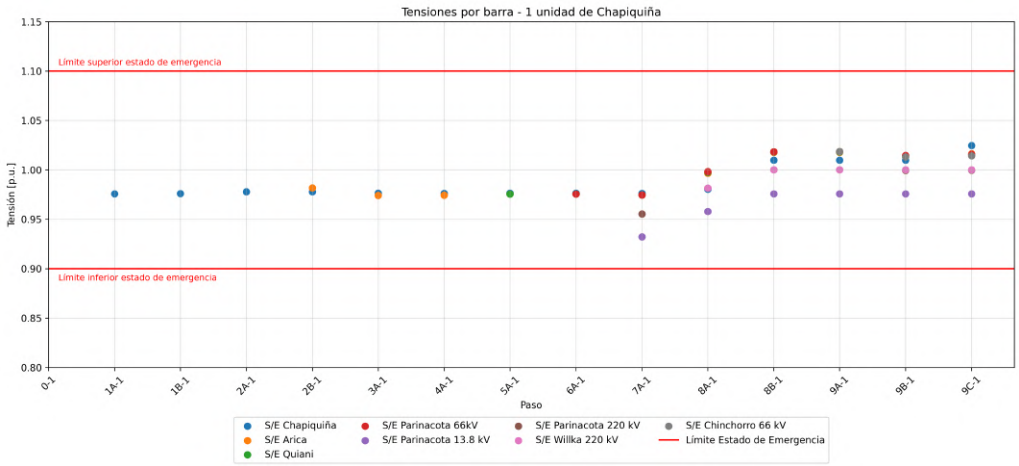



**Figura 5.6.** *Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario A.*

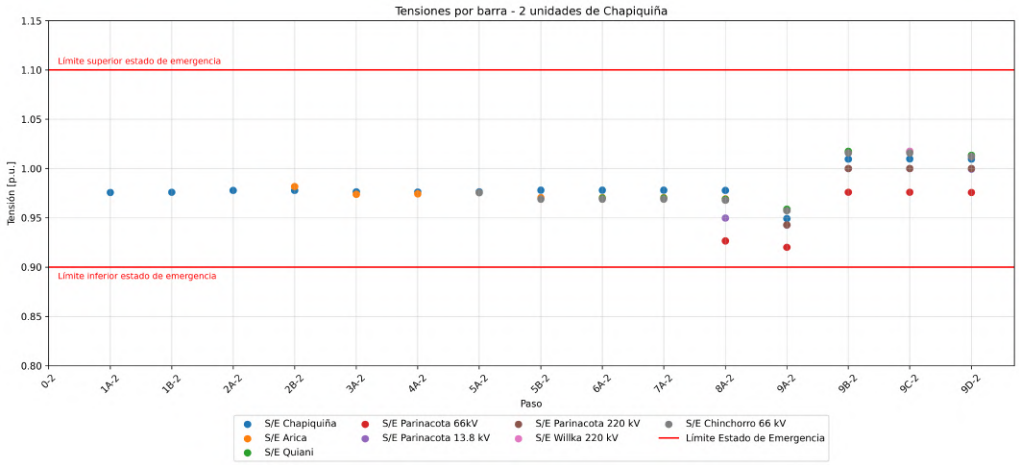



**Figura 5.7.** *Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario B.*

Los resultados muestran que las tensiones en las barras evaluadas se mantienen dentro de la banda admisible para *Estado de Emergencia* en ambos escenarios. Desde el criterio de control de tensión, no se identifican excedencias que condicionen la continuidad de la secuencia modelada.

#### 5.2.3.b. Sensibilidad del control de tensión

La sensibilidad del control de tensión se evalúa mediante la variación de la consigna del control externo asociado al PFV Willka. En la modelación, este recurso se representa mediante un controlador de planta configurado en modo control de tensión, actuando sobre la barra Willka 220 kV.

El análisis busca determinar el rango admisible de ajuste de la consigna, identificando los valores mínimo y máximo que permiten mantener las tensiones de las barras evaluadas dentro de la banda permitida para *Estado de Emergencia*. Con ello, se establece el margen operativo disponible para el control de tensión del PFV Willka durante la secuencia de energización.

La Tabla 5.1 resume el rango admisible de consigna del control externo de tensión del PFV Willka para los escenarios evaluados.

Tabla 5.1
Sensibilidad del control de tensión del PFV Willka. [Fuente: Elaboración propia].

| **Escenario** | **Consigna mínima [p.u.]** | **Consigna máxima [p.u.]** |
|---|---|---|
| Escenario A | 0,93 | 1,07 |
| Escenario B | 0,93 | 1,08 |

Las Figuras A.1, A.2, A.3 y A.4, incluidas en el Anexo A, presentan los perfiles de tensión obtenidos para las consignas mínima y máxima admisibles del control externo del PFV Willka. Estos resultados corresponden a los escenarios considerados con una y dos unidades de la Central Chapiquiña disponibles.

Los resultados obtenidos permiten establecer el rango admisible de la consigna admisible del control externo del PFV Willka según la disponibilidad de unidades de la Central Chapiquiña. Bajo las condiciones simuladas, esta consigna debe mantenerse entre 0,93 p.u. y 1,07 p.u. para el escenario con una unidad disponible, y entre 0,93 p.u. y 1,08 p.u. para el escenario con dos unidades disponibles. Valores fuera de estos rangos producirían incumplimientos de tensión en al menos una de las barras evaluadas.

#### 5.2.3.c. Operación de máquinas y recursos incorporados

La cargabilidad de las máquinas y recursos incorporados se evalúa para cada paso de la secuencia de energización, a partir de los resultados obtenidos en los escenarios simulados. Esta revisión permite identificar el nivel de utilización de la Central Chapiquiña, el sistema BESS Arica y el PFV Willka.

Los valores presentados corresponden a puntos de operación obtenidos bajo las condiciones específicas definidas en la modelación de cada escenario. En una recuperación real, estos niveles de cargabilidad podrían variar según la demanda efectivamente restablecida, la disponibilidad de generación, las consignas de control, el aporte del recurso solar y la topología operativa del sistema.

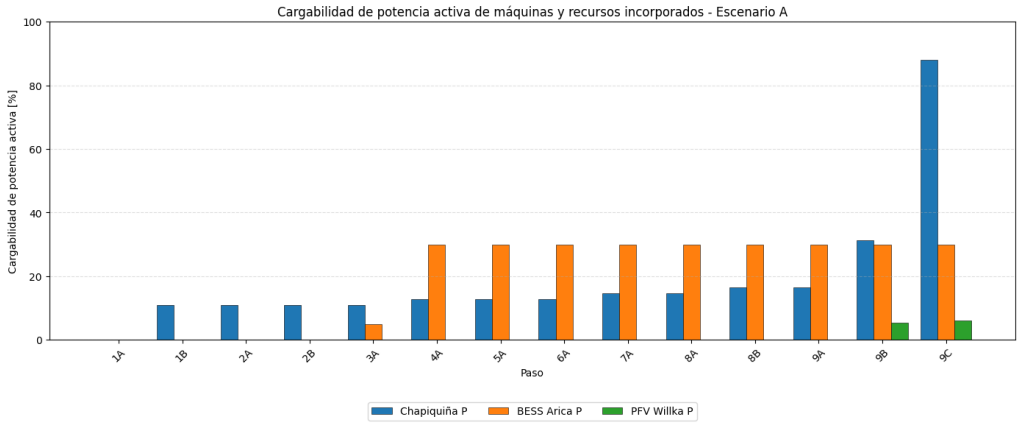



**Figura 5.8.** *Cargabilidad de Chapiquiña, BESS Arica y PFV Willka en el Escenario A. [Fuente: Elaboración propia].*

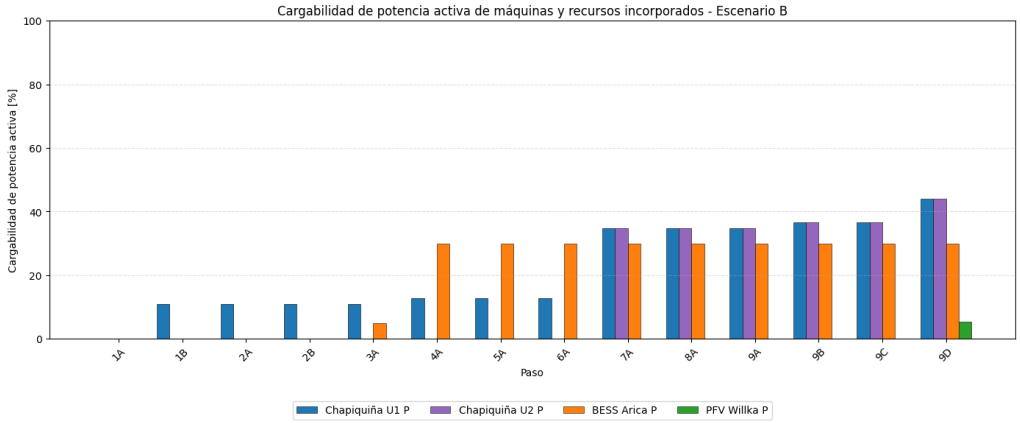



**Figura 5.9.** *Cargabilidad de Chapiquiña, BESS Arica y PFV Willka en el Escenario B. [Fuente: Elaboración propia].*

Los resultados permiten verificar que la operación de Chapiquiña, BESS Arica y PFV Willka se mantiene dentro de los límites de cargabilidad considerados en los escenarios simulados. La mayor exigencia se concentra en la Central Chapiquiña, especialmente cuando se dispone de una sola unidad, mientras que la incorporación de una segunda unidad permite distribuir la participación de la generación convencional durante las etapas finales de la secuencia.

La cargabilidad observada en Chapiquiña no depende únicamente de la disponibilidad de unidades, sino también del aporte efectivo del BESS Arica y del PFV Willka en cada punto de operación. En el caso del BESS, este aporte está condicionado por su potencia disponible, estado de carga y consignas de operación. En el caso del PFV Willka, depende de la disponibilidad del recurso solar y de la potencia activa considerada en la simulación. Bajo las condiciones modeladas, no se identifican excedencias de cargabilidad en los recursos evaluados.

#### 5.2.3.d. Fortaleza de red

La fortaleza de red se analiza en los puntos de conexión del BESS Arica y del PFV Willka, con el fin de verificar la incorporación de recursos basados en inversores durante la recuperación del Área Arica. Para esta evaluación se consideran los niveles de cortocircuito obtenidos en cada escenario y la potencia nominal de los recursos evaluados, antecedentes que sirven de base para el cálculo de los indicadores SCR y ESCR. Los datos obtenidos se resumen en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2
Datos base para el cálculo de indicadores de fortaleza de red. [Fuente: Elaboración propia].

| **Escenario** | **Recurso** | $S''_k$ **[MVA]** | $P_{nom}$ **[MW]** |
|---|---|---|---|
| A | BESS Arica | 25,9 | 2 |
| A | PFV Willka | 26,9 | 97,99 |
| B | BESS Arica | 25,9 | 2 |
| B | PFV Willka | 39,6 | 97,99 |

Los datos base permiten determinar los indicadores de fortaleza de red asociados a los recursos incorporados en la secuencia de recuperación. En el caso del BESS Arica, la evaluación se realiza mediante el indicador SCR, mientras que para el PFV Willka se utiliza el indicador ESCR, considerando la interacción eléctrica con el punto de conexión del BESS. Para este último recurso, el valor de $P_{\text{máx}}$ corresponde a la potencia activa máxima que el PFV Willka puede incorporar durante la recuperación del área, manteniendo el indicador ESCR dentro del valor adoptado para el análisis. Los resultados se presentan en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3
Indicadores de fortaleza de red para BESS Arica y PFV Willka. [Fuente: Elaboración propia].

| **Esc.** | **SCR BESS** | **IF** | **ESCR PFV** | $P_{\text{máx}}$ **PFV Willka [MW]** |
|---|---|---|---|---|
| A | 12,95 | 0,97 | 1,5 | 15,99 |
| B | 12,95 | 0,97 | 1,5 | 24,46 |

Desde el punto de vista operativo, la fortaleza de red no restringe la incorporación del BESS Arica en los escenarios evaluados. Por ello, su participación durante la recuperación queda condicionada principalmente por sus límites propios de operación, el estado de carga y las consignas de control definidas.

En el caso del PFV Willka, la fortaleza de red establece un límite máximo de inyección durante la recuperación del área. Este margen es menor cuando se dispone de una sola unidad de Chapiquiña, por lo que la incorporación del parque debe coordinarse con la carga recuperada y con la capacidad de regulación disponible. Con dos unidades de Chapiquiña en servicio, el mayor margen de inyección permite una participación más amplia del PFV Willka, siempre que exista recurso solar suficiente. Esta mayor capacidad de incorporación favorece la participación del PFV Willka, siempre que la potencia admisible por fortaleza de red sea compatible con las condiciones operativas de cada etapa de la recuperación. Este límite debe interpretarse como un límite superior de inyección, no como una consigna directa de operación. La potencia activa efectivamente incorporada desde el PFV Willka debe ajustarse al balance de cada etapa de recuperación, considerando la demanda restablecida y el mínimo técnico de la unidad o unidades de Chapiquiña en servicio. Si la generación fotovoltaica disponible supera el margen compatible con estas condiciones, su inyección deberá limitarse para mantener una operación admisible.

#### 5.2.3.e. Síntesis de resultados del caso

La evaluación del Caso de estudio 1 permite verificar la alternativa propuesta para el Área Arica respecto de los criterios técnico-operativos evaluables mediante simulaciones estáticas de flujo de potencia. Esta verificación se aplica a los escenarios con una y dos unidades de Chapiquiña disponibles, dado que el escenario sin unidades disponibles no cuenta con una secuencia autónoma de recuperación local.

- **Disponibilidad temporal del recurso fotovoltaico:** el PFV Willka se considera disponible dentro de la ventana horaria de mayor disponibilidad solar, comprendida entre las 08:00 y 17:00 h. Fuera de este intervalo no se considera aporte de potencia activa del parque durante la secuencia de recuperación.
- **Potencia activa fotovoltaica utilizable:** la potencia activa considerada para el PFV Willka se define a partir de una estimación conservadora mediante el perfil P10, evitando utilizar directamente la capacidad instalada o la generación máxima observada. Además, la evaluación de fortaleza de red establece una inyección activa máxima admisible de 15,99 MW para el escenario con una unidad de Chapiquiña y de 24,46 MW para el escenario con dos unidades de Chapiquiña.
- **Estado de carga operativo del BESS Arica:** el sistema BESS Arica se modela con un SoC inicial de 50 %, valor que se encuentra dentro del rango operativo de referencia definido para sistemas de almacenamiento, entre 10 % y 90 %.
- **Potencia comprometida y autonomía del BESS Arica:** el BESS Arica se incorpora en modo PQ, considerando una potencia activa de al menos 1 MW. Dado que el horizonte estimado de recuperación del Área Arica es menor a 60 min, el criterio de autonomía mínima exige al menos 2 h de respaldo.
- **Operación del BESS Arica:** en los puntos de operación simulados, el BESS Arica se mantiene dentro de los límites de cargabilidad. No se identifican excedencias asociadas a su operación en modo PQ durante la secuencia evaluada.
- **Control de tensión del PFV Willka:** el PFV Willka se modela con control de tensión y se evalúa mediante una sensibilidad de consigna. Los resultados permiten definir un rango admisible entre 0,93 p.u. y 1,07 p.u. para el escenario con una unidad de Chapiquiña, y entre 0,93 p.u. y 1,08 p.u. para el escenario con dos unidades de Chapiquiña. Dentro de estos rangos, las tensiones de las barras evaluadas se mantienen dentro de los límites considerados para Estado de Emergencia.
- **Fortaleza de red del BESS Arica:** el indicador SCR obtenido para el BESS Arica es 12,95 en ambos escenarios evaluados. Este valor supera el umbral mínimo SCR $\geq$ 3, por lo que la fortaleza de red no restringe su incorporación bajo las condiciones modeladas.
- **Fortaleza de red del PFV Willka:** el PFV Willka se evalúa mediante el criterio ESCR, considerando un factor de interacción IF = 0,97 con el punto de conexión del BESS Arica. En ambos escenarios, el valor obtenido corresponde a ESCR = 1,5, cumpliendo el umbral mínimo definido para instalaciones basadas en inversores en modo seguidor de red. Este resultado permite establecer la potencia máxima

admisible de inyección del parque, la cual debe interpretarse como un límite superior y no como una consigna directa de operación.

- **Perfil de tensiones:** las tensiones de las barras evaluadas se mantienen dentro de la banda admisible para Estado de Emergencia en los escenarios simulados. Desde el punto de vista estacionario, la incorporación del BESS Arica y del PFV Willka no genera incumplimientos de tensión en la secuencia modelada.
- **Cargabilidad de máquinas y recursos incorporados:** la Central Chapiquiña, el BESS Arica y el PFV Willka operan dentro de los límites de cargabilidad considerados en los puntos de operación simulados. La mayor exigencia se observa en la Central Chapiquiña cuando se dispone de una sola unidad, mientras que la incorporación de una segunda unidad permite distribuir la participación de la generación convencional durante las etapas finales de la secuencia.

En síntesis, la alternativa propuesta cumple con los criterios verificables mediante análisis estático de flujo de potencia: disponibilidad horaria del recurso fotovoltaico, potencia activa utilizable, condición de conexión, estado de carga inicial, potencia comprometida y autonomía mínima del BESS, operación de los recursos incorporados, control de tensión, fortaleza de red, perfil de tensiones y cargabilidad. Los criterios asociados a respuesta dinámica, control de frecuencia, tasa de variación de potencia activa, coordinación de protecciones y permanencia ante perturbaciones quedan fuera del alcance de esta etapa y deberán ser abordados mediante estudios dinámicos posteriores.

## 5.3. Caso de estudio 2: Área Centro

El segundo caso de estudio se desarrolla en el Área Centro de la Zona Norte Grande, considerando los escenarios de recuperación definidos en el PRS para distintas condiciones de disponibilidad de unidades de la Central Tocopilla. En este contexto, se evalúa la incorporación del PFV Tamaya Solar a la secuencia de recuperación, con el propósito de analizar su efecto sobre el perfil de tensiones del área.

El análisis se orienta a verificar si la incorporación del PFV Tamaya Solar, mediante control de tensión, permite mejorar las condiciones observadas en la secuencia de energización base, manteniendo una operación compatible con las restricciones técnicas del PRS.

### 5.3.1. Condiciones de evaluación del caso

La evaluación considera tres escenarios operativos asociados a la disponibilidad de unidades de la Central Tocopilla durante la recuperación del Área Centro. El análisis se organiza de acuerdo con las siguientes condiciones:

- Escenario A: unidades U16, TG1, TG2 y TG3 disponibles.
- Escenario B: unidad U16 indisponible.
- Escenario C: unidades U16, TG1, TG2 y TG3 indisponibles.

Para este caso de estudio se selecciona el PFV Tamaya Solar como recurso renovable a incorporar en la secuencia de recuperación del Área Centro. La selección se justifica porque su barra de conexión se energiza en etapas tempranas de los planes propuestos, lo que permite evaluar el efecto de su control de tensión sobre el perfil de tensiones del área sin modificar la estructura general del PRS.

### 5.3.2. Disponibilidad y generación PFV Tamaya Solar

La generación del PFV Tamaya Solar se caracteriza mediante perfiles horarios de generación fotovoltaica, utilizados como antecedente para estimar la potencia activa potencialmente disponible durante el día.

A continuación, se presentan los perfiles utilizados para representar la generación horaria del PFV Tamaya Solar, correspondientes a la disponibilidad horaria, el perfil promedio diario, la distribución horaria de generación y el perfil P10, según se muestra en las Figuras 5.10, 5.11, 5.12 y 5.13.

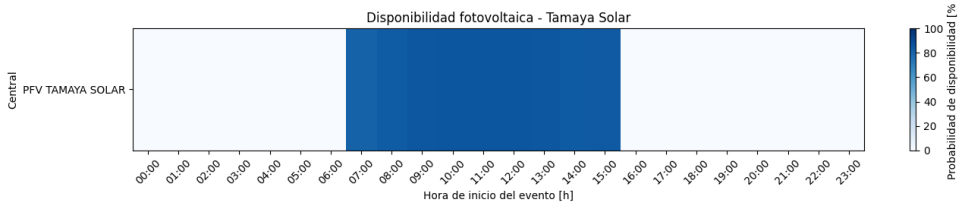



**Figura 5.10.** *Disponibilidad fotovoltaica horaria del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia].*

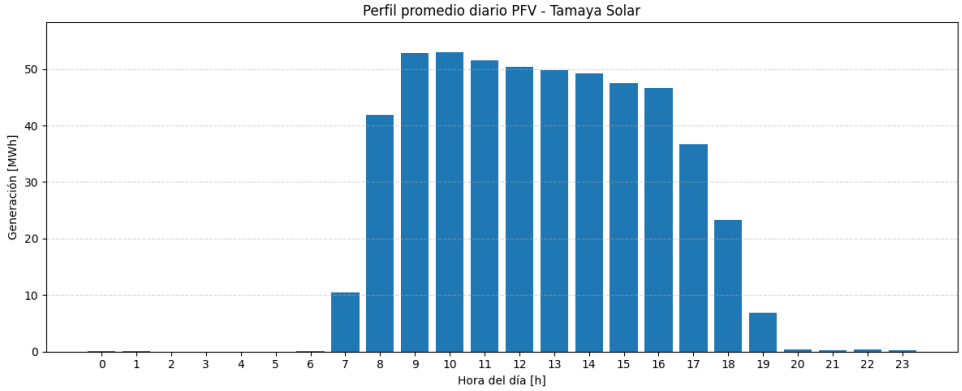



**Figura 5.11.** *Perfil promedio diario de generación fotovoltaica del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia].*

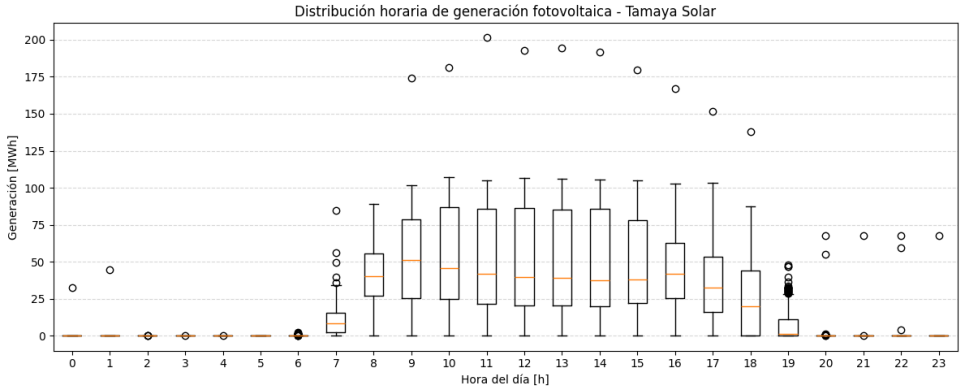



**Figura 5.12.** *Distribución horaria de generación fotovoltaica del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia].*

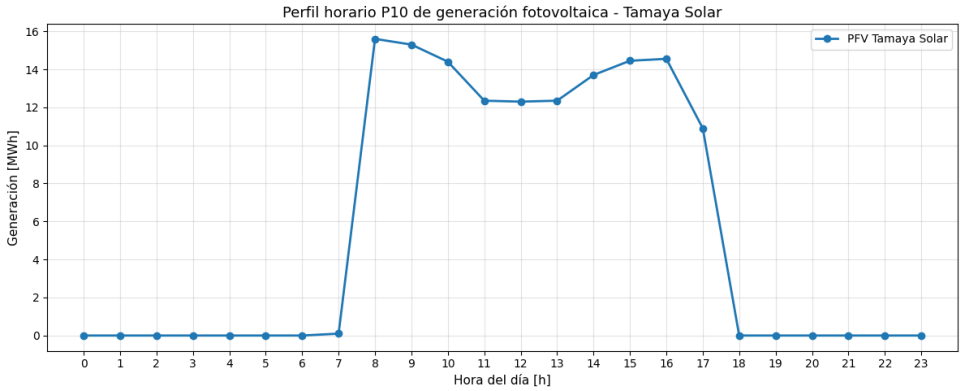



**Figura 5.13.** *Perfil horario P10 de generación fotovoltaica del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia].*

A partir de los perfiles presentados, la generación del PFV Tamaya Solar se considera disponible de forma referencial entre las 08:00 y 15:00 h, intervalo en el que se observan condiciones de aporte de potencia activa del parque. Esta información permite acotar la ventana operativa en que el recurso presenta disponibilidad suficiente para ser considerado dentro del análisis.

El perfil promedio diario se utiliza como referencia general de generación, mientras que la distribución horaria permite identificar la variabilidad del recurso en cada bloque horario. Para representar una condición más conservadora, se considera el perfil percentil, asociado a niveles de generación de menor disponibilidad solar.

Bajo este criterio, los perfiles se emplean como antecedente de la potencia activa potencialmente disponible del PFV Tamaya Solar. La evaluación posterior se orienta a analizar su operación mediante control de tensión y su efecto sobre el perfil de tensiones del Área Centro.

### 5.3.3. Secuencias propuestas de recuperación

El PRS del Área Centro contempla distintas alternativas de recuperación, definidas en función de la disponibilidad de las unidades de la Central Tocopilla y de las instalaciones consideradas en cada plan. Para el presente caso de estudio, las secuencias mantienen la estructura general del PRS e incorporan el PFV Tamaya Solar como recurso de apoyo al control de tensión, sin modificar los bloques de demanda definidos para la recuperación del área.

Las secuencias correspondientes a los escenarios analizados se presentan en las Tablas A.7, A.8 y A.9 del Anexo A. En ellas se detallan las principales instrucciones y maniobras consideradas para la energización de instalaciones, la sincronización de unidades, la recuperación de demanda y la incorporación del PFV Tamaya Solar durante las distintas etapas del proceso.

En el Escenario A, correspondiente a la disponibilidad de las unidades U16, TG1, TG2 y TG3 de la Central Tocopilla, la S/E Tamaya se energiza y sincroniza en el paso 2, permitiendo la incorporación del PFV Tamaya Solar en el paso 3, operando en modo control de tensión. En el Escenario B, con la unidad U16 indisponible, se mantiene la misma etapa de incorporación del parque: la S/E Tamaya se energiza en el paso 2 y el PFV Tamaya Solar se incorpora en el paso 3 con control de tensión.

En el Escenario C, correspondiente a la indisponibilidad de las unidades U16, TG1, TG2 y TG3, la recuperación se inicia a partir de una fuente externa y presenta una secuencia de energización distinta a la considerada en los escenarios anteriores. En este caso, la LT Tocopilla–Tamaya y la S/E Tamaya se energizan en el paso 4, incorporándose posteriormente el PFV Tamaya Solar en la misma etapa con control de tensión. De esta forma, en los tres escenarios el parque se incorpora una vez establecidas las condiciones de energización en su punto de conexión, con el propósito de evaluar su aporte al control de tensión durante la recuperación del Área Centro.

### 5.3.4. Modelación del caso en *DIgSILENT PowerFactory*

Las secuencias de recuperación propuestas para el Área Centro fueron implementadas en *DIgSILENT PowerFactory*, considerando la topología de la red, los recursos participantes y los bloques de carga definidos para cada escenario. La modelación permite representar las distintas etapas de energización y evaluar el comportamiento eléctrico del área durante la incorporación progresiva de generación, transmisión y demanda.

La Figura 5.14 presenta la topología modelada del Área Centro y los principales elementos considerados en el análisis. Esta representación constituye la base común para simular los distintos escenarios operativos y evaluar la incorporación del PFV Tamaya Solar durante la recuperación del área.

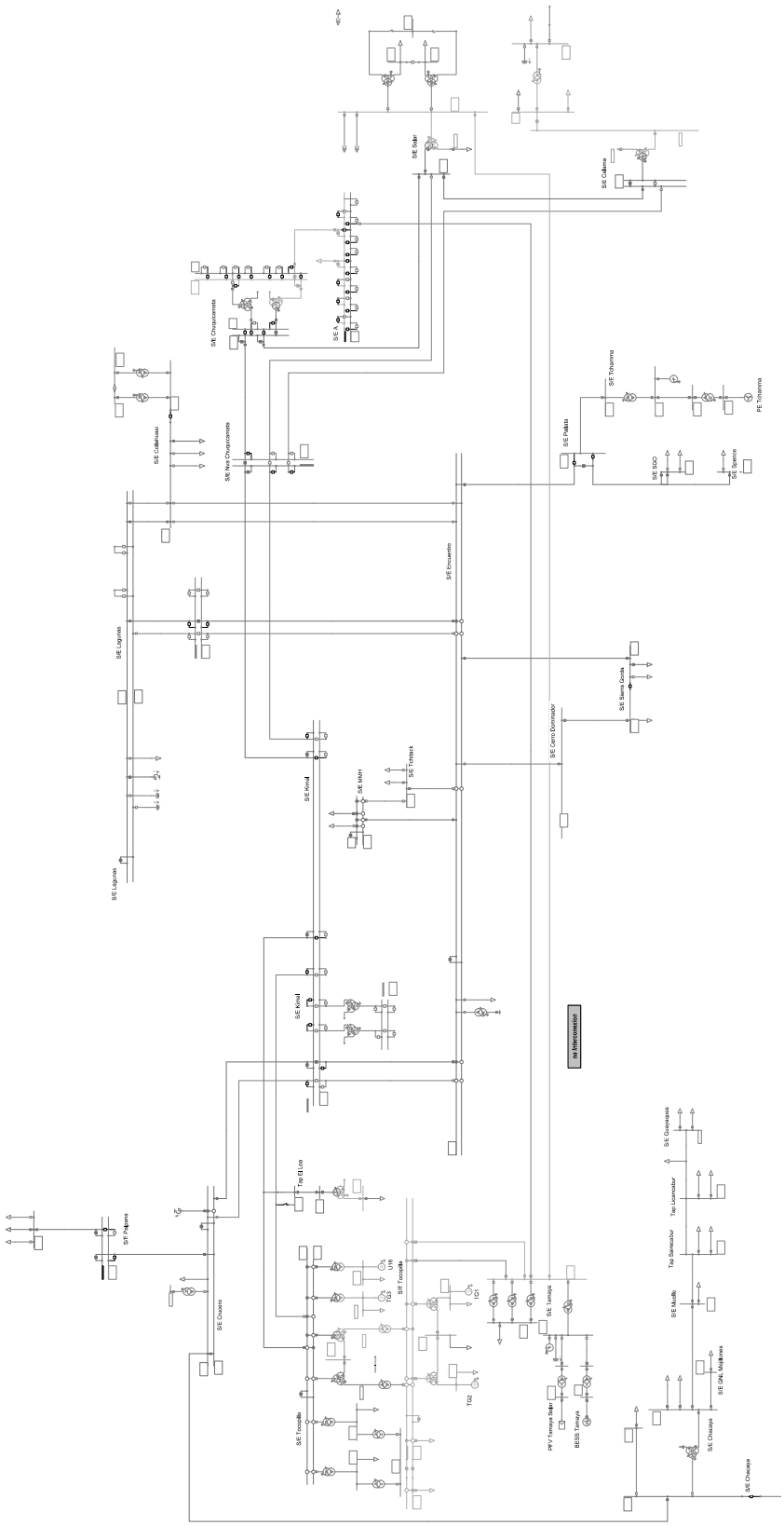


**Figura 5.14.** *Modelo en DIgSILENT PowerFactory para el Caso 2. [Fuente: Elaboración propia].*

### 5.3.4.a. Perfil de tensiones durante la secuencia de energización

El análisis del perfil de tensiones permite identificar las barras y etapas donde se presentan valores cercanos o superiores a los límites considerados durante la recuperación del Área Centro.

Los resultados se presentan por escenario operativo. En cada caso se evalúa la condición base y la condición con incorporación del PFV Tamaya Solar, modelando este último con control de tensión y una consigna de referencia de 1,05 p.u.. A continuación, se presentan los perfiles de tensión obtenidos para los escenarios A, B y C.

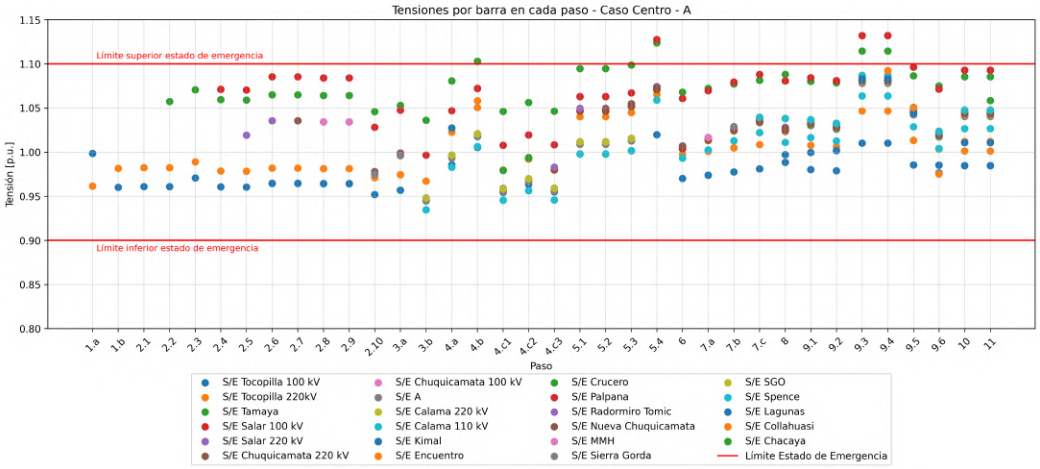



**Figura 5.15.** *Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario A en condición base. [Fuente: Elaboración propia]*

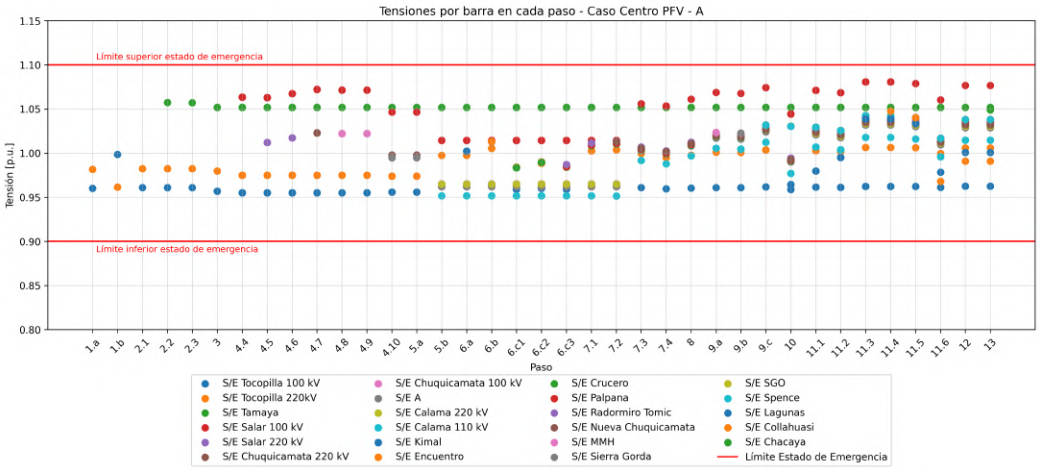



**Figura 5.16.** *Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario A con incorporación del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia]*

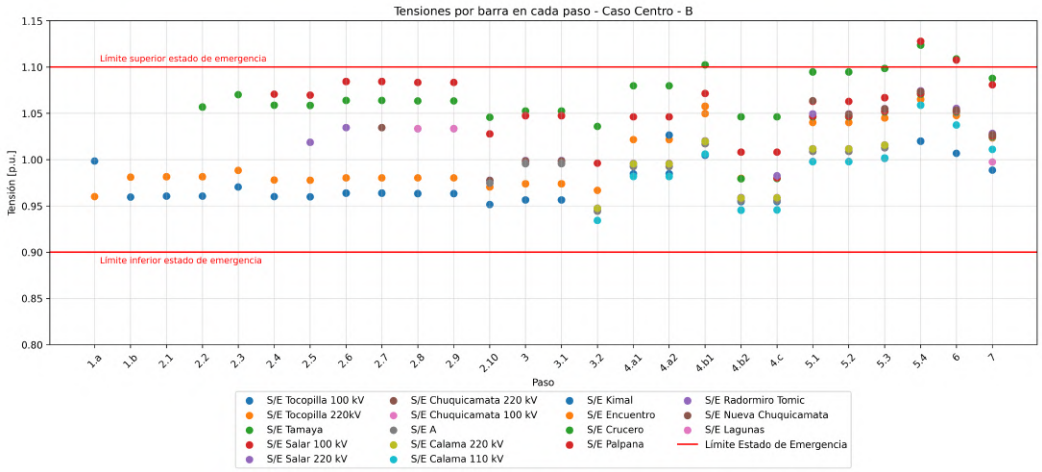



**Figura 5.17.** *Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario B en condición base. [Fuente: Elaboración propia]*

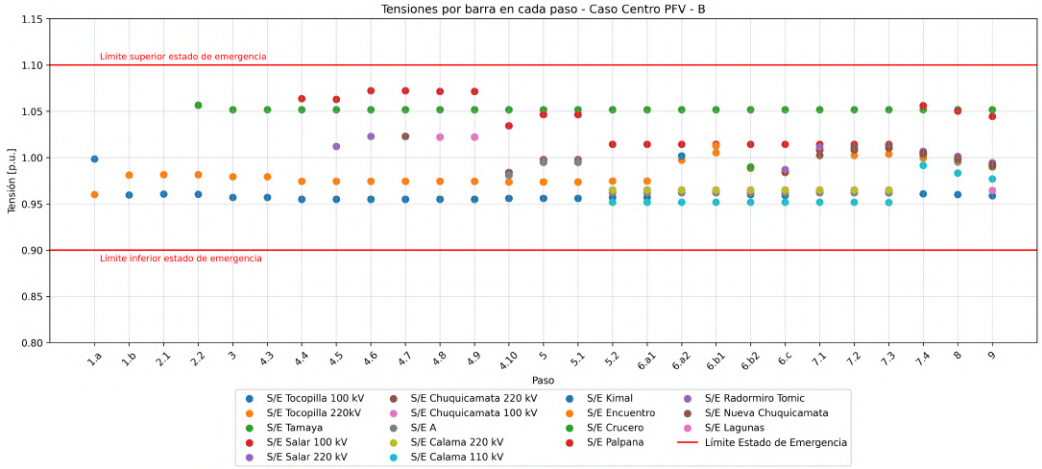



**Figura 5.18.** *Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario B con incorporación del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia]*

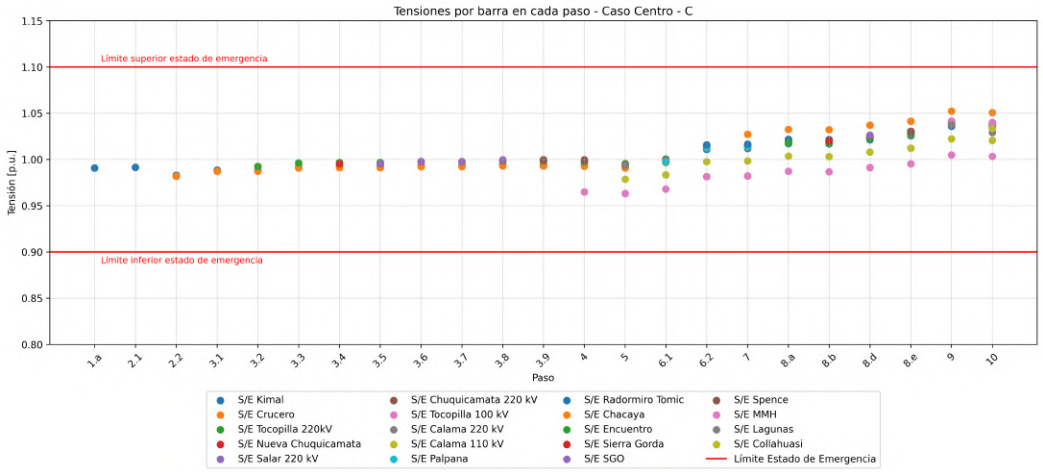



**Figura 5.19.** *Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario C en condición base. [Fuente: Elaboración propia]*

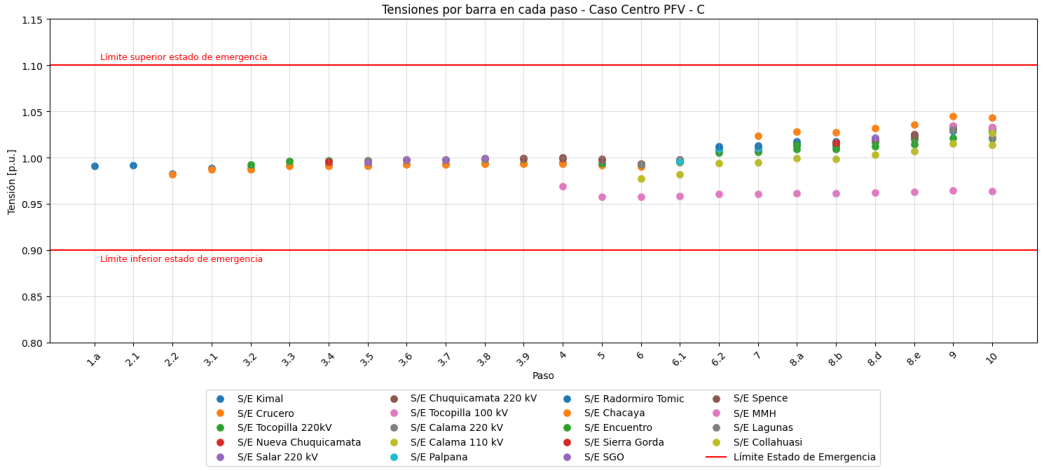



**Figura 5.20.** *Perfil de tensiones durante la secuencia de energización del Escenario C con incorporación del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia]*

Como se observa en las Figuras 5.15 y 5.17, en los escenarios A y B algunas barras presentan excedencias puntuales respecto del límite superior establecido para Estado de Emergencia durante determinadas etapas de la secuencia de energización. En la condición base no se contempla una acción específica para corregir estas desviaciones. No obstante, a medida que avanza la recuperación y se incorpora progresivamente la demanda, los niveles de tensión disminuyen y retornan a los márgenes operativos considerados.

Con la incorporación del PFV Tamaya Solar operando en control de tensión, las Figuras 5.16 y 5.18 muestran una reducción de las sobretensiones observadas en ambos escenarios. Bajo esta condición, la acción de control del PFV Tamaya Solar permite mantener las barras evaluadas dentro de los límites operativos durante toda la secuencia de energización.

En el Escenario C, la comparación entre las Figuras 5.19 y 5.20 muestra que la incorporación del PFV Tamaya Solar no genera variaciones significativas respecto de la condición base. En este caso, el PFV Tamaya Solar queda disponible como recurso de apoyo ante eventuales requerimientos de control de tensión en etapas posteriores.

#### 5.3.4.b. Sensibilidad del control de tensión

La sensibilidad del control de tensión se evalúa mediante la variación de la consigna del controlador asociado al PFV Tamaya Solar, con el fin de determinar el rango de ajuste compatible con la operación del Área Centro. Esta verificación permite identificar los valores de consigna que mantienen las tensiones de las barras evaluadas dentro de la banda admisible para *Estado de Emergencia*.

La Tabla 5.4 resume las consignas admisibles obtenidas para los escenarios evaluados.

Tabla 5.4
Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia].

| **Escenario** | **Consigna mínima [p.u.]** | **Consigna máxima [p.u.]** |
|---|---|---|
| Escenario A | 1,01 | 1,07 |
| Escenario B | 1,01 | 1,06 |
| Escenario C | 1,00 | 1,09 |

Las Figuras A.5, A.6, A.7, A.8, A.9 y A.10, incluidas en el Anexo A, presentan los perfiles de tensión obtenidos para las consignas mínimas y máximas admisibles del control de tensión del PFV Tamaya Solar en los escenarios A, B y C.

A partir de la sensibilidad realizada, se verifica que el control de tensión del PFV Tamaya Solar cuenta con un rango de consigna admisible en los tres escenarios evaluados. Este resultado permite definir una referencia operativa para la configuración del controlador durante la secuencia de recuperación, manteniendo la operación del parque dentro de condiciones compatibles con los límites de tensión considerados para *Estado de Emergencia*.

#### 5.3.4.c. Operación de máquinas y recursos incorporados

En este caso de estudio, la incorporación del PFV Tamaya Solar se evalúa como un recurso de apoyo al control de tensión durante la recuperación del Área Centro. La alternativa propuesta mantiene los bloques de carga definidos en las secuencias base, sin incorporar demanda adicional asociada a la entrada en servicio del parque.

Bajo estas condiciones, la cargabilidad de las unidades generadoras y de las instalaciones participantes queda determinada por los niveles de demanda y generación establecidos para cada escenario. La operación del PFV Tamaya Solar se representa mediante los valores considerados en las simulaciones, sin modificar los bloques de carga definidos para la secuencia de recuperación.

La caracterización presentada en la Sección 5.3.2 entrega, además, un antecedente de la potencia activa potencialmente disponible del PFV Tamaya Solar. Esta información puede utilizarse como referencia en evaluaciones posteriores que contemplen la incorporación de nuevos bloques de carga durante la recuperación del área. En ese caso, será necesario verificar nuevamente la cargabilidad, considerando la demanda incorporada, la generación disponible y la configuración operativa correspondiente.

#### 5.3.4.d. Fortaleza de red

La fortaleza de red se evalúa en el punto de conexión del PFV Tamaya Solar, con el objetivo de verificar las condiciones eléctricas asociadas a su incorporación durante la recuperación del Área Centro. Para ello, se consideran los niveles de potencia de cortocircuito obtenidos en cada escenario y la potencia nominal del parque, antecedentes que permiten determinar el indicador SCR y la potencia activa máxima admisible del recurso.

La Tabla 5.5 presenta los datos base utilizados en la evaluación de fortaleza de red del PFV Tamaya Solar.

Tabla 5.5
Datos base para el cálculo del indicador de fortaleza de red del PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia].

| **Escenario** | **Recurso** | $S''_k$ **[MVA]** | $P_{\text{nom}}$ **[MW]** |
|---|---|---|---|
| Escenario A | PFV Tamaya Solar | 198,4 | 102 |
| Escenario B | PFV Tamaya Solar | 198,4 | 102 |
| Escenario C | PFV Tamaya Solar | 287,9 | 102 |

A partir de estos antecedentes, se determina la potencia activa máxima que el parque puede incorporar durante la recuperación del área, manteniendo el indicador SCR en el valor adoptado para el análisis. Los resultados se presentan en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6
Indicadores de fortaleza de red para el PFV Tamaya Solar. [Fuente: Elaboración propia].

| **Esc.** | **SCR** | $P_{\text{máx}}$ **PFV Tamaya Solar [MW]** |
|---|---|---|
| A | 3 | 66,1 |
| B | 3 | 66,1 |
| C | 3 | 95,9 |

Desde una perspectiva operativa, la fortaleza de red establece un límite máximo de inyección para el PFV Tamaya Solar en los tres escenarios evaluados. Este valor debe interpretarse como un límite superior de inyección y no como una consigna directa de operación. La potencia activa efectivamente incorporada por el PFV Tamaya Solar deberá ajustarse en función de la disponibilidad del recurso solar, los requerimientos de control de tensión y las condiciones operativas de cada etapa de la recuperación. Si la generación fotovoltaica disponible supera el margen definido por el criterio de fortaleza de red, su inyección deberá limitarse para mantener una operación admisible.

#### 5.3.4.e. Síntesis de resultados del caso

La evaluación del Caso de estudio 2 permite verificar la incorporación del PFV Tamaya Solar en el Área Centro respecto de los criterios técnico-operativos evaluables mediante simulaciones estáticas de flujo de potencia. Esta verificación se aplica a los escenarios A, B y C, considerando la participación del parque como recurso de apoyo al control de tensión durante la secuencia de recuperación.

- **Disponibilidad temporal del recurso fotovoltaico:** el PFV Tamaya Solar se considera referencialmente disponible entre las 08:00 y 15:00 h, intervalo en el que se observan condiciones de aporte de potencia activa del parque.
- **Potencia activa fotovoltaica potencialmente disponible:** los perfiles de generación del PFV Tamaya Solar permiten caracterizar la disponibilidad horaria del recurso, considerando el perfil promedio, la distribución horaria y una referencia conservadora asociada al perfil percentil. En este caso, dichos perfiles se utilizan como antecedente de disponibilidad.
- **Control de tensión del PFV Tamaya Solar:** el parque se modela con control de tensión y se evalúa mediante una sensibilidad de consigna. Los resultados permiten definir rangos admisibles de ajuste para los tres escenarios analizados, manteniendo las tensiones de las barras evaluadas dentro de la banda considerada para Estado de Emergencia.
- **Perfil de tensiones:** en la condición base de los escenarios A y B se observan excedencias puntuales de tensión durante determinadas etapas de energización. Con la incorporación del PFV Tamaya Solar operando en control de tensión, estas sobretensiones se reducen y el perfil de tensiones mejora respecto de la condición base. En el Escenario C, la incorporación del parque no genera una variación relevante, ya que las tensiones se mantienen dentro de los límites considerados durante la secuencia evaluada.
- **Fortaleza de red del PFV Tamaya Solar:** la evaluación determina una potencia activa máxima admisible de 66,1 MW en los escenarios A y B, y de 95,9 MW en el escenario C, manteniendo el indicador SCR de 3. Estos valores representan límites superiores de inyección definidos por la fortaleza de red y no consignas directas de operación.

En síntesis, la incorporación del PFV Tamaya Solar resulta compatible con los criterios verificables mediante análisis estático de flujo de potencia, correspondientes a control de tensión, perfil de tensiones y fortaleza de red en el punto de conexión. Los criterios asociados a respuesta dinámica, control de frecuencia, tasa de variación de potencia activa, coordinación de protecciones y permanencia ante perturbaciones quedan fuera del alcance de esta etapa y deberán ser abordados mediante estudios dinámicos posteriores.

# Capítulo 6

# Conclusiones.

El presente trabajo permitió proponer criterios técnico-operativos para evaluar la incorporación de parques fotovoltaicos, parques eólicos y sistemas de almacenamiento de energía en el Plan de Recuperación de Servicio. La necesidad de estos criterios se fundamenta en la transformación del Sistema Eléctrico Nacional, caracterizada por una mayor participación de recursos renovables variables y tecnologías basadas en inversores, cuya operación durante procesos de recuperación requiere verificaciones específicas de disponibilidad, control, fortaleza de red y compatibilidad con las condiciones eléctricas del área.

A partir de la revisión del estado del arte, de la normativa técnica y de experiencias internacionales, se identificó que la participación de recursos basados en inversores en procesos de restauración no debe evaluarse únicamente en función de su capacidad instalada. Como parte de una evaluación técnico-operativa inicial, es necesario considerar la disponibilidad del recurso durante el horizonte de recuperación, la potencia o energía utilizable, la capacidad de control de tensión y frecuencia, y la fortaleza de red en el punto de conexión. Estos aspectos adquieren especial relevancia en redes parcialmente energizadas, donde el sistema presenta menor inercia, menor potencia de cortocircuito y una mayor sensibilidad frente a variaciones de tensión y potencia.

En el caso de la generación fotovoltaica, los perfiles horarios analizados permitieron confirmar que su disponibilidad se concentra en una ventana diurna acotada. Por ello, se propuso diferenciar entre bloque nocturno, bloques de transición y bloque diurno, evitando considerar aporte activo comprometido en horarios de baja disponibilidad o alta variabilidad. Además, se estableció que la potencia fotovoltaica utilizable debe definirse mediante referencias conservadoras, evitando utilizar directamente la capacidad instalada, la generación máxima observada o el perfil promedio como criterio principal. Esta condición reduce el riesgo de sobreestimar la generación disponible durante la recuperación del sistema.

Para la generación eólica, el análisis permitió reconocer una disponibilidad menos restringida al horario diurno, con potencial de aporte en distintos bloques del día. Sin embargo, la dispersión horaria observada en los perfiles de generación evidencia que su incorporación al PRS también requiere verificaciones específicas de disponibilidad y márgenes suficientes frente a desviaciones de generación. En consecuencia, tanto para recursos solares como eólicos, la disponibilidad horaria constituye una condición necesaria, pero no suficiente,

para su incorporación efectiva al proceso de recuperación.

Respecto de los sistemas de almacenamiento de energía, se definieron criterios asociados al estado de carga inicial, energía utilizable, potencia comprometida, autonomía mínima y margen operativo. Como referencia técnica, se consideró un rango operativo de estado de carga entre 10 % y 90 %, evitando programar el recurso en condiciones próximas a descarga profunda o carga completa. Asimismo, se propusieron autonomías mínimas de respaldo según el horizonte estimado de recuperación del área: al menos 2 h para recuperaciones menores a 60 min, 3 h para horizontes entre 60 y 120 min, y 4 h para horizontes superiores a 120 min. Estas autonomías constituyen una restricción operativa habilitante para la participación del BESS, dado que el sistema debe disponer de energía suficiente para mantener el servicio durante el horizonte de recuperación considerado.

La fortaleza de red fue identificada como un criterio central para la incorporación de recursos basados en inversores en redes parcialmente energizadas. Mediante indicadores como SCR y ESCR, es posible verificar si el punto de conexión presenta condiciones compatibles con la operación estable de instalaciones en modo seguidor de red. En este trabajo se consideraron los umbrales SCR $\geq 3$ y ESCR $\geq 1{,}5$ como referencias mínimas. Su aplicación permitió evaluar la factibilidad de conexión y, en condiciones más restrictivas, establecer límites máximos de inyección activa admisible.

La metodología desarrollada permitió aplicar los criterios propuestos mediante simulaciones estáticas de flujo de potencia en *DIgSILENT PowerFactory*. Este enfoque permitió evaluar secuencias de energización por etapas, contrastando la condición base del PRS con alternativas que incorporan recursos renovables y sistemas de almacenamiento. Las variables verificadas incluyeron niveles de tensión en barras, sensibilidad de consignas de control, operación de los recursos incorporados y fortaleza de red en los puntos de conexión. De esta forma, se obtuvo una validación estacionaria de las alternativas propuestas, manteniendo trazabilidad con las condiciones operativas del PRS.

En el Caso de estudio 1, correspondiente al Área Arica, se evaluó la incorporación del sistema BESS Arica y del PFV Willka bajo la condición de indisponibilidad de la Central Diésel Arica. Bajo las condiciones simuladas, la alternativa resultó compatible con la secuencia propuesta para los escenarios con disponibilidad de unidades de Chapiquiña. El sistema BESS Arica fue modelado en modo PQ, con una potencia activa de al menos 1 MW y un estado de carga inicial de 50 %, cumpliendo el rango operativo de referencia propuesto para almacenamiento. Además, el indicador SCR obtenido para este recurso fue de 12,95, por lo que su incorporación no queda restringida por fortaleza de red.

Para el PFV Willka, se consideró su disponibilidad para procesos de recuperación iniciados entre las 08:00 y 17:00 h, utilizando el perfil P10 como referencia conservadora. Para cada hora considerada, se verificó la disponibilidad del recurso durante el horizonte de recuperación definido para el Área Arica, representado mediante un intervalo de una hora. Por lo tanto, esta ventana corresponde a los horarios de inicio en los que se evalúa la participación del PFV y no a la duración total del proceso de recuperación. La evaluación de fortaleza de red se realizó mediante una sensibilidad de la potencia activa inyectada, utilizando como referencia el umbral mínimo ESCR = 1,5 para instalaciones basadas en inversores en modo seguidor de red. A partir de esta sensibilidad, se determinaron límites

máximos admisibles de conexión de 15,99 MW para el escenario con una unidad de Chapiquiña y de 24,46 MW para el escenario con dos unidades. Estos valores deben interpretarse como límites superiores de inyección compatibles con el criterio de fortaleza de red, y no como consignas directas de operación del parque.

La sensibilidad del control de tensión del PFV Willka permitió definir rangos admisibles entre 0,93 p.u. y 1,07 p.u. para el escenario con una unidad de Chapiquiña, y entre 0,93 p.u. y 1,08 p.u. para el escenario con dos unidades. Dentro de estos rangos, las tensiones de las barras evaluadas se mantuvieron dentro de los límites considerados para Estado de Emergencia. Asimismo, los resultados de cargabilidad mostraron que la Central Chapiquiña, el BESS Arica y el PFV Willka operan dentro de los límites considerados en los puntos de operación simulados.

En el caso de estudio 2, correspondiente al Área Centro, se evaluó la incorporación del PFV Tamaya Solar como recurso de apoyo al control de tensión durante la secuencia de recuperación. El análisis se orientó a evaluar su efecto sobre el perfil de tensiones del área, considerando los escenarios operativos asociados a la disponibilidad de las unidades de la Central Tocopilla y manteniendo la estructura general de los planes de recuperación analizados. Para efectos del estudio, el intervalo comprendido entre las 08:00 y 15:00 h se adoptó como referencia para el eventual aporte de potencia activa del PFV Tamaya Solar durante la recuperación. Este intervalo se aplica únicamente a la disponibilidad de potencia activa y no limita su participación en el control de tensión fuera de dicho horario.

Los resultados del Área Centro mostraron que, en la condición base de los escenarios A y B, existen excedencias puntuales de tensión durante determinadas etapas de energización. Con la incorporación del PFV Tamaya Solar operando en control de tensión, estas sobretensiones se reducen y el perfil de tensiones mejora respecto de la condición base. En el Escenario C, la incorporación del parque no genera una variación relevante, debido a que las tensiones se mantienen dentro de los límites considerados durante la secuencia evaluada.

La sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar permitió establecer rangos admisibles de consigna entre 1,01 p.u. y 1,07 p.u. para el Escenario A, entre 1,01 p.u. y 1,06 p.u. para el Escenario B, y entre 1,00 p.u. y 1,06 p.u. para el Escenario C. Por otra parte, la evaluación de fortaleza de red permitió determinar, para cada escenario, la potencia activa máxima admisible del parque, manteniendo el indicador SCR en el umbral adoptado de 3.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten concluir que la incorporación de recursos basados en inversores al PRS es técnicamente factible cuando se realiza de forma condicionada, coordinada y respaldada por estudios específicos. En el Área Arica, el BESS Arica y el PFV Willka permiten complementar la secuencia de recuperación frente a la indisponibilidad de la Central Diésel Arica, siempre que exista disponibilidad de al menos una unidad de Chapiquiña. En el Área Centro, el PFV Tamaya Solar permite mejorar el perfil de tensiones en escenarios donde la condición base presenta sobretensiones puntuales, actuando como recurso de apoyo al control de tensión.

Finalmente, se concluye que los análisis estáticos de flujo de potencia constituyen una primera etapa útil para evaluar la factibilidad estacionaria de incorporación de recursos basados en inversores en el PRS. Sin embargo, estos análisis no reemplazan los estudios dinámicos necesarios para validar la respuesta ante perturbaciones, el control de frecuencia, la interacción entre controladores, la coordinación de protecciones, la permanencia conectada ante fallas y la estabilidad transitoria. Por lo tanto, los resultados obtenidos deben entenderse como una validación técnico-operativa preliminar, acotada al comportamiento estacionario de las alternativas evaluadas.

## Recomendaciones y trabajo a futuro

En esta Memoria se propusieron criterios técnico-operativos y se aplicaron a dos casos de estudio del Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de evaluar la incorporación de recursos basados en inversores durante la recuperación de servicio. Los resultados muestran que estos recursos pueden aportar al PRS, siempre que su participación sea definida a partir de estudios específicos que verifiquen disponibilidad, fortaleza de red, control de tensión, etapa de conexión y compatibilidad con las restricciones operativas del área.

Sobre esta base, se plantean las siguientes líneas de trabajo futuro:

1. **Realizar estudios dinámicos RMS y EMT** para verificar la respuesta de los recursos incorporados ante perturbaciones de tensión, frecuencia y ángulo, considerando la interacción entre controladores, la permanencia conectada ante fallas y la estabilidad transitoria durante la recuperación.

2. **Evaluar estrategias de control grid-forming en sistemas BESS y plantas renovables**, con el fin de determinar bajo qué condiciones estos recursos podrían participar en etapas más tempranas del PRS o apoyar esquemas de partida autónoma.

3. **Extender la metodología a otras áreas del Sistema Eléctrico Nacional**, considerando zonas con distintos horizontes de recuperación, niveles de fortaleza de red, disponibilidad renovable y dependencia de generación convencional con capacidad de partida autónoma.

# Anexo A

# Anexo

## A.1. Plan de recuperación de servicio

### A.1.1. Centrales con capacidad de Partida Autónoma

Tabla A.1: Centrales del SEN con capacidad de partida autónoma.[Fuente: [12]]

| **Zona** | **Área** | **Nombre central** | **Nombre unidad** | **Potencia máx. [MW]** | **Tiempo de partida autónoma [min]** |
|---|---|---|---|---|---|
| Norte Grande | Arica | Chapiquiña | CHAP 1 | 5,45 | 10,36 |
| | | | CHAP 2 | 5,45 | 10,36 |
| | | Diésel Arica (*) | GMAR (1–4) | 2,1 | 6,33 |
| | | | M1AR (1–3) | 0,83 | 2,03 |
| | | | M2AR (1–2) | 1,1 | 3,20 |
| | Capricornio | Diésel Mantos Blancos | MIMB (1–10) | 2,86 | 18 |
| | Tarapacá | Tarapacá (**) | TGTAR | 20,04 | 7,5 |
| | Centro | Tocopilla | TG1 | 19,71 | 17,20 |
| | | | TG2 | 20 | 17,20 |
| | | | TG3 | 36,3 | 9 |
| | O'Higgins | Atacama | TG1A | 115 | 12 |
| | | | TG2A | 109,75 | 12 |
| | Cordillera | Kelar | TG1 | 162,35 | 156,95 |
| | | | TG2 | 163,3 | 156,95 |
| Norte Chico | Diego de Almagro | Diego de Almagro | TG1 | 23,8 | 6,02 |
| | | Salvador | TG1 | 17,75 | 9 |
| | Cardones | Huasco | TG3 | 19,33 | 7,00 |
| | | | TG4 | 19,33 | 7,03 |
| | | | TG5 | 19,33 | 7,18 |
| | Pan de Azúcar | El Peñón (***) | U (1–50) | 81 | 1 |
| Centro | Alto Jahuel | Colbún | U1 | 231,2 | 11,97 |
| | | | U2 | 232 | 12,82 |
| | | Pehuenche | U1 | 286,99 | 32,53 |
| | | | U2 | 286,47 | 21,35 |
| | Cerro Navia | Rapel | U1 | 76,05 | 102,43 |
| | | | U2 | 76,22 | 101,97 |
| | | | U3 | 75,43 | 102,27 |
| | | | U4 | 74,98 | 102,20 |
| | | | U5 | 79,52 | 101,72 |
| | | Quintero | TG1A | 128 | 46,65 |
| | | | TG1B | 121,92 | 46,65 |
| | Itahue | Teno (***) | U (1–36) | 59 | 1 |

| Zona | Área | Nombre central | Nombre unidad | Potencia máx. [MW] | Tiempo de partida autónoma [min][2] |
|---|---|---|---|---|---|
| Sur | Biobío | El Toro | U1 | 113,44 | 4,98 |
| | | | U2 | 111,98 | 36,03 |
| | | | U3 | 113,46 | 33,32 |
| | | | U4 | 113,20 | 32,53 |
| | | Ralco | U1 | 389,54 | 39,65 |
| | | | U2 | 390,95 | 41,68 |
| | | Yungay | U1 | 52,45 | 8 |
| | | | U2 | 54,86 | 8 |
| | | | U3 | 54,47 | 8 |
| | | Coronel | U1 | 41,7 | 22 |
| | Pullinque | Pullinque | U1 | 17,13 | 13 |
| | | | U2 | 17,13 | 14 |
| | | | U3 | 17,13 | 14 |
| | Pilmaiquén | Pilmaiquén | U1 | 5,6 | 10 |
| | | | U2 | 5,6 | 10 |
| | Canutillar | Canutillar | U1 | 86 | 10,76 |
| | | | U2 | 85,79 | 9,6 |

### A.1.2. Recursos de aislamiento rápido

Tabla A.2
Centrales del SEN con capacidad de aislamiento rápido.[Fuente: [12]]

| Zona | Área | Central | Unidad |
|---|---|---|---|
| Centro | Itahue | Celco | Unidad N.º 1 |
| Sur | Canutillar | Canutillar | Unidad N.º 1 |
| | | | Unidad N.º 2 |

### A.1.3. Equipamiento de vinculación de islas eléctricas

Tabla A.3: Instalaciones del SEN con capacidad de vinculación.[Fuente: [12]]

| Zona | SSEE | Vínculos de tensión [kV] |
|---|---|---|
| Norte Grande | S/E Angamos | 220 |
| | S/E Antofagasta | 110 |
| | S/E Arica | 66/110 |
| | S/E Atacama | 220 |
| | S/E Capricornio | 110 |
| | S/E Chacaya | 220 |
| | S/E Changos | 500/220 |
| | S/E Crucero | 220 |
| | S/E Cumbre | 500 |
| | S/E Domeyko | 220 |
| | S/E El Cobre | 220 |
| | S/E Encuentro | 220 |
| | S/E Escondida | 220 |
| | S/E Kapatur | 220 |
| | S/E Laberinto | 220 |
| | S/E Lagunas | 220 |

| **Zona** | **SSEE** | **Vínculos de tensión [kV]** |
|---|---|---|
| | S/E Mantos Blancos | 220 |
| | S/E Mejillones | 220 |
| | S/E O'Higgins | 220 |
| | S/E OGP1 | 220 |
| | S/E Tarapacá | 220 |
| | S/E Tocopilla | 110/220 |
| Norte Chico | S/E Cardones | 220 |
| | S/E Carrera Pinto | 220 |
| | S/E Diego de Almagro | 110/220 |
| | S/E Don Goyo | 220 |
| | S/E Don Héctor | 220 |
| | S/E Illapa | 220 |
| | S/E La Cebada | 220 |
| | S/E Las Palmas | 220 |
| | S/E Los Vilos | 220 |
| | S/E Maitencillo | 220 |
| | S/E Nueva Cardones | 220/500 |
| | S/E Nueva Maitencillo | 220/500 |
| | S/E Nueva Pan de Azúcar | 220/500 |
| | S/E Ovalle | 66 |
| | S/E Pan de Azúcar | 110/220 |
| | S/E Punta Colorada | 220 |
| Quinta | S/E San Luis | 220 |
| | S/E San Pedro | 110 |
| | S/E Ventanas | 110 |
| | S/E Quillota | 110/220 |
| Centro | S/E Alto Jahuel | 154/220/500 |
| | S/E Ancoa | 220/500 |
| | S/E Sauzal | 110 |
| | S/E Candelaria | 220 |
| | S/E Cerro Navia | 220 |
| | S/E Colbún | 220 |
| | S/E Itahue | 154 |
| | S/E Lo Aguirre | 220 |
| | S/E Nogales | 220 |
| | S/E Polpaico | 220/500 |
| | S/E Rancagua | 154 |
| | S/E Rapel | 220 |
| | S/E Tinguiririca | 154 |
| Sur | S/E Angostura | 220 |
| | S/E Antuco | 220 |
| | S/E Canutillar | 220 |
| | S/E Cautín | 220 |
| | S/E Charrúa | 154/220/500 |
| | S/E Ciruelos | 220 |
| | S/E Concepción | 154 |
| | S/E Coronel | 66 |
| | S/E Duqueco | 220 |
| | S/E Frutillar Norte | 220 |

| **Zona** | **SSEE** | **Vínculos de tensión [kV]** |
|---|---|---|
| | S/E Hualpén | 154 |
| | S/E Loncoche | 66 |
| | S/E Melipulli | 66/110 |
| | S/E Mulchén | 220 |
| | S/E Pichirropulli | 220 |
| | S/E Pilauco | 66 |
| | S/E Puerto Montt | 220 |
| | S/E Pullinque | 66 |
| | S/E Rahue | 220 |
| | S/E Temuco | 66/220 |
| | S/E Valdivia | 66/220 |

## A.2. Caso de estudio 1: Área Arica

### A.2.1. Secuencias propuestas de recuperación

**Escenario A: una unidad de Chapiquiña disponible**

Tabla A.4
Secuencia de recuperación propuesta para el Escenario A.

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 0.a | CDC | CDC comunica al CC de Engie (COIESA) la ocurrencia del apagón en el área e instruye iniciar el PRS y la aplicación de los ERS. | – |
| 0.b | COIESA (COR) | Se comunica con los CC del área e instruye la aplicación de sus ERS y PPRS, según corresponda. | – |
| 1.a | Engie generación | Partida y sincronización de una unidad de Chapiquiña. | – |
| 1.b | Engie generación | Recuperación de consumos en S/E Chapiquiña, correspondientes a Chungará y Putre. El bloque de carga es de 0,6 MW, con una tasa de recuperación no mayor a 3,72 MW/min. | 0,6 |
| 2.a | COIESA | Se energiza la LT 1x66 kV Chapiquiña – Arica. | – |
| 2.b | COIESA | Energización de la LT 1x66 kV Arica – CD Arica y sincronización en S/E Arica. | – |
| 3.a | Engie generación | Entrada en servicio del sistema BESS Arica en modo PQ, considerando una potencia activa referencial de 1 MW. | – |
| 4.a | COIESA | Energización de S/E Tap Off El Águila y recuperación de 0,6 MW en S/E Lluta. | 0,6 |
| 5.a | CGE Trans. | Energización de 1x66 kV Tap Off Quiani – Quiani y sincronización en S/E Quiani. | – |
| 6.a | CGE Trans. / Transemel | Energización de la LT 1x66 kV Parinacota – Quiani y sincronizar S/E Parinacota. | – |
| 7.a | Transemel | Energización del transformador TR Parinacota 220/69/13,8 kV, 120 MVA. | – |
| 8.a | ENORCHILE S.A. | Energización de la LT 1x220 kV Willka – Parinacota. | – |
| 8.b | ENORCHILE S.A. | Incorporación del PFV Willka en modo control de tensión. | – |
| 9.a | Transemel / CGE Trans. | Energización de la LT 1x66 kV Parinacota – Chinchorro. | – |
| 9.a | CGE Trans. | Recuperación de 6 MW de carga en la S/E Chinchorro. | 6,0 |
| 10.b | CGE Trans. | Recuperación de 3 MW de carga en S/E Quiani. | 3,0 |

**Escenario B: dos unidades de Chapiquiña disponibles.**

Tabla A.5
Secuencia de recuperación propuesta para el Escenario B.

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 0.a | CDC | CDC comunica al CC de Engie (COIESA) la ocurrencia del apagón en el área e instruye iniciar el PRS y la aplicación de los ERS. | – |
| 0.b | COIESA (COR) | Se comunica con los CC del área e instruye la aplicación de sus ERS y PPRS, según corresponda. | – |
| 1.a | Engie generación | Partida y sincronización de una unidad de Chapiquiña. | – |
| 1.b | Engie generación | Recuperación de consumos en S/E Chapiquiña, correspondientes a Chungará y Putre. El bloque de carga es de 0,6 MW, con una tasa de recuperación no mayor a 3,72 MW/min. | 0,6 |
| 2.a | COIESA | Se energiza la LT 1x66 kV Chapiquiña – Arica. | – |
| 2.b | COIESA | Energización de la LT 1x66 kV Arica – CD Arica y sincronización en S/E Arica. | – |
| 3.a | Engie generación | Entrada en servicio del sistema BESS Arica en modo PQ, considerando una potencia activa referencial de 1 MW. | – |
| 4.a | COIESA | Energización de S/E Tap Off El Águila y recuperación de 0,6 MW en S/E Lluta. | 0,6 |
| 5.a | CGE Trans. | Energización de 1x66 kV Tap Off Quiani – Quiani y sincronización de S/E Quiani. | – |
| 6.a | CGE Trans. / Transemel | Energización de la LT 1x66 kV Parinacota – Quiani y sincronizar S/E Parinacota. | – |
| 7.a | Engie generación | Sincronización de la segunda unidad de Chapiquiña y toma gradual de 3 MW de carga en S/E Quiani. | 3,0 |
| 8.a | Transemel | Energización del transformador TR Parinacota 220/69/13,8 kV, 120 MVA. | – |
| 9.a | ENORCHILE S.A. | Energización de la LT 1x220 kV Willka – Parinacota. | – |
| 9.b | ENORCHILE S.A. | Incorporación del PFV Willka en modo control de tensión. | – |
| 10.a | Transemel / CGE Trans. | Energización de la LT 1x66 kV Parinacota – Chinchorro. | – |
| 11.a | CGE Trans. | Recuperación de 6 MW de carga en la S/E Chinchorro. | 6,0 |

**Escenario C: Central Chapiquiña sin unidades disponibles. Recuperación del área condicionada a una fuente externa.**

Tabla A.6
Condición de recuperación propuesta para el Escenario C.

| N° | CC | Instrucción del COR |
|---|---|---|
| 0.a | CDC | CDC comunica al CC de Engie (COIESA) la ocurrencia del apagón en el área e instruye iniciar el PRS y la aplicación de los ERS. |
| 0.b | COIESA (COR) | Se comunica con los CC del área e instruye la aplicación de sus ERS y PPRS, según corresponda. |
| 1.a | COIESA (COR) | Se verifica la indisponibilidad de unidades de Chapiquiña y de la Central Diésel Arica. Bajo esta condición, no se inicia una secuencia autónoma de recuperación local. |
| 1.b | CDC / COIESA (COR) | El área permanece a la espera de disponibilidad de energía desde otra área del sistema, de acuerdo con las instrucciones del CDC y la condición operativa existente. |

## A.2.2. Sensibilidad del control de tensión

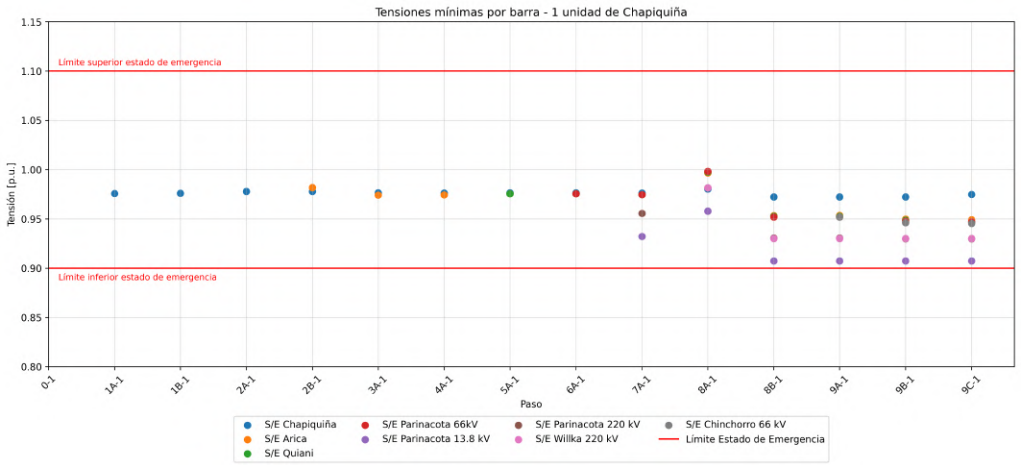



**Figura A.1.** *Sensibilidad del control de tensión del PFV Willka con consigna de* 0,93 *p.u. para el Escenario A. [Fuente: Elaboración propia].*

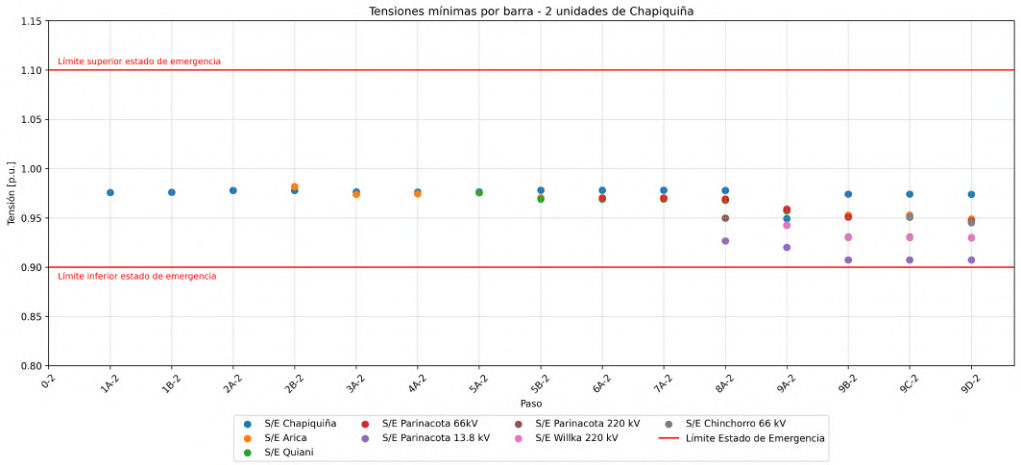



**Figura A.2.** *Sensibilidad del control de tensión del PFV Willka con consigna de* 0,93 *p.u. para el Escenario B. [Fuente: Elaboración propia].*

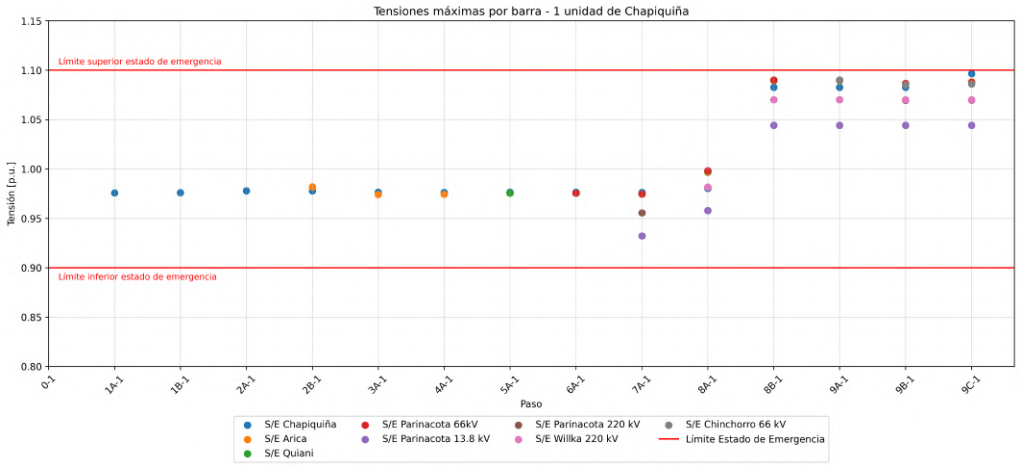



**Figura A.3.** *Sensibilidad del control de tensión del PFV Willka con consigna de* 1,07 *p.u. para el Escenario A. [Fuente: Elaboración propia].*

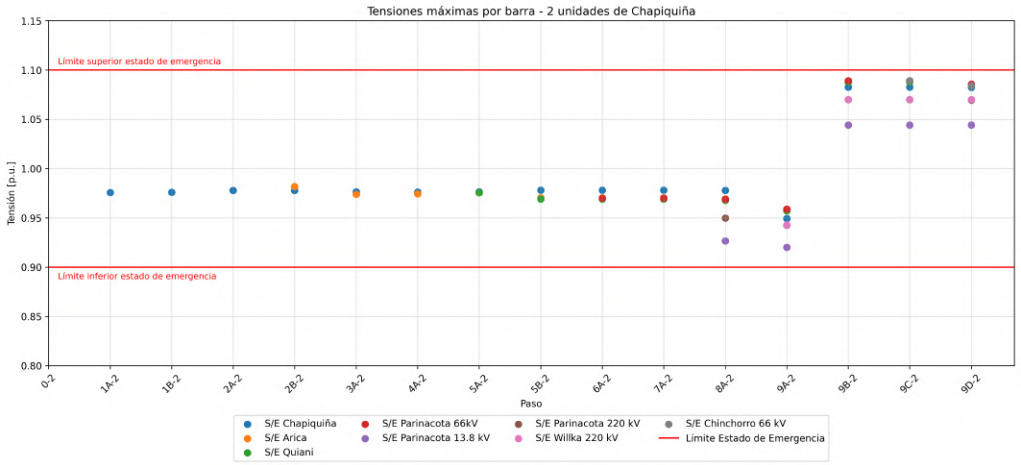



**Figura A.4.** *Sensibilidad del control de tensión del PFV Willka con consigna de* 1,08 *p.u. para el Escenario B. [Fuente: Elaboración propia].*

## A.3. Caso de estudio 2: Área Centro

### A.3.1. Secuencias propuestas de recuperación

#### Escenario A: unidades U16, TG1, TG2 y TG3 disponibles

Tabla A.7: Secuencia de recuperación propuesta para el Escenario A.

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 0.a | CDC | CDC comunica al CC de Engie (COIESA) la ocurrencia del apagón en el área e instruye iniciar el PRS y la aplicación de los ERS. | – |
| 0.b | COIESA (COR) | Se comunica con los CC del área e instruye la aplicación de sus ERS y PPRS, según corresponda. | – |
| 1.a | Engie Generación | El COR COIESA instruye la partida a las unidades TG de la Central Tocopilla y se coordina con el CC de CGE Transmisión para que tome una carga aproximada de 10 MW en la S/E Central Tocopilla.<br>El primer paso del escalón de carga debe ser de 4 MW con una tasa de recuperación no mayor a 3,98 MW/min. | 10,0 |
| 1.b | Engie Generación | El COR COIESA energiza y/o sincroniza en la S/E Central Tocopilla 220 kV a través de un transformador *booster* 110/110 kV y un autotransformador 220/110/13,8 kV, ambos equipos ubicados en la misma subestación. | – |
| 1.c | Engie Generación | El COR COIESA alimenta los SSAA de la Central Tocopilla Unidad U16 para que inicie el proceso de partida. | – |
| 2 | COIESA | El COR COIESA energiza la LT 2x110 kV Tocopilla - Tamaya (C1 o C2), para posteriormente efectuar la energización y sincronización en S/E Tamaya. | – |
| 3 | COIESA / Engie Energía Chile S.A. | El COR COIESA coordina con el CC de Engie Energía Chile S.A. la incorporación del PFV Tamaya Solar, considerando su operación con control de tensión. | – |

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 4 | COIESA | El COR COIESA continúa la energización hacia S/E Chuquicamata 220 kV desde S/E Tocopilla 110 kV, mediante la energización de las siguientes instalaciones y bloques de carga autorizados:<br>▪ LT 1x110 kV Tamaya - Salar (4 MW).<br>▪ LT 1x220 kV Salar - Chuquicamata.<br>▪ LT 1x110 kV Chuquicamata - 10A (11 MW).<br>▪ LT 2x110 kV Chuquicamata - A (4 MW).<br>Alternativamente, mientras se encuentre indisponible la LT 1x110 kV Tamaya - Salar, se deberá proceder mediante la energización de:<br>▪ LT 1x110 kV Tamaya - A.<br>▪ LT 1x100 kV A - Chuquicamata.<br>Posteriormente, energiza la S/E Chuquicamata por medio de un ATR 220/110/13,8 kV y autoriza la recuperación de 15 MW de consumos en S/E Chuquicamata. Finalmente, energiza la S/E Salar por medio de la LT 1x220 kV Chuquicamata - Salar. | 15,0 |
| 5 | COIESA / CGE Transmisión | El COR COIESA:<br>▪ Energiza la LT 1x220 kV Salar - Calama, donde el CC de COIESA cierra en S/E Salar y luego el CC de STS cierra en S/E Calama.<br>▪ Autoriza al CC de CGE Transmisión la recuperación de 10 MW de consumos en la S/E Calama. | 10,0 |
| 6.a | COIESA / STS | El COR COIESA se coordina con el CC de STS:<br>▪ Cierre la LT 2x220 kV Tocopilla - Kimal, circuito al que esté conectado el Tap Off El Loa, donde el CC de COIESA cierra en S/E Tocopilla y luego el CC de STS cierra en S/E Kimal. | – |
| 6.b | COIESA / STS | El COR COIESA se coordina con el CC de STS:<br>▪ Energización de la LT 2x220 kV Kimal - Encuentro (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E Kimal y luego el CC de Transelec cierra en S/E Encuentro. | – |

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 6.c | COIESA / STS | El COR COIESA se coordina con el CC de STS para energizar la LT 2x220 kV Kimal - Crucero (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E Kimal y luego el CC de COIESA cierra en S/E Crucero. Antes de este cierre, confirma la conexión del reactor JRE de 24 MVAr en la S/E Crucero y que esté conectada solo una de las siguientes cargas, verificables a través de las siguientes líneas:<br>▪ LT 2x220 kV Norgener - Crucero, en los Tap Off La Cruz (1 MW) y Barriles (1 MW).<br>▪ LT 1x220 kV Crucero - Conchi y LT 1x220 kV Conchi - El Abra (0,4 MW).<br>▪ LT 1x220 kV Crucero - Palpana y LT 1x220 kV Palpana - R. Tomic (1 MW). | 2,0 / 0,4 / 1,0 |
| 7 | COIESA / STS | El COR COIESA se coordina con STS:<br>▪ Energizar la LT 2x220 kV Kimal - Nueva Chuquicamata (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E Kimal y luego el CC de COIESA cierra en S/E Nueva Chuquicamata.<br>El COR COIESA ejecuta el cierre de:<br>▪ LT 1x220 kV Nueva Chuquicamata - Chuquicamata (C1 o C2), donde el CC de COIESA cierra en S/E Nueva Chuquicamata y luego cierra en S/E Chuquicamata. | – |
| 8 | COIESA | En esta etapa, el COR COIESA espera el ingreso de la unidad U16 para que contribuya a la regulación de tensión en el área. Una vez sincronizada, el COR COIESA la deja operando en modo de regulación de frecuencia. | – |
| 9.a | Transelec / Codelco / AES Andes | El COR COIESA energiza la siguiente línea solo si confirma el bloque de carga indicado:<br>▪ LT 1x220 kV Encuentro - M. Ministro Hales (5 MW), donde el CC de Transelec cierra en S/E Encuentro y luego el CC de AES Andes cierra en S/E M. Ministro Hales. | - |
| 9.b | Enorchile | El COR COIESA energiza la siguiente línea solo si confirma el bloque de carga indicado:<br>▪ LT 1x220 kV Encuentro - Sierra Gorda (5 MW), desde el CC de Transelec cierra en S/E Encuentro y luego el CC de Enorchile cierra en S/E Sierra Gorda. | - |
| 9.c | Minera Spence / Minera Escondida | El COR COIESA energiza las siguientes líneas solo si confirman los bloques de carga indicados:<br>▪ LT 1x220 kV Encuentro - SGO (2 MW), donde el CC de Transelec cierra en S/E Encuentro y luego el CC de Enorchile cierra en S/E Sierra Gorda.<br>▪ LT 1x220 kV SGO - Spence II (3 MW). | - |

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 10 | COIESA / CGE Transmisión | El COR COIESA se coordina con el CC de CGE Transmisión para la recuperación de 5 MW de consumos en la S/E Calama. | 5,0 |
| 11 | COIESA / Interchile | El COR COIESA se coordina con el CC de Interchile para energizar la LT 2x220 kV Encuentro - Ana María - Lagunas C1, con el reactor JZ1 de 30 MVAr conectado en la barra de S/E Lagunas, donde el CC de Interchile cierra en S/E Encuentro, luego el CC de Transelec cierra en S/E Ana María y, finalmente, el CC de Interchile cierra en S/E Lagunas.<br>Posteriormente, se energiza la LT 2x220 kV Lagunas - Cahuiza - Collahuasi (C1 o C2), autorizando la recuperación de 10 MW de carga en la S/E Collahuasi. Dicho bloque de carga debe estar confirmado antes de energizar la línea, donde el CC de Transelec cierra en S/E Lagunas, luego el CC de Collahuasi cierra en S/E Cahuiza y posteriormente en S/E Collahuasi. | –<br><br><br><br><br><br>10,0 |
| 12 | COIESA | A medida que los consumos mineros comienzan a tomar cargas relevantes, especialmente de carácter inductivo, el COR COIESA evalúa la necesidad de suministrar SSAA a la Central Térmica Mejillones. En caso de no disponer de energía para estos servicios, el COR COIESA energiza la LT 1x220 kV Chacaya - Crucero. | – |
| 13 | COIESA / Reliable Nueva Energía | En caso de disponibilidad de control de tensión en el área, a partir de las centrales ERV, principalmente de energía solar, el COR COIESA energiza las siguientes líneas:<br>▪ LT 2x220 kV Kimal - María Elena (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E Kimal y luego cierra en S/E María Elena.<br>▪ LT 2x220 kV María Elena - Frontera (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E María Elena y luego el CC de Transelec cierra en S/E Frontera.<br>▪ LT 1x220 kV Frontera - San Simón, donde el CC de Transelec cierra en S/S Frontera y luego el CC de RNE cierra en S/E San Simón.<br>▪ LT 1x220 kV San Simón - Tap Nueva Victoria - Lagunas, donde el CC de RNE cierra en S/E San Simón y S/E Nueva Victoria y luego el CC de Transelec cierra en S/E Lagunas. | – |

**Escenario B: unidade U16 indisponible**

Tabla A.8: Secuencia de recuperación propuesta para el Escenario B.

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 0.a | CDC | CDC comunica al CC de Engie (COIESA) la ocurrencia del apagón en el área e instruye iniciar el PRS y la aplicación de los ERS. | – |
| 0.b | COIESA (COR) | Se comunica con los CC del área e instruye la aplicación de sus ERS y PPRS, según corresponda. | – |
| 1.a | Engie Generación | El COR COIESA instruye la partida a las unidades TG de la Central Tocopilla y se coordina con el CC de CGE Transmisión para que tome una carga aproximada de 10 MW en la S/E Central Tocopilla.<br>El primer paso del escalón de carga debe ser de 4 MW con una tasa de recuperación no mayor a 3,98 MW/min. | 10,0 |
| 1.b | COIESA (COR) | El COR COIESA energiza y/o sincroniza en la S/E Central Tocopilla 220 kV a través de un transformador *booster* 110/110 kV y un autotransformador 220/110/13,8 kV, ambos equipos ubicados en la misma subestación. | – |
| 2 | COIESA | El COR COIESA energiza la LT 2x110 kV Tocopilla - Tamaya (C1 o C2), para posteriormente efectuar la energización y sincronización en S/E Tamaya. | – |
| 3 | COIESA / Engie Energía Chile S.A. | El COR COIESA coordina con el CC de Engie Energía Chile S.A. la incorporación del PFV Tamaya Solar, considerando su operación con control de tensión. | – |
| 4 | COIESA | El COR COIESA continúa la energización hacia S/E Chuquicamata 220 kV desde S/E Tocopilla 110 kV, mediante la energización de las siguientes instalaciones y bloques de carga autorizados:<br>▪ LT 1x110 kV Tamaya - Salar (4 MW).<br>▪ LT 1x220 kV Salar - Chuquicamata.<br>▪ LT 1x110 kV Chuquicamata - 10A (11 MW).<br>▪ LT 2x110 kV Chuquicamata - A (4 MW).<br>Alternativamente, mientras se encuentre indisponible la LT 1x110 kV Tamaya - Salar, se deberá proceder mediante la energización de:<br>▪ LT 1x110 kV Tamaya - A.<br>▪ LT 1x100 kV A - Chuquicamata.<br>Posteriormente, energiza la S/E Chuquicamata por medio de un ATR 220/110/13,8 kV y autoriza la recuperación de 15 MW de consumos en S/E Chuquicamata. Finalmente, energiza la S/E Salar por medio de la LT 1x220 kV Chuquicamata - Salar. | 15,0 |

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 5 | COIESA / CGE Transmisión | El COR COIESA:<br>▪ Energiza la LT 1x220 kV Salar - Calama, donde el CC de COIESA cierra en S/E Salar y luego el CC de STS cierra en S/E Calama.<br>▪ Autoriza al CC de CGE Transmisión la recuperación de 10 MW de consumos en la S/E Calama. | 10,0 |
| 6.a | COIESA / STS | El COR COIESA se coordina con el CC de STS:<br>▪ Cierre la LT 2x220 kV Tocopilla - Kimal, circuito al que esté conectado el Tap Off El Loa, donde el CC de COIESA cierra en S/E Tocopilla y luego el CC de STS cierra en S/E Kimal. | – |
| 6.b | COIESA / STS | El COR COIESA se coordina con el CC de STS:<br>▪ Energización de la LT 2x220 kV Kimal - Encuentro (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E Kimal y luego el CC de Transelec cierra en S/E Encuentro. | – |
| 6.c | COIESA / STS | El COR COIESA se coordina con el CC de STS para energizar la LT 2x220 kV Kimal - Crucero (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E Kimal y luego el CC de COIESA cierra en S/E Crucero. Antes de este cierre, confirma la conexión del reactor JRE de 24 MVAr en la S/E Crucero y que esté conectada solo una de las siguientes cargas, verificables a través de las siguientes líneas:<br>▪ LT 2x220 kV Norgener - Crucero, en los Tap Off La Cruz (1 MW) y Barriles (1 MW).<br>▪ LT 1x220 kV Crucero - Conchi y LT 1x220 kV Conchi - El Abra (0,4 MW).<br>▪ LT 1x220 kV Crucero - Palpana y LT 1x220 kV Palpana - R. Tomic (1 MW). | 2,0 / 0,4 / 1,0 |
| 7 | COIESA / STS | Ajustar el tap del transformador TR3 220/100/13,8 kV de la S/E Salar a una posición tal que la barra Salar 100 kV presente una tensión de 1,09, con el propósito de evitar sobretensiones fuera de los límites establecidos para el Estado de Emergencia durante la energización. Una vez realizada esta acción, proceder con la siguiente secuencia de maniobras:<br>El COR COIESA se coordina con STS:<br>▪ Energizar la LT 2x220 kV Kimal - Nueva Chuquicamata (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E Kimal y luego el CC de COIESA cierra en S/E Nueva Chuquicamata.<br>El COR COIESA ejecuta el cierre de:<br>▪ LT 1x220 kV Nueva Chuquicamata - Chuquicamata (C1 o C2), donde el CC de COIESA cierra en S/E Nueva Chuquicamata y luego cierra en S/E Chuquicamata. | – |

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 8 | COIESA (COR) / CGE Transmisión | Se coordinará con el CC de CGE Transmisión para la recuperación de 5 MW de consumos en la S/E Calama. | 5,0 |
| 9 | COIESA / Interchile | El COR COIESA se coordina con el CC de Interchile para energizar la LT 2x220 kV Encuentro - Ana María - Lagunas C1, con el reactor JZ1 de 30 MVAr conectado en la barra de S/E Lagunas, donde el CC de Interchile cierra en S/E Encuentro, luego el CC de Transelec cierra en S/E Ana María y, finalmente, cierra en S/E Lagunas.<br>Posteriormente, se energiza la LT 2x220 kV Lagunas - Cahuiza - Collahuasi (C1 o C2), autorizando la recuperación de 10 MW de carga en la S/E Collahuasi. Dicho bloque de carga debe estar confirmado antes de energizar la línea, donde el CC de Transelec cierra en S/E Lagunas y luego el CC de Collahuasi cierra en S/E Cahuiza y posteriormente en S/E Collahuasi. | –<br><br><br><br><br>10,0 |
| 10 | COIESA / Reliable Nueva Energía | En caso de disponibilidad de control de tensión en el área, a partir de las centrales ERV, principalmente de energía solar, el COR COIESA energiza las siguientes líneas:<br>▪ LT 2x220 kV Kimal - María Elena (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E Kimal y luego cierra en S/E María Elena.<br>▪ LT 2x220 kV María Elena - Frontera (C1 o C2), desde el CC de STS cierra en S/E María Elena y luego el CC de Transelec cierra en S/E Frontera.<br>▪ LT 1x220 kV Frontera - San Simón, donde el CC de Transelec cierra en S/E Frontera y luego el CC de RNE cierra en S/E San Simón.<br>▪ LT 1x220 kV San Simón - Tap Nueva Victoria - Lagunas, donde el CC de RNE cierra en S/E San Simón y S/E Nueva Victoria y luego el CC de Transelec cierra en S/E Lagunas. | – |

**Escenario C: unidades U16, TG1, TG2 y TG3 indisponibles**

Tabla A.9: Secuencia de recuperación propuesta para el Escenario C.

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 0.a | CDC | CDC comunica al CC de Engie (COIESA) la ocurrencia del apagón en el área e instruye iniciar el PRS y la aplicación de los ERS. | – |
| 0.b | COIESA (COR) | Se comunica con los CC del área e instruye la aplicación de sus ERS y PPRS, según corresponda. | – |

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 1.a | COIESA / Transelec | El COR COIESA se coordina con el CC de Transelec para la energización de la LT 2x500 kV Changos - Kimal (C1 o C2) y de las barras de 500 kV N°1 y N°2 en la S/E Kimal. Luego, autoriza la energización de un transformador 500/220 kV mediante el interruptor de 500 kV que cuenta con *Point on Wave* (RPH3), y el cierre del interruptor de 220 kV del transformador. Adicionalmente, en coordinación con el CC de STS, energiza la diagonal completa en 220 kV en la S/E Kimal. | – |
| 2 | COIESA / STS | El COR COIESA se coordina con el CC de STS para el cierre de la LT 2x220 kV Kimal - Crucero (C1 o C2). Previo a este cierre, confirma que el reactor JRE de 24 MVAr en la S/E Crucero se encuentre conectado. | – |
| 2.a | COIESA | El COR COIESA, de acuerdo con la potencia disponible, coordina el suministro eléctrico de los consumos considerados del Área Centro. | – |
| 3.a | COIESA / STS | El COR COIESA se coordina con STS:<br>▪ Cierre de la LT 2x220 kV Tocopilla - Kimal (C1 o C2), donde el CC de COIESA cierra en S/E Tocopilla y luego el CC de STS cierra en S/E Kimal.<br>▪ Cierre de la LT 2x220 kV Kimal - Nueva Chuquicamata (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E Kimal y luego el CC de COIESA cierra en S/E Nueva Chuquicamata.<br>El COR COIESA ejecuta el cierre de:<br>▪ LT 1x220 kV Nueva Chuquicamata - Salar.<br>▪ LT 1x220 kV Salar - Calama.<br>▪ LT 1x220 kV Salar - Chuquicamata. | – |
| 3.b | COIESA / CGE Transmisión | El COR COIESA, una vez energizada la S/E Tocopilla 220/110 kV, provee los SSAA a la Central Tocopilla y alimenta carga de CGE Transmisión en la S/E Tocopilla. | – |
| 4 | COIESA / CGE Transmisión / Engie Energía Chile S.A. | Se energiza la LT 2x110 kV Tocopilla - Tamaya (C1 o C2), para posteriormente realizar la energización y sincronización en S/E Tamaya. Luego se coordina con el CC de Engie Energía Chile S.A. la incorporación del PFV Tamaya Solar, considerando su operación con control de tensión. | – |
| 5 | COIESA / CGE Transmisión | El COR COIESA autoriza al CC de CGE Transmisión recuperar los consumos de la ciudad de Calama. | – |
| 6 | COIESA | El COR COIESA energiza las siguientes líneas con los siguientes bloques de carga autorizados:<br>▪ LT 1x220 kV Crucero - Palpana y LT 1x220 kV Palpana - R. Tomic (1 MW).<br>▪ LT 1x220 kV Crucero - Conchi y la LT 1x220 kV Conchi - El Abra (0,4 MW).<br>Además, se autorizará la normalización de consumos (15 MW) desde las SSEE Salar y Chuquicamata. | 15,0 |

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 7 | COIESA | Se comprueba que la Central Térmica Mejillones cuente con suministro de SSAA. En caso de no disponer de energía para SSAA, el COR COIESA energiza la LT 1x220 kV Chacaya - Crucero. | – |
| 8.a | COIESA (COR) / STS | El COR COIESA se coordina con el CC de STS:<br>▪ Energización de la LT 2x220 kV Kimal - Encuentro (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E Kimal y luego el CC de Transelec cierra en S/E Encuentro. | – |
| 8.b | Enorchile | Conforme a la disponibilidad de potencia, se deberá cerrar la siguiente línea con los consumos indicados:<br>▪ LT 1x220 kV Encuentro - Sierra Gorda (5 MW), donde el CC de Transelec cierra en S/E Encuentro y luego el CC de Enorchile cierra en S/E Sierra Gorda. | - |
| 8.c | AES Andes | Conforme a la disponibilidad de potencia, se deberá cerrar la siguiente línea con los consumos indicados:<br>▪ LT 2x220 kV Norgener - Crucero, Tap Off La Cruz (1 MW) y Barriles (1 MW). | - |
| 8.d | Minera Spence (Minera Escondida) | Conforme a la disponibilidad de potencia, se deberán cerrar las siguientes líneas con los consumos indicados:<br>▪ LT 1x220 kV Encuentro - SGO (2 MW).<br>▪ LT 1x220 kV SGO - Spence (3 MW). | - |
| 8.e | Transelec / Codelco / AES Andes | Conforme a la disponibilidad de potencia, se deberá cerrar la siguiente línea con los consumos indicados:<br>▪ LT 1x220 kV Encuentro - M. Ministro Hales (5 MW). | - |
| 9 | COIESA / Interchile | El COR COIESA se coordina con el CC de Interchile para energizar la LT 2x220 kV Encuentro - Ana María - Lagunas C1, con el reactor JZ1 de 30 MVAr conectado en la barra de S/E Lagunas, donde el CC de Interchile cierra en S/E Encuentro, luego el CC de Transelec cierra en S/E Ana María y, finalmente, cierra en S/E Lagunas.<br>Posteriormente, se energiza la LT 2x220 kV Lagunas - Cahuiza - Collahuasi (C1 o C2), autorizando la recuperación de 10 MW de carga en la S/E Collahuasi, donde el CC de Transelec cierra en S/E Lagunas y luego el CC de Collahuasi cierra en S/E Cahuiza y luego en S/E Collahuasi. | –<br><br><br><br><br>10,0 |

| N° | CC | Instrucción del COR | MW |
|---|---|---|---|
| 10 | COIESA / Reliable Nueva Energía | En caso de disponibilidad de control de tensión en el área, a partir de las centrales ERV, principalmente de energía solar, el COR COIESA energiza las siguientes líneas:<br>▪ LT 2x220 kV Kimal - María Elena (C1 o C2), donde el CC de STS cierra en S/E Kimal y luego cierra en S/E María Elena.<br>▪ LT 2x220 kV María Elena - Frontera (C1 o C2), desde el CC de STS cierra en S/E María Elena y luego el CC de Transelec cierra en S/E Frontera.<br>▪ LT 1x220 kV Frontera - San Simón, donde el CC de Transelec cierra en S/E Frontera y luego el CC de RNE cierra en S/E San Simón.<br>▪ LT 1x220 kV San Simón - Tap Nueva Victoria - Lagunas, donde el CC de RNE cierra en S/E San Simón y S/E Nueva Victoria y luego el CC de Transelec cierra en S/E Lagunas. | – |

### A.3.2. Sensibilidad del control de tensión

**Escenario A: unidades U16, TG1, TG2 y TG3 disponibles**

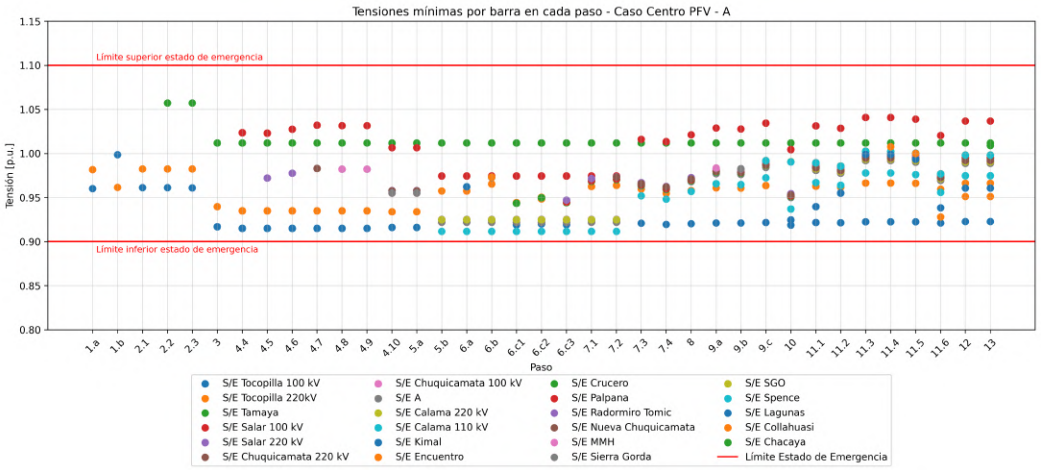



**Figura A.5.** *Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,01 p.u. para el Escenario A. [Fuente: Elaboración propia].*

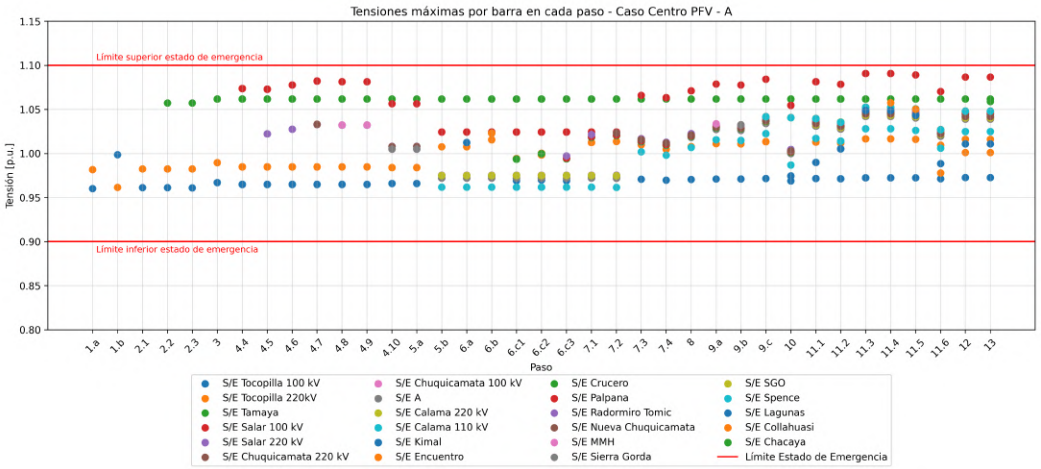



**Figura A.6.** *Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,07 p.u. para el Escenario A. [Fuente: Elaboración propia].*

### Escenario B: unidad U16 indisponible

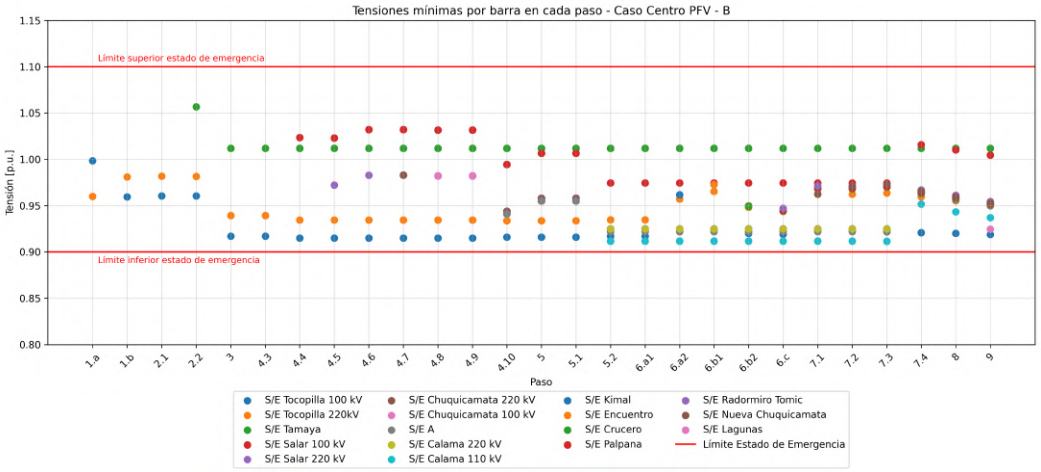



**Figura A.7.** *Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,01 p.u. para el Escenario B. [Fuente: Elaboración propia].*

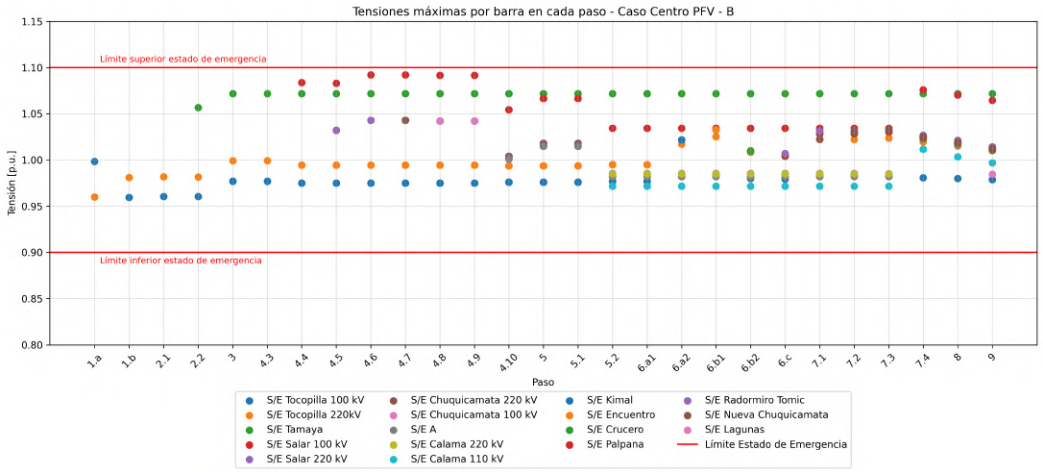



**Figura A.8.** *Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,06 p.u. para el Escenario B. [Fuente: Elaboración propia].*

### Escenario C: unidades U16, TG1, TG2 y TG3 indisponibles

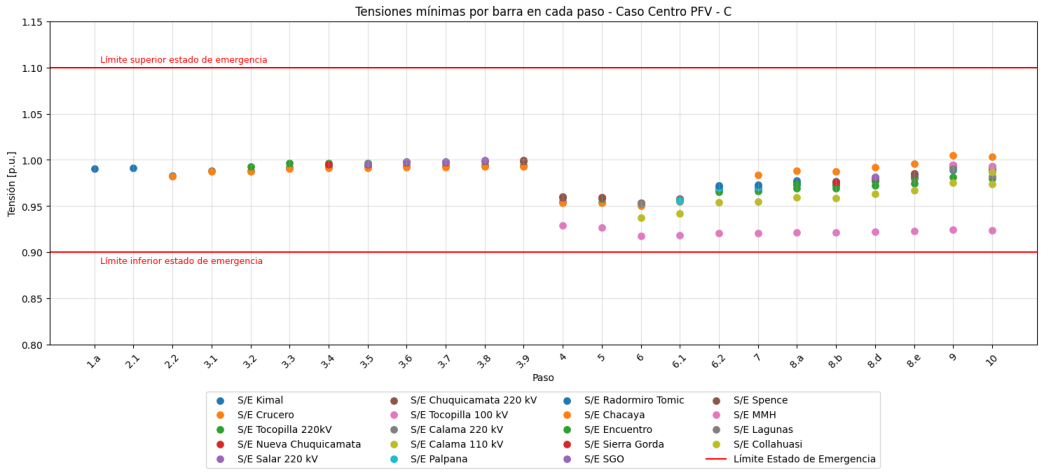



**Figura A.9.** *Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,00 p.u. para el Escenario C. [Fuente: Elaboración propia].*

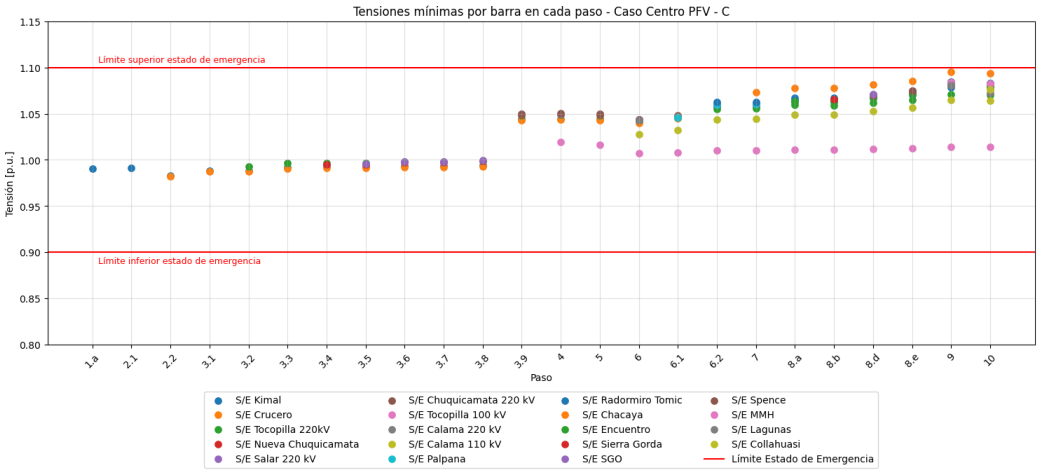



**Figura A.10.** *Sensibilidad del control de tensión del PFV Tamaya Solar con consigna de 1,06 p.u. para el Escenario C. [Fuente: Elaboración propia].*

# Bibliografía


[1] Ministerio de Energía de Chile, "Energía 2050. Política energética de Chile," https://www.energia.gob.cl/politica-energetica-2050, 2015, [En línea].

[2] Coordinador Eléctrico Nacional, "Instalaciones de generación: centrales eléctricas. Plataforma de información técnica sobre centrales del Sistema Eléctrico Nacional," https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/centrales, 2026, [En línea].

[3] Coordinador Eléctrico Nacional, "Generación real del sistema eléctrico nacional. Consulta interactiva de datos de operación en tiempo real," https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/, 2026, [En línea].

[4] N. Hatziargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, A. Stankovic, T. Van Cutsem, V. Vittal, and C. Vournas, "Definition and classification of power system stability – revisited and extended," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2021.

[5] F. Milano, F. D.ºrfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbic, "Foundations and challenges of low-inertia systems," *IEEE Power and Energy Magazine*, 2018.

[6] Z. A. Obaid, L. M. Cipcigan, L. Abrahim, and M. T. Muhssin, "Frequency control of future power systems: Reviewing and evaluating challenges and new control methods," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 9–25, 2019.

[7] R. Li, C. Booth, A. Dysko, A. Roscoe, H. Urdal, and J. Zhu, "Protection challenges in future converter dominated power systems: Demonstration through simulation and hardware tests," in *Proceedings of the International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP)*, 2016.

[8] North American Electric Reliability Corporation, "Integrating inverter-based resources into low short circuit strength systems," North American Electric Reliability Corporation, Tech. Rep., Dec. 2017.

[9] A. Mullane and M. O'Malley, "The inertial response of induction-machine-based wind turbines," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1496–1503, 2005.

[10] A. Haddadi, E. Farantatos, I. Kocar, and U. Karaagac, "Impact of inverter based resources on system protection," *Energies*, vol. 14, no. 4, p. 1050, 2021.

[11] C. Mujica Sazo, "Ubicación óptima de recursos de generación con capacidad de partida autónoma," Master's thesis, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2025.

[12] Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de plan de recuperación de servicio (PRS) – informe final," https://www.coordinador.cl, Coordinador Eléctrico Nacional, Tech. Rep., Oct. 2025, [En línea].

[13] Comisión Nacional de Energía, "Norma técnica de servicios complementarios," Comisión Nacional de Energía, Santiago de Chile, Tech. Rep., Dec. 2019.

[14] Coordinador Eléctrico Nacional, "Anexo a PRS: Zona Norte Grande," Coordinador Eléctrico Nacional, Tech. Rep., 2025.

[15] Coordinador Eléctrico Nacional, "Requisitos técnicos mínimos para recursos basados en inversores grid-following," octubre 2024, informe técnico, versión 0. [En línea]. Disponible en: https://www.coordinador.cl.

[16] Australian Energy Market Commission, "Investigation into system strength frameworks in the NEM: Discussion paper," Australian Energy Market Commission, Tech. Rep., 2020.

[17] Coordinador Eléctrico Nacional, "Resumen de los estudios y definición de requerimientos para el fortalecimiento de la red en el SEN," Coordinador Eléctrico Nacional, Tech. Rep., 2022.

[18] Comisión Nacional de Energía, "Anexo técnico de exigencias mínimas de instalaciones basadas en convertidores que se conecten al sistema eléctrico nacional," Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, Tech. Rep., Jan. 2026, norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio.

[19] Comisión Nacional de Energía, "Norma técnica de seguridad y calidad de servicio," Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, Tech. Rep., Jan. 2025.

[20] Independent Electricity System Operator, *Ontario Power System Restoration Plan*, Independent Electricity System Operator (IESO), Dec. 2025, market Manual 7.8, Issue 2.0.

[21] National Grid ESO, "Distributed restart: Assessment of power engineering aspects of black start from DER, part 1," National Grid Electricity System Operator, Tech. Rep., Jul. 2020.

[22] Australian Energy Market Operator, "System restart technical advice," Australian Energy Market Operator, Tech. Rep., Jun. 2025.

[23] Aurecon, "The role of inverter-based resources during system restoration," CSIRO, Tech. Rep., Jul. 2023, reference P521937.

[24] Coordinador Eléctrico Nacional, "Generación real," https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real, [En línea].