

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



TESIS:

**“DETERMINACIÓN DEL DESPACHO DE UNIDADES DE GENERACIÓN EN LA
PLANIFICACIÓN OPERATIVA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
CONSIDERANDO ASPECTOS DE SEGURIDAD”**

**PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS CON
MENCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA**

ELABORADO POR:

MARCO ANTONIO COLORADO MONJA

ASESOR:

Dr. Ing. MANFRED FRITZ BEDRIÑANA ARONES

LIMA – PERÚ

2022

DEDICATORIA

A Dios, por todo. A mis padres Antonio y Tomasa que con su amor y entrega me enseñaron a valorar las cosas. A mi esposa Beatriz, con todo mi corazón, le estoy agradecido por su apoyo y comprensión, ya que estuvo a mi lado en momentos difíciles. A mis hijos Gianmarco, Sebastián, Santiago y Matías, quienes me conducen día a día a dar lo mejor de mí.

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento muy especial al asesor de mi tesis Dr. Ing. Manfred F. Bedriñana Aronés, por su enseñanza, consejos y el apoyo brindado, los cuales me fueron muy útiles para poder llevar a cabo el desarrollo de la metodología para determinar el despacho de unidades de generación en la planificación operativa de un sistema eléctrico de potencia considerando aspectos de seguridad. Igualmente agradezco a los revisores de tesis Dr. Ing. Wilfredo Sifuentes y M.Sc. Ing. José Koc, quienes han contribuido con sus comentarios y observaciones a darle claridad a este trabajo.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	3
1.1. Antecedentes Bibliográficos	3
1.2. Descripción de la realidad problemática	8
1.3. Formulación del problema	11
1.4. Justificación e importancia de la investigación	11
1.5. Objetivos	11
1.6. Hipótesis	12
1.7. Variables e indicadores	12
1.8. Unidad de análisis	13
1.9. Tipo y nivel de investigación	14
1.10. Periodo de análisis	14
1.11. Fuentes de información e instrumentos utilizados	14
1.12. Técnicas de recolección y procesamiento de datos	15
CAPÍTULO II	16
MARCO TEÓRICO Y MARCO CONCEPTUAL	16
2.1. Introducción	16
2.2. Aspectos de seguridad en sistemas de potencias	16
2.2.1. Confiabilidad	16
2.2.2. Periodos de tiempo de la confiabilidad	17
2.2.3. Análisis de la seguridad en sistemas de potencia	17
2.2.4. Estados de operación de un sistema de potencia	18
2.2.5. Criterio de seguridad económica	20
2.3. Análisis de contingencias	20
2.3.1. Índices de Desempeño ante contingencias	21
2.3.2. Criterio selectivo de las contingencias	22
2.3.3. Aplicación del análisis de la seguridad	23
2.3.4. Aplicación del análisis de la seguridad con criterio preventivo	26
2.4. Flujo de potencia óptimo (FPO)	26
2.4.1. Formulación del problema de Flujo de Potencia Óptimo	26

2.4.2.Solución del FPO mediante métodos de optimización convencional	28
2.4.3.Aplicación del método del Gradiente	29
2.5. Solución del FPO mediante el método de Algoritmos Genéticos	30
2.5.1.Algoritmos Genéticos (AG)	30
2.5.2.Esquema básico del método de AG	31
2.5.3.Función Objetivo del AG	33
2.5.4.Función de desempeño (FD) del AG	33
2.5.5.Solución de FPO sin seguridad con el método de AG	34
2.6. Flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad (FPORS)	36
2.6.1.Modelamiento de FPORS considerando el enfoque correctivo	36
2.6.2.Modelamiento de FPORS considerando el enfoque preventivo	37
2.6.3.Solución de FPO con seguridad con el método de AG	37
CAPÍTULO III	41
DESARROLLO DEL TRABAJO	41
3.1. Unidades de generación Reliability Must-Run (RMR)	41
3.1.1.Introducción	41
3.1.2.Antecedentes	42
3.1.3.Definiciones	43
3.2. Criterios de Confiabilidad	46
3.2.1.Banda de potencia reactiva en las unidades RMR	46
3.2.2.Condiciones normales de operación	47
3.2.3.Condiciones de operación en contingencia	47
3.3. Escenarios de estudio para el análisis de generación RMR	48
3.3.1.Condiciones de carga del área local	48
3.3.2.Disponibilidad de las unidades de generación	48
3.4. Procedimiento para determinar la generación por seguridad en el área local	49
3.4.1.Metodología para determinar el área local	49
3.4.2.Metodología para determinar la generación RMR y ficticias	50
3.4.3.Formulación del problema de FPORS aplicando el método de AG	53
CAPÍTULO IV	57
ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	57
4.1. Resultados para el sistema de prueba IEEE 30 barras	57
4.1.1.Sistema de prueba IEEE 30 barras modificado	57
4.1.2.Diagnóstico y propuesta de generación por seguridad	58
4.1.3.Generación requerida por seguridad en el área local del sistema IEEE 30	63
4.2. Resultados para el sistema eléctrico de potencia peruano SEIN 92 barras	67

4.2.1.Diagnóstico y propuesta de generación por seguridad	67
4.2.2.Generación requerida por seguridad en el área local del sistema SEIN 92	69
4.3. Contratación de la Hipótesis	74
4.3.1.Operación dentro de los límites de la generación RMR y ficticia	74
4.3.2.Condiciones normales de operación en el área local del sistema de potencia	75
4.3.3.Condiciones ante contingencias en el área local del sistema de potencia	76
CONCLUSIONES	78
RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	79
BIBLIOGRAFÍA	80
ANEXOS	83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Revisión bibliográfica y estado del arte en la solución del problema de seguridad	7
Tabla 3.1 Características en la operación de unidades RMR	44
Tabla 3.2 Diferencias entre acuerdos RMR y servicios complementarios	44
Tabla 3.3 Condiciones de carga para el análisis del área local	48
Tabla 4.1 Despacho de generación sin restricciones de seguridad	58
Tabla 4.2 Tensiones en barras ante contingencias en el escalón de máxima demanda	60
Tabla 4.3 Carga en líneas ante contingencias en el escalón de máxima demanda	60
Tabla 4.4 Contingencias para el análisis de la generación requerida por seguridad	61
Tabla 4.5 Contingencias a resolver por la generación RMR y la generación ficticia	62
Tabla 4.6 Condiciones de carga para el análisis del área local	63
Tabla 4.7 Despacho de generación sin seguridad e importación del área local (FPO)	63
Tabla 4.8 Despacho de generación incluyendo candidatas a RMR solución del FPORS	64
Tabla 4.9 Despacho de generación incluyendo candidatas RMR y ficticias (FPORS)	66
Tabla 4.10 Contingencias para el análisis de la generación requerida por seguridad	67
Tabla 4.11 Condiciones de carga para el análisis del área local	69
Tabla 4.12 Despacho de generación sin seguridad e importación del área local (FPO)	70
Tabla 4.13 Despacho de generación incluyendo candidatas RMR solución del FPORS	71
Tabla 4.14 Despacho de generación incluyendo candidatas RMR y ficticias (FPORS)	73
Tabla 4.15 Despacho de potencia activa y reactiva de la generación RMR	75
Tabla 4.16 Despacho de potencia activa y reactiva de la generación ficticia	75
Tabla 4.17 Despacho de potencia activa y reactiva de la generación RMR	75
Tabla 4.18 Despacho de potencia activa y reactiva de la generación ficticia	75
Tabla 4.19 Cumplimiento de restricciones de tensión ante contingencias considerando la generación RMR y ficticias en el sistema IEEE 30 barras modificado	77
Tabla 4.20 Cumplimiento de restricciones de tensión ante contingencias considerando la generación RMR y ficticias en el SEIN92	77
Tabla A.2. 1 Datos de líneas del sistema IEEE 30 barras modificado	93
Tabla A.2. 2 Datos de barras del sistema IEEE 30 barras modificado	94
Tabla A.2. 3 Variable de control de potencia de generación " P_g "	95

Tabla A.2. 4 Variable de control de compensación shunt " bs "	95
Tabla A.2. 5 Variable de control de taps de transformadores " tt "	95
Tabla A.2. 6 Variable de control de tensión de generación " Vg "	96
Tabla A.2. 7 Máxima demanda del área local del sistema IEEE 30 barras modificado	96
Tabla A.2. 8 Demanda total en los escalones de demanda para el área local del sistema IEEE 30 barras modificado	97
Tabla A.3. 1 Datos de barras del SEIN 92	99
Tabla A.3. 2 Datos de circuitos del SEIN 92 – primera parte	100
Tabla A.3. 3 Datos de circuitos del SEIN 92 – segunda parte	101
Tabla A.3. 4 Variables de control de potencia de generación Pg	102
Tabla A.3. 5 Variables de control de tensión de generación Vg	102
Tabla A.3. 6 Variables de control de compensación shunt bs	102
Tabla A.3. 7 Variables de control taps de transformadores tt	102
Tabla A.3. 8 Resultados del costo térmico en el SEIN 92	103
Tabla A.3. 9 Duración en porcentaje y horas de los escalones de demanda	105
Tabla A.3. 10 Demanda en barras del área local para cada escalón representativo	106
Tabla A.3. 11 Lista de contingencias para el análisis de seguridad en el área local	106

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1.1 Control de la seguridad en el estado de operación preventivo o normal	4
Figura 1.2 La seguridad bajo un enfoque de programación y de planificación	9
Figura 1.3 Problema en el despacho de unidades térmicas en la planificación operativa	9
Figura 1.4 Niveles de demanda para la evaluación de la seguridad	10
Figura 1.5 Área local con despacho térmico local	10
Figura 2.1 Periodos de tiempo de la confiabilidad	17
Figura 2.2 Estados de operación de un sistema de potencia	18
Figura 2.3 Parámetros del Índice de Desempeño de tensión en barras	21
Figura 2.4 Parámetros del Índice de Desempeño de flujo en líneas	22
Figura 2.5 Criterio selectivo para calcular los índices de desempeño	23
Figura 2.6 Límites de operación de un sistema de potencia	23
Figura 2.7 Operación de mínimo costo sin considerar la seguridad	24
Figura 2.8 Contingencias simples (N-1) en líneas y unidades de generación	24
Figura 2.9 Contingencias dobles en el sistema de prueba de 3 barras	25
Figura 2.10 Operación de mínimo costo con seguridad	26
Figura 2.11 Sistema de potencia de 3 barras	29
Figura 2.12 Método del Gradiente aplicado al problema de mínimas pérdidas	30
Figura 2.13 Representación binaria de un cromosoma	31
Figura 2.14 Esquema básico de un Algoritmo Genético	32
Figura 2.15 Convergencia de la función de desempeño y el costo de producción	35
Figura 2.16 Convergencia de la función de desempeño y el costo de producción	40
Figura 3.1 Proceso para la aprobación de un acuerdo RMR	41
Figura 3.2 Evolución de los acuerdos RMR suscritos por el Operador de California	42
Figura 3.3 Operadores Independientes del Sistema en Norte América	43
Figura 3.4 Tipos de área local abierta y cerrada	45
Figura 3.5 Banda de potencia reactiva de generadores térmicos	46
Figura 3.6 Curva de duración de carga y escalones de demanda del área local	48
Figura 3.7 Flujograma para determinar el área local y la lista corta de contingencias	50
Figura 3.8 Flujograma simplificado para determinar el despacho de unidades RMR	52
Figura 4.1 Sistema de prueba IEEE de 30 barras modificado	57

Figura 4.2 Resultados de tensión en barras ante despacho económico	59
Figura 4.3 Resultados de carga en líneas ante despacho económico	59
Figura 4.4 Generación candidata para mantener la seguridad en el área local	61
Figura 4.5 Curva de duración de carga del área local en el sistema IEEE 30	62
Figura 4.6 SIL y generación total estimada RMR para el área local	65
Figura 4.7 SIL y generación total estimada RMR y ficticia para el área local	67
Figura 4.8 Área local para análisis de RMR	68
Figura 4.9 Curva de duración de carga del área local en el SEIN 92	69
Figura 4.10 Variación del SIL considerando el despacho RMR	72
Figura 4.11 Variación del SIL considerando el despacho RMR y ficticias	74
Figura 4.12 Tensión en barras considerando la generación RMR y ficticia, IEEE30	76
Figura 4.13 Tensión en barras considerando la generación RMR y ficticias, SEIN 92	76
Figura A.1. 1 Esquema de AG mejorado implementado en MATLAB	83
Figura A.1. 2 Representación binaria de un cromosoma	84
Figura A.1. 3 Población de cromosomas creados aleatoriamente	85
Figura A.1. 4 Variable de control representada como cadena de bits	85
Figura A.1. 5 Esquema de selección por rueda de la ruleta (etapa 1)	87
Figura A.1. 6 Esquema de selección por rueda de la ruleta (etapa 2)	87
Figura A.1. 7 Esquema de operación de cruce uniforme	88
Figura A.1. 8 Esquema de operación de mutación	88
Figura A.1. 9 Operador Hill-Climbing	89
Figura A.1. 10 Lógica del operador Hill-Climbing en una generación	89
Figura A.1. 11 Lógica del operador Gene-Swap en una generación	90
Figura A.1. 12 Lógica del operador Gene-Cross-Swap en una generación	90
Figura A.2. 1 Sistema de potencia de prueba IEEE 30 barras	92
Figura A.2. 2 Sistema de potencia de prueba IEEE 30 barras modificado	92
Figura A.2. 3 Cálculo de la curva de duración de carga del área local del sistema IEEE	96
Figura A.3. 1 Sistema Eléctrico de Potencia del Perú simplificado a 92 barras (SEIN 92) para análisis de generación RMR y ficticia	98
Figura A.3. 2 Resultados de tensión en barras en la zona norte	104
Figura A.3. 3 Resultados de carga en líneas en la zona norte	104
Figura A.3. 4 Curva de duración de carga (CDC) del área local del SEIN 92	105

RESUMEN

En la presente tesis se desarrolla un método para determinar el despacho de unidades de generación y el rechazo de carga óptimo en la planificación operativa de sistemas eléctricos de potencia requerido para mantener la seguridad en un área local de un sistema de potencia, minimizando el costo total de operación y de racionamiento. La metodología propuesta evalúa la seguridad del sistema para identificar el área local de análisis y determinar una lista corta de contingencias de un conjunto mayor de contingencias posibles, la cual es considerada para determinar el despacho de generación requerido por seguridad en varios niveles de demanda de la curva de duración de carga del área local.

Asimismo, se asume que en el área local existe generación con planes de retiro y que son candidatas para mantener la seguridad en el área local, por lo cual el objetivo es identificar la generación y su despacho requerido, los cuales podrían establecer un acuerdo llamado "Reliability Must-Run" (RMR) para permanecer disponibles en el sistema. El rechazo de carga óptimo representado como generación ficticia en barras de carga, permite cubrir la seguridad del área local donde la generación RMR no es capaz de cubrir.

La metodología propuesta se basa en un problema de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad (FPORS) formulada como un despacho económico y resuelto usando una metaheurística con algoritmos genéticos (AG) para determinar el despacho de la generación requerida para mantener la seguridad en un área local. El cromosoma del AG incluye como variable a la potencia activa de la generación requerida por seguridad, y la función objetivo es el costo de operación total que incluye el costo térmico y las penalidades por transgresión a las restricciones de operación.

La optimización de las variables de decisión o control y de la función objetivo (costo de operación térmico y penalidades por transgresión a las restricciones de operación) del problema de FPORS permite obtener el despacho de las unidades de generación que cumple con las restricciones de operación en condiciones normales de operación y ante contingencias, es decir que mantiene la seguridad en un área local, al verificarse que las penalidades son nulas.

ABSTRACT

In this thesis a method is developed to determine the dispatch of generation units and the optimal load shedding in the operational planning of electrical power systems required to maintain security in a local area of a power system, minimizing the total cost of operation and rationing. The proposed methodology evaluates the security of the system to identify the local area of analysis and determine a short list of contingencies from a larger set of possible contingencies, which is considered to determine the generation dispatch required by security at various levels of the load duration curve of the local area.

Likewise, it is assumed that in the local area exist generation with retirement plans and that they are candidates to maintain security in the local area, for which the objective is to identify the generation and its required dispatch, which could be establish an agreement called "Reliability Must-Run" (RMR) to remain available on the system. The optimal load shedding represented as fictitious generation in load bars, allows to cover the security of the local area where the RMR generation is not able to cover.

The proposed methodology is based on an optimal power flow problem with security constraints (FPORS) formulated as an economical dispatch and solved using a metaheuristic with genetic algorithms (GA) to determine the dispatch of the generation required to maintain security in a local area. The AG chromosome includes as a variable the active power of the generation required for security, and the objective function is the total operating cost that includes the thermal cost and the penalties for violation of operating restrictions.

The optimization of the decision or control variables and the objective function (thermal operation cost and penalties for violation of the operation restrictions) of the FPORS problem allows obtaining the dispatch of the generation units that meet with the operation restrictions in normal operating conditions and in the event of contingencies, that is, it maintains security in a local area, when verifying that the penalties are null.

INTRODUCCIÓN

En el largo plazo, el desarrollo de un sistema eléctrico de potencia se beneficia con el ingreso de proyectos de transmisión resultado de los estudios de planificación de la expansión de la transmisión, pero en el periodo de la planificación de la operación aún no se contaría con estos proyectos, por lo que el operador debe realizar la programación de la operación del sistema de la mejor forma con los recursos disponibles.

La programación de la operación en un sistema de potencia, como el sistema peruano, se realiza para el corto plazo (diaria y semanalmente), y para el mediano plazo (próximos 12 meses). En el corto plazo la planificación de la operación prevé en la programación a unidades de generación por seguridad, pero en el mediano plazo no hay una forma de asegurar un despacho de generación por confiabilidad.

El planificador de la operación tiene la responsabilidad de identificar y prever los recursos disponibles para una operación segura y confiable, y más aún cuando existen áreas en un sistema de potencia donde la importación de energía de forma segura está limitada por la transmisión (áreas locales). Asimismo, el retiro planificado de generación en un área local, así como la posible ocurrencia de contingencias podrían afectar a la seguridad, presentándose situaciones de emergencias.

En sistemas de potencia, por ejemplo, el de California o de Texas en Norte América cuando se identifica una necesidad de la generación que planea retirarse y no existe otra alternativa para evitar el impacto sobre la seguridad, entonces el operador del sistema puede establecer un contrato con el propietario de dicha instalación para que pueda seguir operando y mantenerse disponible, este tipo de acuerdo se denomina Reliability Must-Run (RMR),

En el presente trabajo se ha aplicado el concepto de generación RMR considerando que unidades de generación candidatas para mantener la seguridad en un área local tienen planes de retiro, por lo que el objetivo de la tesis consiste en determinar las unidades de generación y su aporte de potencia requerida para mantener la seguridad en un área local de un sistema de potencia, minimizando el costo de operación y de racionamiento.

En el primer capítulo se detallan las componentes que se vinculan con la identificación de la necesidad de solución del problema identificado, el resumen secuencial de la literatura especializada disponible en los temas involucrados con el problema y la propuesta de solución, la descripción de la realidad problemática, la formulación del problema, así como las definiciones y procesos relacionados con el método científico.

En el segundo capítulo se detallan los conceptos teóricos necesarios que se tuvo en cuenta para cumplir con el objetivo de la tesis. Se describen los conceptos relacionados con el problema de flujo de potencia óptimo (FPO), así como los enfoques que caracterizan el tipo de control deseado al considerar restricciones de seguridad. Se describe de forma resumida algunos métodos de solución del problema, así como conceptos de seguridad en estado estacionario, desde un punto de vista de la evaluación y monitoreo.

En el tercer capítulo se explica de forma detallada el concepto de unidad de generación Reliability Must-Run (RMR) y los conceptos necesarios para su aplicación en la metodología propuesta para determinar el despacho de las unidades de generación en la planificación operativa considerando aspectos de seguridad. Se describe los criterios de confiabilidad considerados y se explica la metodología para identificar el área local de análisis en un sistema de potencia.

El análisis tiene como periodo de aplicación el primer año. Se describe el procedimiento para aplicar la metodología propuesta en escalones representativos de demanda de la curva de duración de carga de área local. Se describe la metodología para determinar la generación RMR y el rechazo de carga óptimo (generación ficticia) para mantener la seguridad en el área local ante contingencias que no pueden ser cubiertas por la generación RMR. Finalmente se explica la formulación matemática del FPORS para resolver el problema de seguridad del área local aplicando una metaheurística con AG.

En el cuarto capítulo, se aplica la metodología propuesta a un simple sistema de potencia de prueba del IEEE, realizando previamente algunas modificaciones necesarias para dicho fin, y adicionalmente se aplica la metodología en un sistema de mayor tamaño como el sistema eléctrico de potencia peruano, específicamente a un área local con problemas evidentes de confiabilidad. Finalmente se realiza la contrastación de la hipótesis verificando el cumplimiento de los criterios de confiabilidad definidos para la aplicación de la metodología que determina del despacho de las unidades de generación considerando aspectos de seguridad.

CAPÍTULO I ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1. Antecedentes Bibliográficos

La confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia se define según la North American Electric Reliability Council (NERC) como el nivel de performance del sistema para suministrar la energía a los consumidores dentro de estándares aceptables y en las cantidades adecuadas. La definición de confiabilidad de la NERC abarca dos conceptos: suficiencia y seguridad, definiéndose esta última como la habilidad de un sistema de potencia para soportar perturbaciones repentinas [22] [31].

Un sistema eléctrico de potencia tiene diferentes objetivos en la operación de corto plazo, como la economía, calidad y la seguridad, mientras que en la planificación de la operación de mediano plazo uno de los requerimientos que se intenta satisfacer es el de mejorar la seguridad del sistema de potencia tomando en cuenta el equipamiento limitado de generación y de transmisión [28]. Asimismo, existe un efecto importante sobre la operación debido al tratamiento de la seguridad desde la planificación de un sistema de potencia, por ello, en base a las posibles escalas de tiempo, se debe considerar el siguiente marco de referencia jerárquico para el análisis de la seguridad [28]:

- 1) Planificación de largo plazo (anual y más allá): Abarca el planeamiento del sistema de transmisión y de los recursos de generación para el mantenimiento de la seguridad.
- 2) Planificación de la operación de mediano plazo (mensualmente y anual): Abarca el programa de mantenimiento óptimo del equipamiento y la asignación óptima de los recursos para mantener la seguridad del sistema y el costo de operación óptimo.
- 3) Operación de corto plazo (diaria y semanalmente): Abarca el compromiso de unidades y el flujo de potencia óptimo, restringidos a la seguridad. Requiere al análisis de contingencias fuera de línea.
- 4) Análisis de la seguridad en Tiempo Real (en-línea): Abarca el monitoreo de la seguridad del sistema y el análisis de contingencias en línea.

Por lo tanto, la seguridad en la operación de un sistema de potencia dependerá de las jerarquías en el análisis de la seguridad con mayor escala de tiempo. En ese sentido, desde

un punto de vista de la operación, un apropiado planeamiento de largo plazo, o de la planificación de la operación, podrían proveer de un rango más amplio de opciones para el manejo de la seguridad del sistema en el corto plazo y en la operación en tiempo real [28].

Una sociedad moderna requiere una operación segura y económica de su sistema de potencia, y para cubrir esta necesidad cuenta con centros de control modernos que tienen implementados funciones de control en tiempo real. Estas funciones en línea se encargan de monitorear, evaluar y optimizar la red de transmisión – generación con el fin de darle al operador la información necesaria para prevenir o corregir los problemas que se podrían presentar durante la operación, mientras mantiene la economía [31].

Las acciones de control preventivo o correctivo del operador dependen del estado operativo del sistema, los cuales según Dy Liacco [13] se clasifican principalmente en “preventivo, emergencia, y restablecimiento”. Siendo de nuestro especial interés el estado operativo preventivo aquel en el cual el sistema se opera de forma normal y segura. La acción de control es de carácter defensivo, es decir, si se detectan situaciones en las que se transgreden los límites de operación, se tomará acción para prevenir el deterioro del servicio continuo y satisfactorio a los clientes, de la forma más económica posible.

La eficacia del control de la seguridad para mantener seguro a un sistema de potencia el mayor tiempo posible depende fuertemente del control realizado durante el estado de operación preventivo. Según Dy Liacco [14] la estrategia de control se basa en la ejecución de tres funciones: i) Monitoreo de la seguridad, ii) Análisis de la seguridad y iii) Optimización restringida a seguridad, de las cuales se obtiene las acciones de control a realizar por el operador para llevar al sistema a la región segura de operación normal, tal como se muestra en la siguiente figura que representa el control preventivo.

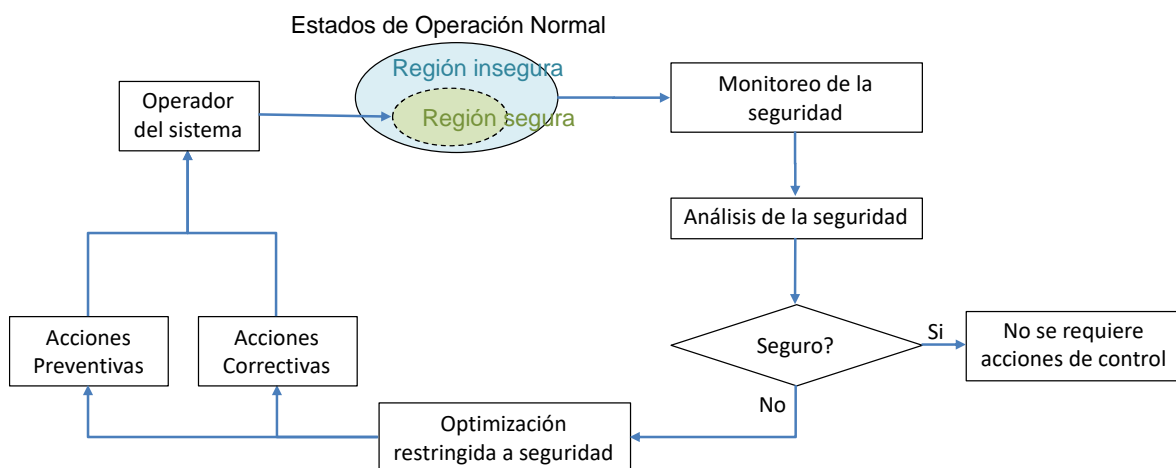


Figura 1.1 Control de la seguridad en el estado de operación preventivo o normal

La decisión del operador en ejecutar o no las acciones de control preventivo dependerá del nivel de seguridad deseado y de la economía en la operación del sistema, esto último debido al sobrecosto en la operación de generación térmica [14]. En ese sentido, dado que estos atributos de economía y de seguridad son requerimientos contrapuestos, no deben ser tratados de forma separada en la operación óptima de un sistema de potencia [28].

En la planificación operativa de un sistema de potencia el despacho de generación debe tomar en cuenta el impacto sobre la seguridad del sistema originado cuando unidades de generación clave para mantener la seguridad ya no estarán disponibles para operar [25]. Según el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) [3], así como la empresa de Servicio Público de Arizona (APS) [1], una unidad de generación cuya ausencia podría afectar la seguridad del sistema o un área en particular, bajo condiciones de operación específicas, es conocida como unidad **Reliability Must-Run (RMR)**.

La creciente inserción de generación a base de recursos energéticos renovables (RER) origina que unidades de generación clave para mantener la seguridad en un sistema o en un área local (área que depende de generación local), prevean la necesidad de retirarse de la operación [25]. Debido a la presencia de condiciones inseguras en la operación causadas por la indisponibilidad de esta generación; identificada para dar confiabilidad al sistema, su permanencia se debe manejar con contratos por confiabilidad RMR, con el fin de que estén disponibles cuando se las requiera por seguridad [25][10].

En el caso del sistema eléctrico de potencia peruano, el despacho de unidades de generación para manejar la seguridad del sistema se realiza en la programación de corto plazo, considerando los criterios de seguridad establecidos en los procedimientos técnicos del operador [7][9]. Sin embargo, en la planificación de la operación de mediano plazo existen criterios para identificar y prever el requerimiento de unidades de generación, las cuales solamente garantizan la seguridad de zonas particulares del sistema. Asimismo, no existen incentivos para que instalaciones de generación con planes de retiro se mantengan disponibles temporalmente por confiabilidad mientras se determinan las medidas operativas que mitiguen el impacto de su retiro¹.

Asimismo, dentro del marco normativo del sistema peruano [26], corresponde en la

¹ El Procedimiento Técnico PR-20 del operador del sistema eléctrico peruano: "Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN", establece que unidades de generación con una potencia mayor a 50 MW no están restringidas de realizar su retiro de la operación por cuestiones de seguridad, mientras que para unidades de generación con una potencia menor a 50 MW el titular de la instalación debe acreditar mediante los respectivos análisis eléctricos que la salida de la instalación no pone en riesgo la calidad del servicio eléctrico ni la seguridad de la operación del sistema en un horizonte de 2 años posterior a la fecha prevista de retiro.

planificación de la operación del sistema identificar las situaciones de emergencia que podrían presentarse en el mediano plazo. Esto podría conllevar a prever las unidades de generación para mantener la seguridad del sistema, y a establecer los criterios para su apropiada operación. Así como lo realiza el CAISO, el cual prevé la necesidad de unidades RMR, asegura su disponibilidad por confiabilidad a través de “contratos RMR”, y luego las opera según los procedimientos para la operación con unidades RMR [5][4].

Bajo un enfoque de planificación operativa, una técnica utilizada para determinar el despacho de las unidades de generación para mantener la seguridad en un área local se basó en el análisis de la seguridad en la máxima demanda (flujos de carga) en diversos escenarios de potencia en las unidades candidatas RMR y de la red en condición N y N-1. La mínima potencia (MW) que cumpliera los límites de operación en estos escenarios sería calificada como generación RMR [10]. Pero este resultado podría no ser el óptimo, debido a los múltiples escenarios de despacho que podrían existir.

Una herramienta utilizada para optimizar la operación de un sistema de potencia es conocida como flujo de potencia óptimo (FPO), la cual se basa en manipular las variables de control del problema por algún método de optimización para obtener un estado óptimo de la red de transmisión – generación [11]. Pero su mejor aplicación se da cuando se incorpora restricciones de seguridad; denominándose flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad (FPORS) [14]. Existen dos enfoques de solución para el FPORS, el enfoque preventivo; el cual da mayor prioridad a la seguridad sobre la economía, y el enfoque correctivo; el cual da mayor prioridad a la economía sobre la seguridad [6].

Los métodos usados para resolver el FPO están en función de la formulación del problema, la cual depende del tipo de variables de control a manipular (continuas y discretas) y del tamaño del sistema de potencia, estos métodos podrían ser métodos matemáticos y métodos de búsqueda inteligente (metaheurísticas) [23]. En ese sentido, es necesario hacer una breve revisión de las metodologías propuestas para resolver el problema de la seguridad en la operación óptima de un sistema eléctrico de potencia. En la Tabla 1.1 se muestra una descripción de la revisión bibliográfica y del estado del arte del tema.

La descripción expuesta en la Tabla 1.1 indica que un método práctico para la solución del problema de seguridad es el método de búsqueda inteligente [2][29], frente a la

formulación matemática [30][12], ya que los métodos de búsqueda se adecuan mejor a cualquier tipo de variable de control y por eso representan mejor a las restricciones de la operación. Asimismo, las aplicaciones en sistemas reales convergen en el uso de flujo de carga para determinar las unidades RMR [3][10], y este método resulta también interesante para determinar el SIL (Simultaneous Import Limit) de un área local [1].

Tabla 1.1 Revisión bibliográfica y estado del arte en la solución del problema de seguridad

Problema	Descripción del logro e inconveniente	Método	Aplicación
[30] FPORS (1974)	Usa un enfoque preventivo, pero el método está limitado a un solo tipo de variables de control (continuas). Utiliza eficazmente las funciones de penalidad por violaciones de las restricciones dentro de la función objetivo, lo cual puede ser replicado a cualquier otro método de optimización.	Método del Gradiente	IEEE 30
[10] RMR (2001)	Determina las unidades RMR en el sistema eléctrico de Tailandia y define la cantidad de capacidad a asignar como RMR.	Flujos de carga en condiciones N y N-1	Sistema de Tailandia
[2] FPO (2002)	Resuelve el problema de FPO con técnicas de mejora del método simple de algoritmos genéticos (Elitismo y Hill Climbing). Presenta un manejo adecuado de cualquier tipo de variables de control y de restricciones. Atributos que se pueden aprovechar para la implementación de un FPORS.	Algoritmos genéticos (AG)	IEEE 30
[3] RMR (2003)	Determina la potencia de salida en las unidades RMR para atender la carga de forma segura en la máxima demanda de áreas locales del sistema. Los resultados fueron la base de contratos RMR en el 2004.	Flujos de carga en condiciones N y N-1	Sistema de California en los EE.UU.
[1] RMR (2012)	Define el SIL (Simultaneous Import Limit) de un área local como la máxima cantidad de potencia que de forma segura puede ser importada sin considerar generación local. Utiliza la curva de duración de carga y evalúa la necesidad de unidades RMR en un horizonte de largo plazo.	Flujos de carga en condiciones N y N-1	Sistema de Arizona en los EE.UU.
[12] FPORS (2012)	Usa un enfoque preventivo. Simplifica el problema, pero utiliza flujos de carga sobre el caso base para ajustar los controles. Evalúa continuamente las contingencias críticas. No considera variables de control discretas en su formulación.	Descomposición de Benders	sistema de más de 60 000 barras
[29] FPORS (2012)	Resuelve el problema de FPORS, formulado como un despacho económico (enfoque preventivo). No tiene problemas con el manejo del tipo de variables de control, y de las restricciones de operación, pero requiere una cantidad alta de iteraciones.	Particle Swarn Optimization (PSO)	IEEE 30
[25] RMR (2018)	Identifica potenciales problemas en el sistema de transmisión en Estados Unidos ante escenarios de retiro de unidades de generación térmica debido a su reemplazo por otras fuentes de generación. Identifica necesidades de unidades RMR.	Flujos de carga en condiciones N y N-1	Sistema de potencia en los EEUU.

Asimismo, los estudios de flujo de carga revelaron problemas de seguridad debido al retiro de unidades de generación, lo que permitió identificar necesidades de generación RMR [25]. Por lo tanto, el método de solución elegido para resolver el problema de seguridad estará basado en una metaheurística, y considerará el comportamiento real de la operación reflejada en los resultados de flujo de carga; información que necesita el algoritmo sobre el comportamiento de las variables de la red en condiciones normales y en contingencia.

La dificultad de incorporar restricciones de seguridad debe ser manejada eficientemente a partir de técnicas de selección de contingencias para considerar en el problema de FPORS [15]. Asimismo, el manejo de la potencia reactiva de generación dentro de una zona de operación llamada "banda de potencia reactiva" [8] [33], así como los límites de operación permitidos ante contingencias; como por ejemplo los límites de tensión en barras, permitirán de forma más real formular el FPORS para resolver el problema de seguridad.

Finalmente, un problema que requiere ser atendido por el planificador en la planificación de la operación de mediano plazo de sistemas eléctricos de potencia es determinar las unidades de generación que proveen seguridad a un sistema de potencia bajo condiciones de operación normal (condición N) y en contingencias (condición N-1), y si es necesario también estimar el rechazo de carga óptimo que evite una mayor degradación en la operación del sistema.

1.2. Descripción de la realidad problemática

Para determinar el despacho económico de las unidades de generación en la operación de corto plazo (día siguiente o semana) el operador del sistema cuenta con herramientas que le permiten considerar restricciones operativas y de seguridad, pero en la planificación de la operación para la programación de mediano plazo (1 año) corresponde al planificador establecer la gestión de los recursos disponibles de generación para mantener la seguridad del sistema (como proponer generación de emergencia, planificar el retiro de unidades de generación, entre otros), partiendo de la señal de la operación económica.

En la Figura 1.2 se ilustra el periodo que abarca la seguridad en la planificación operativa.

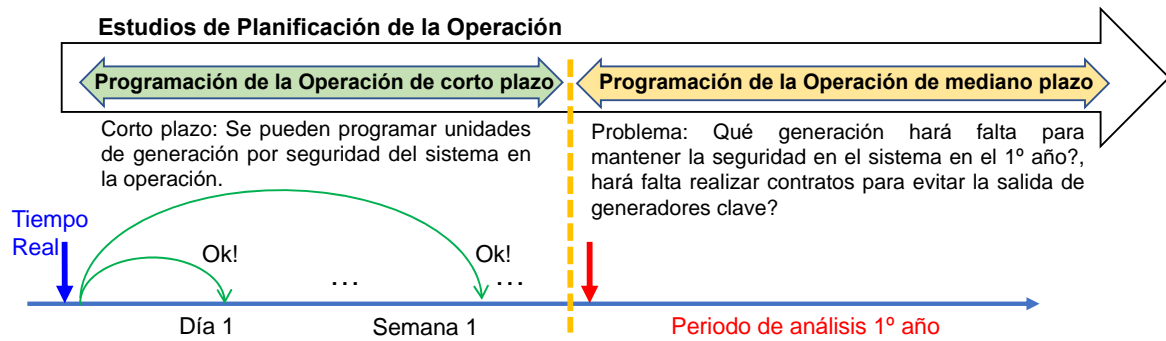


Figura 1.2 La seguridad bajo un enfoque de programación y de planificación

En la planificación operativa de sistemas eléctricos de potencia el despacho de las unidades de generación térmica obtenido para el periodo de la programación de la operación de mediano plazo podría no prever aspectos de seguridad, lo que resultaría en un problema para el sistema, debido a que el principal objetivo es satisfacer la demanda desde un punto de vista de la operación económica, tal como se ilustra en la Figura 1.3.

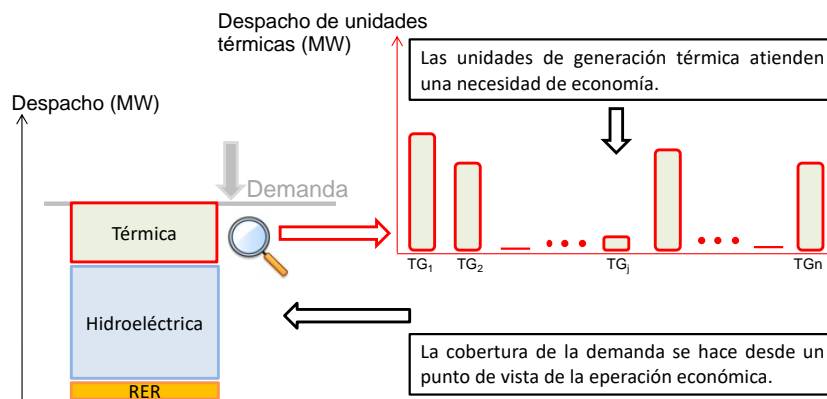


Figura 1.3 Problema en el despacho de unidades térmicas en la planificación operativa

En ese sentido, es necesario que en el mediano plazo se recoja la señal de la operación económica del sistema, con el fin de que en el análisis de la seguridad del sistema se identifique las necesidades de generación para mantener la seguridad del sistema, lo cual de ser necesario podría conllevar a un acuerdo RMR (Reliability Must-Run).

El comportamiento cambiante del sistema en el periodo de la planificación operativa conlleva a una necesidad de evaluar la seguridad del sistema, no solo en la máxima demanda, sino en diferentes niveles de demanda de su curva de duración de carga, tal como se aprecia en la Figura 1.4. Asimismo, el impacto de algunas contingencias podría variar respecto a la magnitud de demanda, siendo necesario prever el rechazo de carga óptimo para reducir su efecto sobre la seguridad del sistema ante estos eventos.

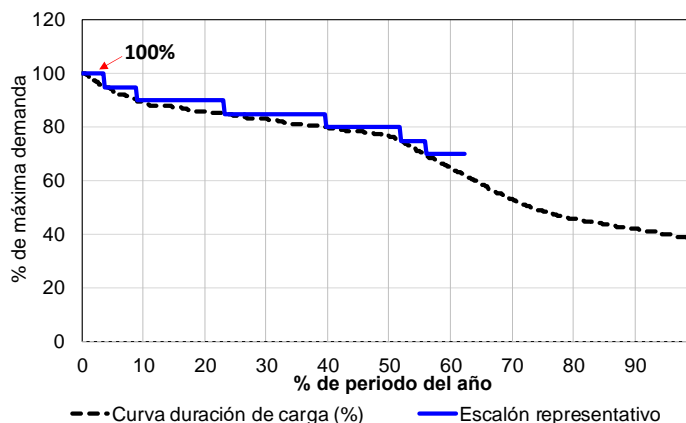


Figura 1.4 Niveles de demanda para la evaluación de la seguridad

Finalmente, en los sistemas eléctricos de potencia la inserción de generación con recursos intermitentes como la generación eólica (RER), podría provocar el retiro de instalaciones de generación térmica identificadas para mantener la seguridad en áreas cuya importación de potencia se encuentra limitada por la transmisión (áreas cuyo SIL se complementa con la generación local para satisfacer de forma segura la demanda), debido a esto puede ser necesario establecer un acuerdo RMR. En la Figura 1.5 se ilustra esta situación.

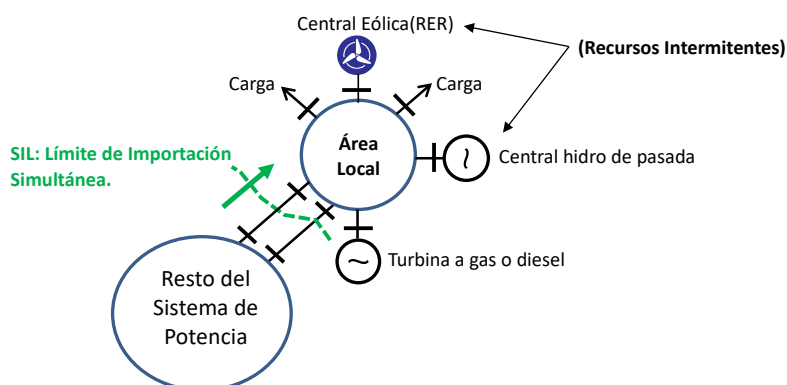


Figura 1.5 Área local con despacho térmico local

Por lo tanto, corresponde al planificador de la operación identificar y determinar el despacho de las unidades de generación requerido para mantener la seguridad del sistema o un área local, evaluando la seguridad no solo en máxima demanda sino además en otros niveles de demanda, e incluyendo el efecto del retiro de unidades de generación.

Cabe resaltar que el ámbito de aplicación para determinar el despacho de unidades de generación por seguridad corresponde al periodo de la programación de la operación de mediano plazo (1 año), y dado que este periodo es el inmediato al periodo de la operación de corto plazo, las herramientas como la evaluación de la seguridad (análisis de

contingencias) son efectivas para realizar un análisis de la operación eléctrica del sistema considerando su condición esperada en tal periodo.

1.3. Formulación del problema

En la presente tesis se busca dar respuesta a la pregunta: ¿Es posible proponer una metodología para identificar las unidades de generación existentes, denominadas unidades candidatas a Reliability Must-Run (RMR), que permitan mantener la seguridad en la planificación operativa de sistemas eléctricos de potencia, considerando la presencia de generación RER (eólica) y, en el caso extremo, realizar los rechazos de carga necesarios?.

1.4. Justificación e importancia de la investigación

La propuesta a desarrollar en la tesis surge de la necesidad que en la planificación operativa de un sistema eléctrico de potencia, bajo un enfoque preventivo de la seguridad, se identifique las unidades de generación y se determine su despacho para mantener la seguridad del sistema o de un área local, en condiciones de máxima demanda, así como en otros niveles de demanda de su curva de duración de carga, con el fin de prever las necesidades de generación que requieren un contrato RMR para seguir operando en el sistema.

Se justifica desde el punto de vista científico, debido a que se elabora una herramienta de optimización basada en una metaheurística con algoritmos genéticos (AG), para resolver el problema de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad (FPORS), y determinar el despacho de las unidades de generación, así como el rechazo de carga óptimo, los cuales permiten mantener la seguridad ante contingencias.

Se justifica también desde el punto de vista práctico, debido a que se propone una metodología basada en el cumplimiento de criterios de seguridad establecidos en un sistema de potencia, en condiciones normales de operación y ante contingencias, a partir del monitoreo de la tensión en barras y de la carga en líneas de transmisión.

1.5. Objetivos

Objetivo general

Determinar el despacho de las unidades de generación y el rechazo de carga óptimo en la planificación operativa de sistemas eléctricos de potencia para mantener la seguridad en un área local del sistema, en condiciones normales de operación y ante contingencias, minimizando el costo total de operación y de racionamiento.

Objetivos específicos

- Proponer una metodología basada en la evaluación de la seguridad de un área local de un sistema de potencia, y el monitoreo del cumplimiento de las restricciones de tensión en barras y de carga en las líneas de transmisión, tanto en condiciones normales de operación, así como ante contingencias.
- Proponer un problema de FPORS para resolverlo como despacho económico utilizando una metaheurística con AG y determinar las unidades de generación requeridas para mantener la seguridad en un área local de un sistema de potencia, y de ser necesario el rechazo de carga óptimo para evitar situaciones de emergencia ante contingencias.
- Probar la metodología en un sistema de prueba IEEE para determinar el despacho de las unidades de generación que mantengan la seguridad en un área local, en máxima demanda, así como en otros niveles de demanda de su curva de duración de carga.
- Probar la metodología en el sistema eléctrico de potencia peruano (SEIN), específicamente en un área local, para determinar el despacho de las unidades de generación que mantengan la seguridad en dicha área.

1.6. Hipótesis

Hipótesis principal

Si se propone una metodología basada en una metaheurística con algoritmos genéticos (AG) para resolver el problema de FPORS; es decir, considerando aspectos de seguridad en la planificación operativa de sistemas eléctricos de potencia, entonces sería posible determinar el despacho de las unidades de generación RMR y el rechazo de carga óptimo (generación ficticia) para mantener la seguridad en un área local de un sistema de potencia, y evitar situaciones de emergencias ante contingencias.

Hipótesis secundaria

A partir del monitoreo del cumplimiento de las restricciones de tensión en barras, y de carga en líneas de transmisión (sin costos por transgresiones) obtenido de la solución del problema de FPORS, es posible determinar el despacho requerido en las unidades de generación RMR y en la generación ficticia para mantener la seguridad del área local de un sistema de potencia en diferentes niveles de demanda de la curva de duración de carga.

1.7. Variables e indicadores

Variables independientes

Las variables independientes serán los parámetros que definan la generación

requerida para mantener la seguridad en un área local de un sistema de potencia:

- Ubicación de la unidad de generación (barra).
- Potencia despachada (MW).

Variables dependientes

Las variables dependientes lo conforman las magnitudes que se desean monitorear en condiciones normales de operación, así como en contingencias:

- El costo por las trasgresiones a las restricciones de operación (penalidades) (US \$).
- El límite de importación simultáneo (SIL) para satisfacer de forma segura la demanda de un área local del sistema (MW).
- Tensión en barras (kV).
- Carga en líneas de transmisión (%).

Indicadores

Para probar la validez del método propuesto se verifica los resultados de la solución del problema de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad en el caso base (condición N), y en cada caso de contingencia (condición N-1), debiéndose verificar lo siguiente:

En condiciones normales de operación:

- La penalidad de la operación debe ser nula o despreciable en comparación con el costo de operación.
- El límite de importación simultánea (SIL) debe ser menor a la importación del área local sin considerar seguridad.
- La tensión en barras de carga dentro de los límites de [0.95 p.u.; 1.05 p.u.].
- La carga en las líneas no debe ser superior a 100%.

En condiciones de contingencias²:

- La tensión en barras de carga dentro de los límites de [0.90 p.u.; 1.10 p.u.].
- La carga en las líneas no debe ser superior a 120%.

1.8. Unidad de análisis

Estará conformado por las unidades térmicas de generación de las cuales se determinará el despacho requerido para mantener la seguridad de un área local de un

² Según el Operador Nacional del Sistema Eléctrico de Brasil, documento: "Premisas, Criterios y Metodología para Estudios Eléctricos", en cuanto a los niveles aceptables de tensión para barras menores a 500 kV en estado estable para estudios de restablecimiento.

sistema de potencia.

1.9. Tipo y nivel de investigación

Tipo de investigación

Este trabajo es una investigación de tipo experimental, dado que se pretende demostrar la hipótesis formulada a través de simulaciones, y además porque el método propuesto para resolver el problema de FPORS aplicando algoritmos genéticos se valida en un sistema de potencia estándar del IEEE.

Nivel de investigación

El nivel de investigación corresponde a una tesis de Maestría, dado que el tema seleccionado está relacionado con una línea compleja que es estudiada por investigadores que han publicado diversos artículos en el IEEE. Asimismo, debido a que se aplican conocimientos como algoritmos genéticos, seguridad y FPORS.

El presente trabajo se considera también de tipo aplicativo, dado que se propone una metodología para determinar el despacho de las unidades de generación que brinden seguridad en la planificación operativa de cualquier sistema eléctrico de potencia.

1.10. Periodo de análisis

El periodo de análisis corresponde a un año específico (año 2021) dentro del periodo de la planificación operativa (la cual podría ser de cuatro años). Asimismo, el análisis se enfoca en determinar el despacho de las unidades de generación requerido para mantener la seguridad en un área local de un sistema de potencia en puntos de su curva de duración de carga, la cual se define para un periodo de un año.

1.11. Fuentes de información e instrumentos utilizados

Las fuentes de información usadas en el modelamiento de los sistemas de potencia, para probar la metodología en el sistema de prueba de 30 barras del IEEE y para aplicarla al sistema de potencia peruano, así como para definir los límites en las magnitudes monitoreadas en la operación serán:

- Datos de barras y de líneas del sistema de potencia de prueba de 30 barras del IEEE.
- Datos de potencia activa y reactiva, en unidades de generación del sistema eléctrico peruano publicados en el portal web del operador.

- Parámetros de líneas de transmisión del sistema eléctrico peruano que publica el operador en sus estudios de planificación de la expansión de la transmisión.
- Límites permitidos de tensión en barras y de carga en líneas en operación normal y ante contingencias indicados en la normatividad del operador del SEIN e internacional.
- Licencia de MATLAB v.19b para uso personal.

1.12. Técnicas de recolección y procesamiento de datos

En el caso de la demanda (curva de duración de carga):

- Se empleó una técnica de recolección manual de la información, la cual fue extraída del portal web del operador del sistema eléctrico peruano, y sirvió para elaborar un típico de curva de duración de carga.
- El procesamiento de la información de demanda para obtener las curvas de duración de carga para los sistemas de potencia de prueba del IEEE y del sistema eléctrico peruano fue mediante herramientas informáticas como Excel.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO Y MARCO CONCEPTUAL

2.1. Introducción

Considerando el objetivo y las hipótesis del capítulo I, los cuales permiten evaluar la seguridad de un sistema eléctrico de potencia en la planificación operativa para determinar el despacho de las unidades de generación considerando aspectos de seguridad, es necesario conocer los conceptos y las características involucradas con este importante atributo de la operación, el cual es la seguridad.

Asimismo, dado que para resolver el problema de Flujo de Potencia Óptimo (FPO) formulado como un problema de despacho económico, se ha utilizado la técnica de optimización de algoritmos genéticos (AG), es necesario conocer los principales conceptos que caracterizan a esta técnica, la cual permitirá determinar la generación requerida para mantener la seguridad en un área local.

2.2. Aspectos de seguridad en sistemas de potencias

2.2.1. Confiabilidad

La confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia se refiere a la probabilidad de su operación satisfactoria sobre un periodo largo. Esto denota la capacidad de suministrar un servicio eléctrico adecuado de forma casi continua, con pocas interrupciones durante un periodo de tiempo prolongado. La confiabilidad abarca dos aspectos funcionales básicos de los sistemas de potencia: La Suficiencia y La Seguridad [22].

Suficiencia:

Es la capacidad del sistema de potencia para suministrar la potencia eléctrica y los requerimientos de energía a los clientes en todo momento, tomando en cuenta las interrupciones programadas y no programadas de los componentes del sistema.

Seguridad:

Es la capacidad del sistema de potencia para soportar perturbaciones repentinas como cortocircuitos eléctricos o la pérdida no anticipada de componentes del sistema.

2.2.2. Periodos de tiempo de la confiabilidad

Desde el punto de vista de la aplicación de la confiabilidad, los periodos de tiempo de interés cubren una amplia escala, desde una fracción de segundo hasta varios años, así como desde el análisis de desempeño histórico hasta los horizontes preoperativos. En la siguiente figura se muestra esquemáticamente los periodos de tiempo de la confiabilidad para una posible aplicación en horizontes preoperativos, como operaciones a corto plazo, planeamiento operativo y planeamiento de la expansión [27].

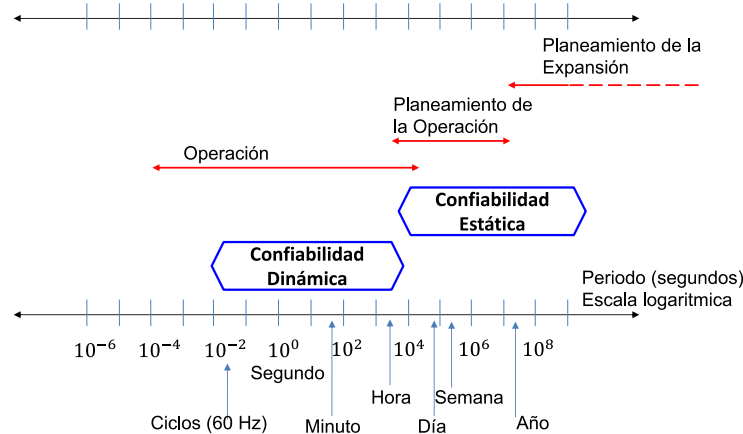


Figura 2.1 Periodos de tiempo de la confiabilidad (Fuente: Referencia [27])

2.2.3. Análisis de la seguridad en sistemas de potencia

El análisis de la seguridad está relacionado con la determinación de la fortaleza del sistema eléctrico de potencia en relación con el comportamiento ante perturbaciones inminentes. Existen dos componentes que caracterizan el análisis de seguridad. Para un sistema de potencia sujeto a cambios (pequeños o grandes), es importante que cuando se completen estos cambios, el sistema de potencia se adapte a las nuevas condiciones de operación de manera que no se transgredan las restricciones físicas. Esto implica que, además de que las condiciones operativas sean aceptables luego de la perturbación, el sistema debe sobrevivir a la transición a estas condiciones [22].

Por lo tanto, si bien la seguridad está relacionada con el comportamiento dinámico de un fenómeno físico, se puede comprender que en la caracterización de la seguridad de un sistema de potencia destaca claramente dos aspectos para su análisis:

Análisis de la seguridad estática:

Implica el análisis en estado estable de las condiciones del sistema posteriores a la perturbación con el fin de verificar que no se transgredan los límites físicos de los equipos ni los límites de operación.

Análisis de la seguridad dinámica:

Implica el análisis en el estado transitorio, anterior al periodo de interés en el análisis en estado estable e inmediatamente después del cambio producido por una perturbación en el sistema de potencia.

Cabe indicar que, el desarrollo del presente trabajo se enfoca en el análisis de la seguridad estática.

2.2.4. Estados de operación de un sistema de potencia

Las condiciones de un sistema de potencia están descritas por 5 estados operativos, tal como se muestra en la Figura 2.2. Estos estados son gobernados por 3 conjuntos de ecuaciones genéricas. Uno de estos conjuntos está conformado por ecuaciones diferenciales, los cuales representan las leyes físicas que gobiernan el comportamiento dinámico del sistema, y los otros dos conjuntos están conformados por ecuaciones algebraicas, que representan las restricciones de igualdad “ E ”, y las restricciones de desigualdad “ I ” del sistema [13].

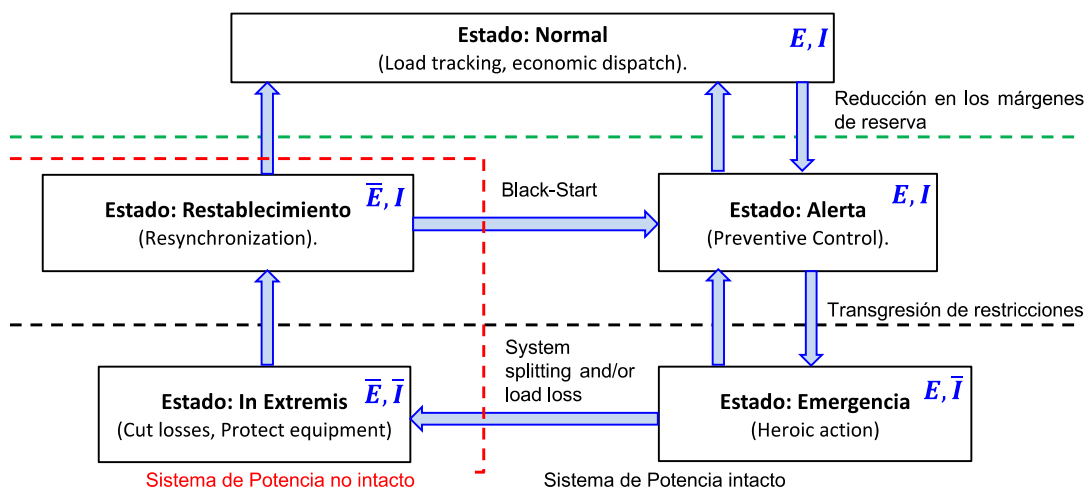


Figura 2.2 Estados de operación de un sistema de potencia
(Fuente: Referencia [13])

En la Figura 2.2, “ E ” representa el cumplimiento de las restricciones de igualdad, como el balance de potencia entre la demanda, las pérdidas y la generación, e “ I ” representa el cumplimiento de las restricciones de desigualdad, la cual se refiere a los límites físicos (capacidad en líneas o transformadores) o límites operativos del sistema (tolerancia de la tensión en barras). El no cumplimiento de las restricciones indicadas queda representados por “ \bar{E} ” e “ \bar{I} ”. A continuación, se define los estados operativos del sistema, de acuerdo con el cumplimiento de las restricciones de igualdad y de desigualdad.

Estado de operación normal (Seguro)

- Todas las restricciones de igualdad “E” y de desigualdad “I” son satisfechas.
- La generación atiende la demanda de la carga y las pérdidas existentes, y ningún equipo está sobrecargado.
- Los márgenes de reserva (para la transmisión y generación) son suficientes para proporcionar un nivel adecuado de seguridad con respecto al estrés que el sistema puede ser sometido.
- Esto último puede ser entendido como la satisfacción de las restricciones de seguridad.

Estado de Alerta (Inseguro)

- La diferencia entre este estado y el anterior es que este nivel de seguridad está debajo de cierto umbral predefinido.
- Esto implica que existe el peligro de transgredir algunas de las restricciones de desigualdad “I” cuando el sistema se somete a perturbaciones (estrés). También se puede decir que no se cumplen las restricciones de seguridad.
- El control preventivo permite la transición de un estado de alerta a un estado seguro.

Estado de Emergencia

- Debido a una perturbación grave, el sistema puede entrar en estado de emergencia. Aquí las restricciones “I” son transgredidas debido a que uno o más equipos se sobrecargan y que operan fuera de su región factible.
- Sin embargo, el sistema está todavía intacto y las acciones del control de emergencia (medidas correctivas) podrían ser iniciadas para restaurar el sistema al estado de alerta.
- Este estado no puede mantenerse por mucho, por lo que el sistema de protección actuará de forma automática (con o sin retraso de tiempo). Si hay una falla (cortocircuito) en una línea de transmisión, el sistema de protección actúa dentro de 3-5 ciclos. Sin embargo, la sobrecarga de una línea puede ser permitida por unos minutos. En cualquier caso, el sistema de protección actúa decisivamente para aislar el componente.
- Si estas medidas no se toman a tiempo o no son efectivas, y si la perturbación o perturbaciones posteriores son lo suficientemente graves como para generar sobre-estrés del sistema, el sistema colapsa y alcanzará el estado “In Extremis”.

Estado In Extremis

- Las restricciones “E” e “I” son transgredidas. A pesar de que la protección primaria no actúe, relés de protección back-up pueden actuar y aislar el elemento en falla.
- La transgresión de restricciones de igualdad “E” implica que parte de la carga del sistema se pierde (deslastre de carga).
- Dependiendo de la severidad de la perturbación, la desconexión de carga estará limitada a un área localizada o generalizada.
- La acción de control de emergencia debe evitar el colapso total.

Estado de Restablecimiento

- Se trata de un estado de transición en el que las restricciones “I” son cumplidas a partir de las acciones de control de emergencia tomadas, pero las restricciones “E” no son satisfechas.
- A partir de este estado, el sistema puede transitar al estado Alerta o Normal dependiendo de las circunstancias. El operador vuelve a sincronizar los generadores y líneas de transmisión.
- En el caso de deslastre de grandes áreas, se procede a realizar la aplicación de los procedimientos black-start.

2.2.5. Criterio de seguridad económica

Toda sociedad moderna requiere una operación segura y económica de su sistema eléctrico de potencia. En ese sentido, el objetivo general del control de la seguridad económica es operar el sistema al más bajo costo, con la garantía de evitar o superar condiciones de emergencia. Esto significa necesariamente que el sistema debe operar lo más cerca posible de sus límites de seguridad [31].

Las transgresiones más severas y menos predecibles resultan de las contingencias, por ello el concepto de seguridad se relaciona con la capacidad del sistema para resistir los efectos de las contingencias. Asimismo, un estado de operación del sistema puede declararse seguro con relación a ciertos casos de contingencias, y a un conjunto dado de cantidades como la tensión en barras de carga, la carga en líneas de transmisión, y el aporte de potencia reactiva en las unidades de generación, cuyas transgresiones son monitoreadas [31].

2.3. Análisis de contingencias

En general, es evidente notar que, para un análisis eficiente de la seguridad de un sistema de potencia, en la operación, así como en la planificación, el conjunto de

contingencias seleccionadas debe ser una lista corta, resultado de seleccionar de un conjunto mayor de contingencias evaluadas, solo aquellas que ocasionen mayores efectos en la tensión en barras y en el flujo en las líneas [31].

2.3.1. Índices de Desempeño ante contingencias

Los índices de desempeño nos permiten evaluar el impacto de las contingencias sobre el sistema, generalmente se utilizan dos tipos de índices, uno que cuantifica el impacto sobre la tensión en barras y el otro que cuantifica el impacto sobre la carga en las líneas.

Índice de Desempeño de tensión en barras “ ID_V ”:

El Índice de Desempeño de tensión en barras se calcula para cada contingencia, y cuantifica el efecto de dicha contingencia sobre un conjunto de barras monitoreadas. El efecto de la contingencia sobre las barras está en función de la variación de la tensión $|V_j|$ respecto a una tensión especificada $|V_j^{esp}|$, dicha variación es comparada con una variación promedio ΔV_j^{Lim} , que esta en función de los límites máximo y mínimo de variación permitida de la tensión en barras $[V_j^{Lim. min.}, V_j^{Lim. max.}]$ ante contingencia [15].

$$ID_V = \sum_{j=1}^{nb} \frac{W_{V_j}}{2n} \left(\frac{|V_j| - |V_j^{esp}|}{\Delta V_j^{Lim}} \right)^{2n} \quad (2.1)$$

$$\Delta V_j^{Lim} = \frac{1}{2} \times (V_j^{Lim. max.} - V_j^{Lim. min.}) \quad (2.2)$$

En la Figura 2.3 se muestra una descripción de los parámetros para el cálculo del Índice de Desempeño de tensión en barras, así como una interpretación gráfica de la variación de tensión en una barra “j” del conjunto de barras monitoreadas.

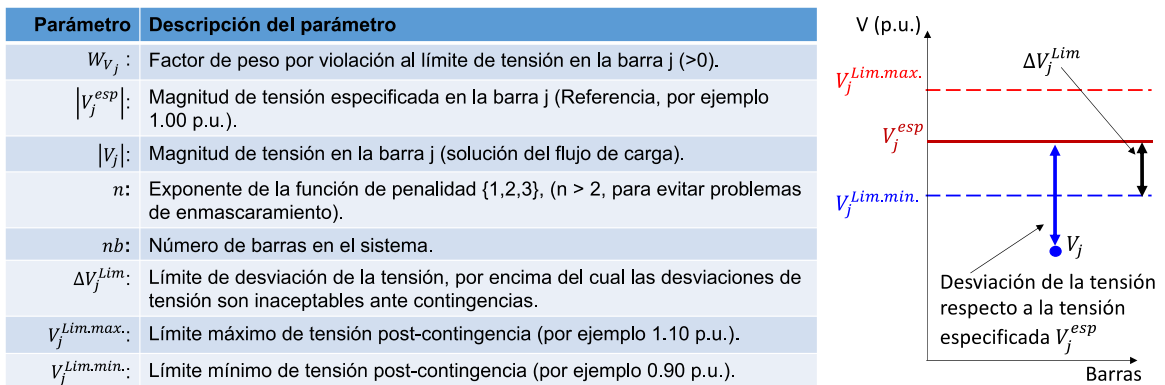


Figura 2.3 Parámetros del Índice de Desempeño de tensión en barras

Índice de Desempeño de flujos en líneas “ ID_F ”:

El Índice de Desempeño de flujo en líneas es calculado para cada contingencia, y cuantifica el efecto de dicha contingencia sobre un conjunto de líneas monitoreadas. El efecto de la contingencia sobre las líneas esta en función de la comparación del flujo de potencia activa de la línea $|F_i|$, respecto al límite de transporte de la línea $|F_i^{Lim}|$.

$$ID_F = \sum_{i=1}^{nl} \frac{W_{F_i}}{2n} \left(\frac{F_i}{F_i^{Lim}} \right)^{2n} \quad (2.3)$$

En la Figura 2.4 se muestra una descripción de los parámetros para el cálculo del Índice de Desempeño de flujo en las líneas, así como una interpretación gráfica de la comparación entre el flujo (F_i) y el límite de transporte (F_i^{Lim}) para una línea “i” del conjunto de líneas monitoreadas.

Parámetro	Descripción del parámetro
W_{F_i}	Factor de peso por violación al límite de transporte en la línea i ($W_{F_i} > 0$), podría ser usado para reflejar la importancia en algunas líneas.
F_i	Magnitud del flujo de potencia activa (MW) en la línea “i” en estado post-contingencia (solución del flujo de carga).
n	Exponente de la función de penalidad {1,2,3}, ($n > 2$, para evitar problemas de enmascaramiento)
NL	Número de líneas en el sistema
F_i^{Lim}	Límite de transporte de la línea “i”, en estado normal
$F_i^{Lim.cont.}$	Límite de transporte de la línea “i”, en estado post-contingencia, (dependiendo del nivel de seguridad deseado en un sistema de potencia este valor podría ser: $F_i^{Lim.cont.} = F_i^{Lim}$. o $F_i^{Lim.cont.} = 120\% \times F_i^{Lim}$).

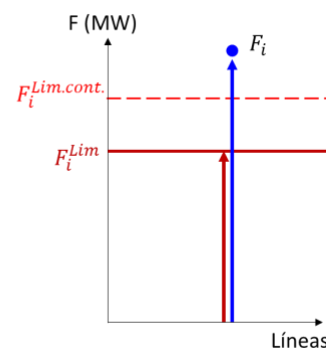


Figura 2.4 Parámetros del Índice de Desempeño de flujo en líneas

2.3.2. Criterio selectivo de las contingencias

En el presente trabajo, ha sido necesario tener en cuenta un criterio para cuantificar el impacto de las contingencias sobre la tensión en barras y el flujo en líneas en los elementos monitoreados, con el fin de seleccionar los casos de contingencias a considerar en el análisis para determinar la generación requerida para mantener la seguridad en el sistema.

El índice de desempeño de tensión en barras se ha determinado considerando solo los resultados de tensión que transgredieron los límites establecidos $[V_j^{Lim.min.}, V_j^{Lim.max.}]$. De forma similar, el índice de desempeño de flujo en líneas se ha determinado considerando solo los resultados de flujos que superaron el límite ante contingencia. En la Figura 2.5 se muestra el criterio de selección de los resultados de tensiones y de flujos para el cálculo de los índices de desempeño.

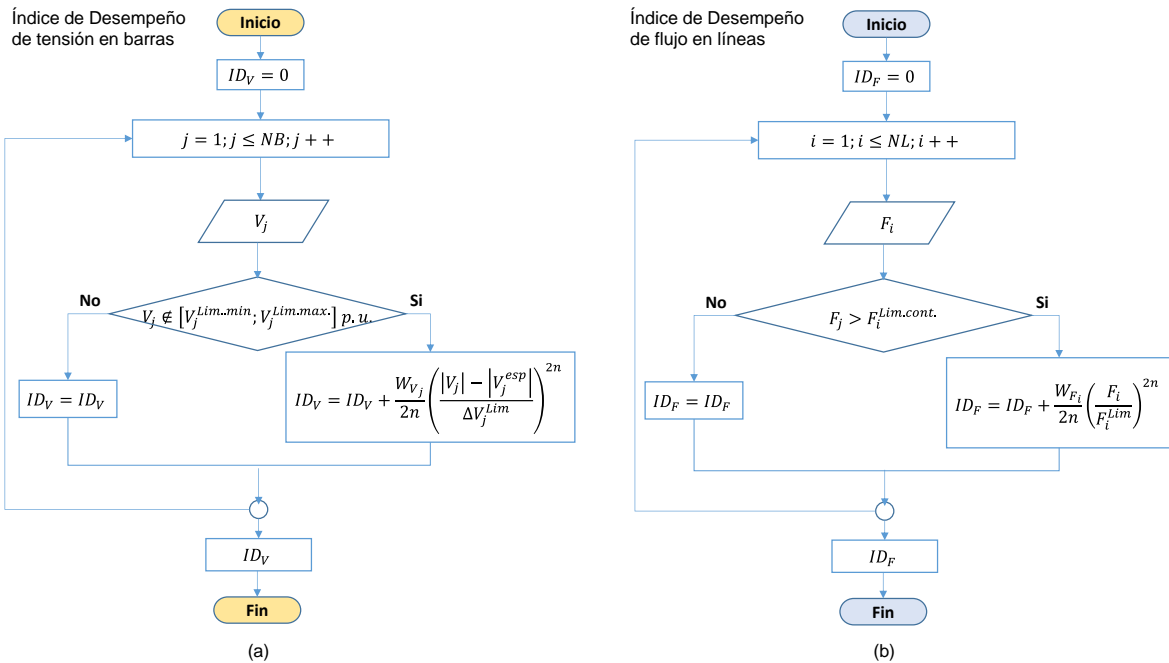


Figura 2.5 Criterio selectivo para calcular los índices de desempeño

2.3.3. Aplicación del análisis de la seguridad

Con el propósito de analizar la seguridad en un sistema de potencia, en la Figura 2.6 se muestra un simple sistema de potencia de 3 barras, así como sus datos de capacidades de generación, y de límites permisibles de tensión en barras y de flujo en las líneas.

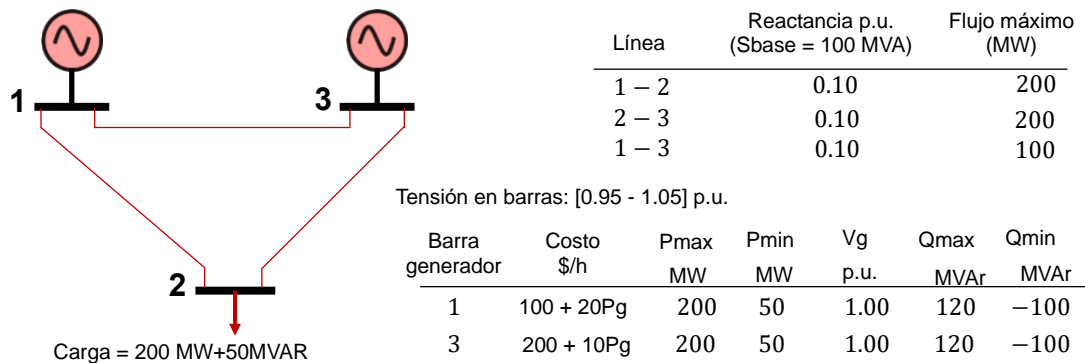


Figura 2.6 Límites de operación de un sistema de potencia (Fuente: Referencia [21])

La Figura 2.7 (a) muestra la operación de mínimo costo en el sistema, el cual se logra generando 50 MW y 150 MW, en las barras 1 y 3, respectivamente. El mínimo costo de operación es de US\$ 2800, y se satisfacen los límites de operación en condiciones normales, pero el sistema se encuentra en un estado de operación de alerta, debido a que ante contingencias se podría transgredir los límites de operación, tal como se aprecia en la Figura 2.7 (b), ante la salida de la línea 3-2.

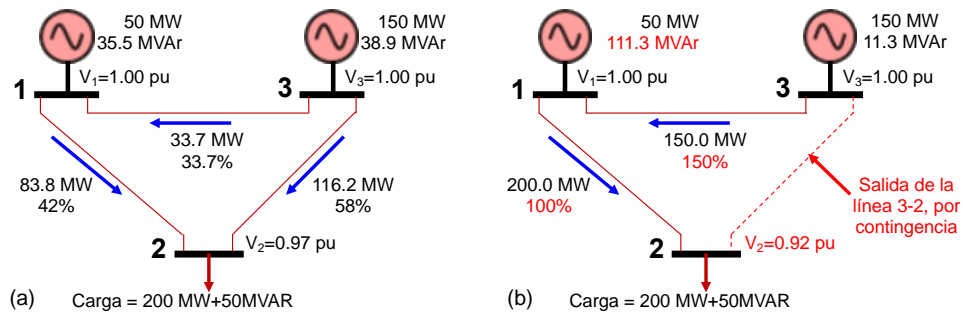


Figura 2.7 Operación de mínimo costo sin considerar la seguridad (Fuente: Referencia [21])

Considerando los mismos límites de operación en condiciones normales y bajo contingencias, en la Figura 2.7 (b) se observa que ante la salida de la línea 3-2, la operación aún es factible, pero el sistema se encuentra en un estado de emergencia, debido a que se han transgredido el límite de carga en la línea 3-1, y la tensión mínima en la barra 2.

Para ilustrar el análisis de contingencias, en la Figura 2.8 se muestra los resultados de flujo de carga ante contingencia en cada uno de los posibles casos de salida simple de elementos del sistema (N-1).

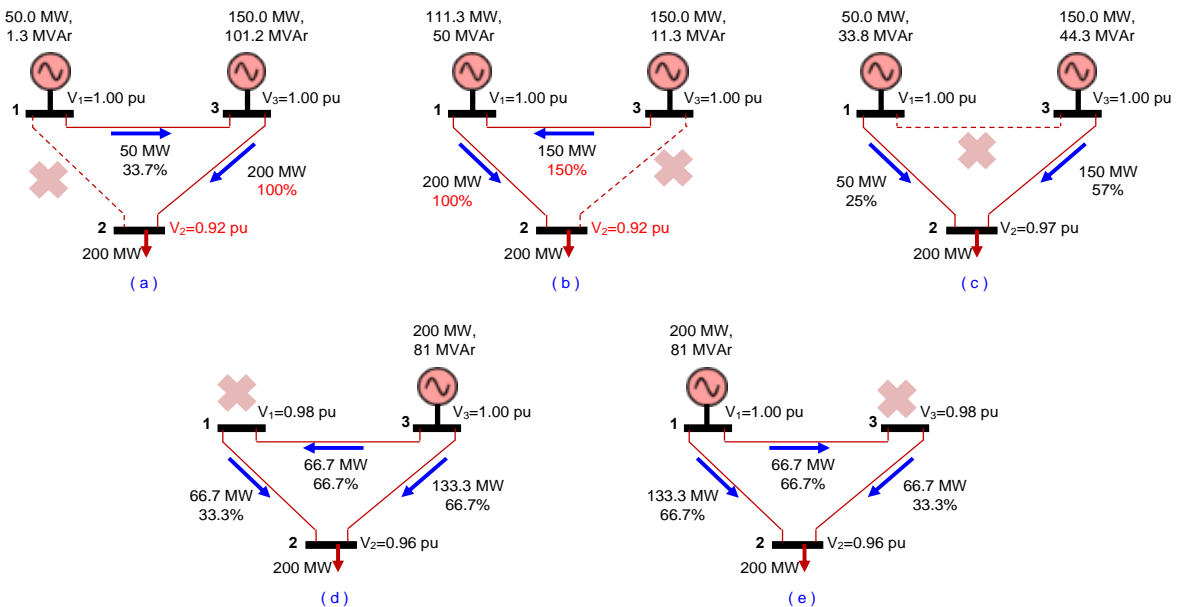


Figura 2.8 Contingencias simples (N-1) en líneas y unidades de generación (Fuente: Referencia [21])

De los 5 posibles casos de contingencias N-1, solo los casos (a) y (b) provocan transgresión en la mínima tensión en barras (0.95 p.u.), y en la carga máxima en líneas (>100%). Asimismo, es importante notar que la contingencia del caso (b) tiene mayor impacto que la contingencia del caso (a), por lo tanto, es posible ordenar a las contingencias por el efecto que causan en el sistema.

En la Figura 2.9 se muestra los resultados de flujo de carga ante contingencia en cada uno de los posibles casos de salida de dos elementos (N-2), es decir, en líneas de transmisión y en unidades de generación.

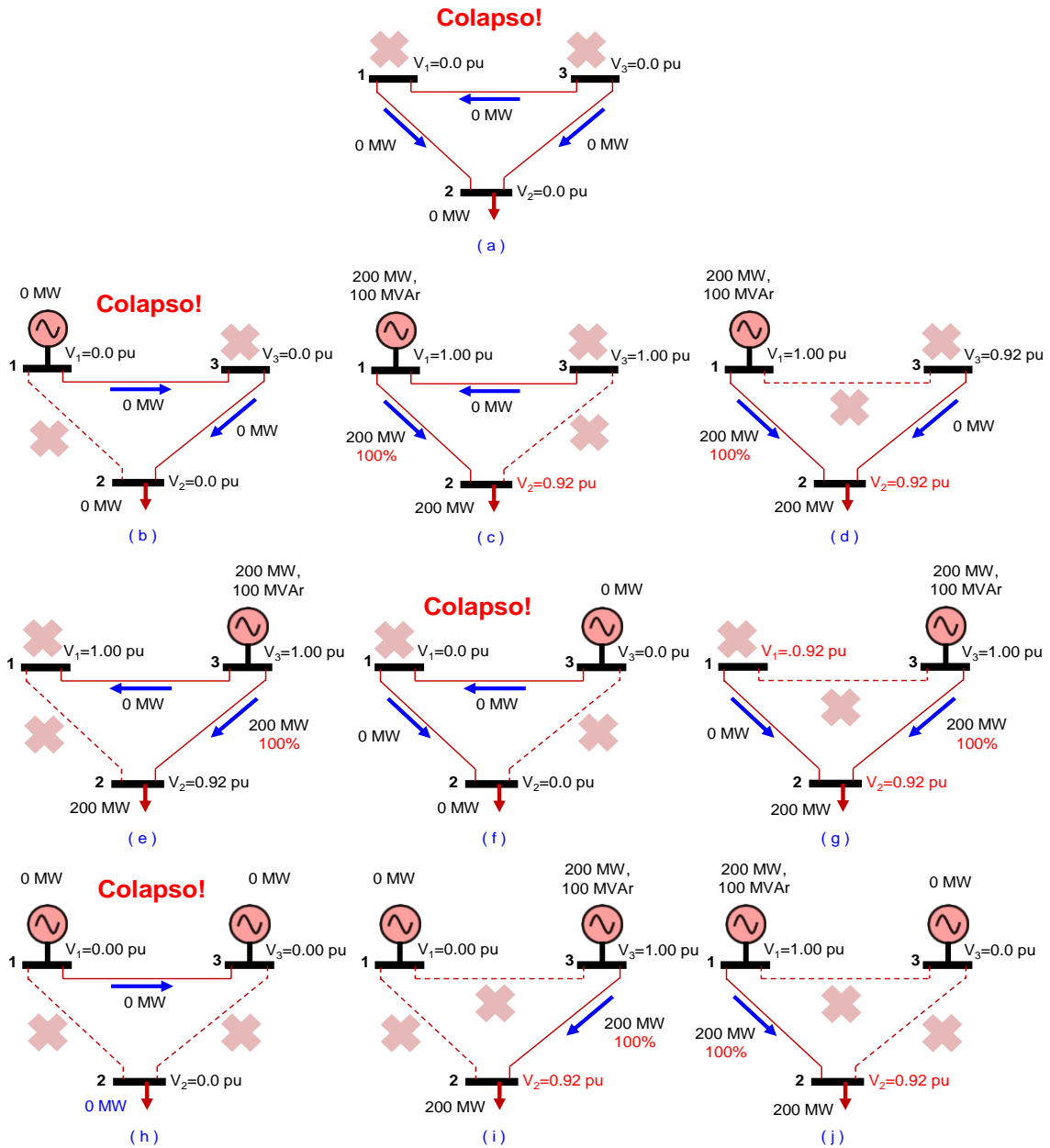


Figura 2.9 Contingencias dobles en el sistema de prueba de 3 barras (Fuente: Referencia [21])

De los 10 posibles casos de contingencias N-2, cuatro casos: (a), (b), (f) y (h), resultaron en una operación no factible (colapso), mientras que las demás contingencias producen transgresiones de los límites de operación permitidos.

El análisis realizado en los ejemplos de la Figura 2.8 y de la Figura 2.9 han mostrado la importancia de la evaluación de la seguridad, en la operación, así como en el

planeamiento, y su calificación estará en función de las contingencias definidas previamente. Cabe indicar que, como criterio general en el presente trabajo se ha considerado la evaluación de contingencias simples en líneas de transmisión.

2.3.4. Aplicación del análisis de la seguridad con criterio preventivo

El análisis de la seguridad permite al planificador prepararse para enfrentar situaciones de contingencias, ya sea desde un punto de vista “correctivo” mediante planes de contingencias, o desde un punto de vista “preventivo”, en este último caso el sistema se opera de forma defensiva, pero se presenta un impacto en el costo de operación.

La Figura 2.10 (a) muestra la operación de mínimo costo del sistema de 3 barras considerando la seguridad ante la contingencia en la línea 3-2, la cual se logra generando 100 MW en cada una de las barras 1 y 3. El costo de operación en este caso es de US\$ 3300.

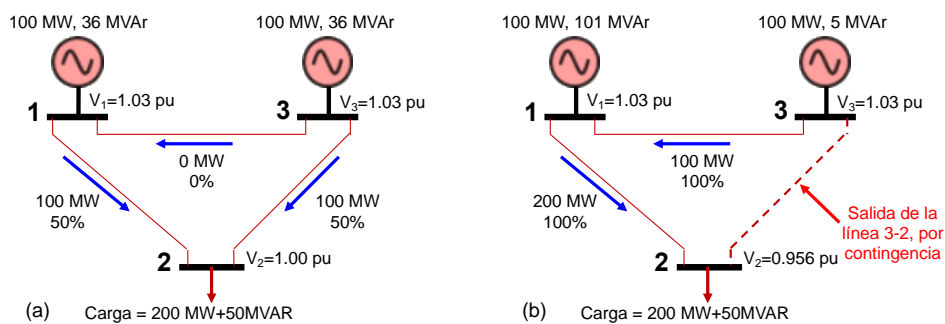


Figura 2.10 Operación de mínimo costo con seguridad (Fuente: Referencia [21])

En la Figura 2.10 (b) se observa que ante la salida de la línea 3-2, la operación del sistema aún se mantiene dentro de los límites permitidos, por lo cual se dice que el sistema se encuentra en un estado operativo seguro para la contingencia evaluada. Cabe resaltar que, el criterio preventivo ha involucrado un sobrecosto en la operación, tal como se observa en el presente ejemplo, en el cual se ha obtenido un sobrecosto de US\$ 500.

2.4. Flujo de potencia óptimo (FPO)

2.4.1. Formulación del problema de Flujo de Potencia Óptimo

La forma óptima de operar un sistema eléctrico de potencia surge de resolver una función objetivo, sujeta a un conjunto de restricciones, a este problema se le denomina flujo de potencia óptimo (FPO). El objetivo del FPO es encontrar el ajuste óptimo de la red de un sistema de potencia, tal que optimice una función objetivo como, el costo total de

generación, las pérdidas del sistema, el rechazo de carga, etc, mientras satisfice las ecuaciones de flujo de potencia, y los límites de operación del equipamiento [23].

El problema de FPO puede ser formulado como un problema de optimización matemática de la siguiente forma [31]:

$$\text{Función objetivo (FO): } \text{Min } f(x, u) \quad (2.4)$$

$$\text{Sujeto a: } [g(x, u)] = 0 \quad (2.5)$$

$$[h(x, u)] \leq 0 \quad (2.6)$$

$$u \in U \text{ (región de factibilidad)} \quad (2.7)$$

donde:

x : Variables de estado o dependientes.

u : Variables control.

$f(x, u)$: Función para minimizar o maximizar.

$g(x, u)$: Ecuaciones de flujo de potencia (restricciones de igualdad).

$h(x, u)$: Límites de operación del sistema de potencia (restricciones de desigualdad).

Las variables de control (potencia activa, tensión de generación, etc.), están definidas en la región de factibilidad “ U ”, y sus límites son tratados como restricciones “estrictas” dado que corresponden a límites físicos del equipamiento, pero las restricciones de operación “ $h(x, u)$ ” son consideradas “flexibles”, debido a que se pueden tolerar pequeñas violaciones [31]. Algunas restricciones de operación pueden ser:

- Límite de flujo en los circuitos (MVA, MW o A).
- Límite de magnitud de tensión en barras de carga (kV).
- Límite de reactivos en generadores (MVA_r).
- Límite de potencia de salida en la barra Slack (MW).

De acuerdo con la función objetivo seleccionada, y las restricciones, en términos generales se puede clasificar la formulación del problema de FPO como sigue [23]:

- 1) Problema lineal, con función objetivo y restricciones dadas en forma lineal con variables de control continuas.
- 2) Problema no lineal, con función objetivo o restricciones no lineales, con variables de control continuas.
- 3) Problema lineal entero mixto, cuando las variables de control son discretas y continuas.

Varias técnicas han sido desarrolladas para resolver el problema de FPO, estas pueden ser clasificadas de la siguiente forma:

- Métodos de optimización convencional.
- Métodos de búsqueda inteligente.

2.4.2. Solución del FPO mediante métodos de optimización convencional

Los métodos de optimización convencionales o clásicos presentan algoritmos de solución que se basan en una formulación matemática, por lo que, si el problema de FPO tiene solución, esta tendrá un valor definido para un determinado método. En [23] y [21] se presentan varios métodos de este tipo. Con el propósito de mostrar la manipulación de las variables de control en el problema de FPO a continuación se realiza una breve descripción del método del Gradiente.

Método del Gradiente

Utiliza el método de Newton para resolver el flujo de potencia en cada iteración de ajuste óptimo de las variables de control “[u]”. El ajuste óptimo se formula a partir de una función de Lagrange “L”, la cual se forma sumando a la FO las restricciones de igualdad del sistema, éstas últimas son multiplicadas previamente con variables auxiliares [λ] inicialmente desconocidas, denominadas multiplicadores de Lagrange [11].

Por practicidad, a continuación, se muestra una formulación sencilla de FPO; es decir, que solo considera restricciones de igualdad y límites en las variables de control. Por lo tanto, el mínimo de la función f , con [u] como el vector de variables de control, y [x] como vector de variables de estado en el problema de flujo de potencia, es:

$$\text{Función objetivo (FO): } \text{Min } f(x, u) \quad (2.8)$$

$$\text{Sujeto a: } g(x, u) = 0 \quad (2.9)$$

$$u^{\min} \leq u \leq u^{\max} \quad (2.10)$$

La formulación de la función de Lagrange es:

$$L(x, u, \lambda) = f(x, u) + [\lambda]^t \cdot g(x, u) \quad (2.11)$$

El teorema de Kuhn-Tucker [11] da las condiciones necesarias (pero no la solución) para el mínimo, asumiendo convexidad en las funciones (2.8) y (2.9) se debe resolver $[\nabla L] = 0$; es decir el gradiente de la función de Lagrange es cero con respecto a u, x y λ :

$$\frac{\partial L}{\partial x} = \frac{\partial f}{\partial x} + \frac{\partial g^T}{\partial x} \cdot \lambda = 0 \quad (2.12)$$

$$\frac{\partial L}{\partial u} = \frac{\partial f}{\partial u} + \frac{\partial g^T}{\partial u} \cdot \lambda = 0 \quad (2.13)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = g(x, u) = 0 \quad (2.14)$$

Las ecuaciones anteriores derivan en las siguientes ecuaciones, las cuales se resuelven de forma iterativa para llegar a $[\nabla L] = 0$:

$$\lambda = - \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{T-1} \cdot \frac{\partial f}{\partial x} \quad (2.15)$$

$$\nabla f = \frac{\partial f}{\partial u} + \frac{\partial g^T}{\partial u} \cdot \lambda \quad (2.16)$$

$$u^{new} = u^{old} + \Delta u \quad (2.17)$$

$$\Delta u = -c \cdot \nabla f \quad (2.18)$$

Donde “c” es una constante preferentemente pequeña. El proceso iterativo puede comenzar con una solución factible no óptima del flujo de potencia, con el cual se calculan todas las derivadas con respecto a las variables de control “u” y de estado “x” para calcular (2.15) y (2.16), y con ello el siguiente valor de “u”. Como las variables de control están restringidas según (2.10), si en el proceso iterativo se alcanza uno de los límites, el nuevo valor es ajustado de acuerdo con:

$$u_i^{new} = \begin{cases} u_i^{max}, & \text{si } u_i^{old} + \Delta u_i > u_i^{max} \\ u_i^{min}, & \text{si } u_i^{old} + \Delta u_i < u_i^{min} \\ u_i^{old} + \Delta u_i, & \text{de otra forma} \end{cases} \quad (2.19)$$

2.4.3. Aplicación del método del Gradiente

Como ejemplo para interpretar el método del Gradiente calcularemos la condición óptima de las variables de control para minimizar las pérdidas del sistema de 3 barras [11], que se muestra a continuación en la Figura 2.11.

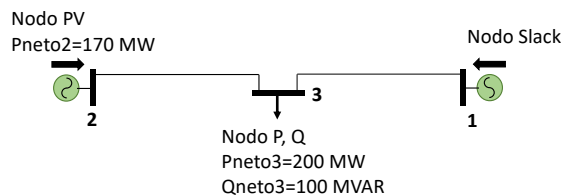


Figura 2.11 Sistema de potencia de 3 barras

Dado que las potencias netas en las barras 2 y 3 ($P_2(V, \theta)$, $P_3(V, \theta)$) son fijas, minimizar las perdidas totales del sistema es equivalente a minimizar la potencia activa $P_1(V, \theta)$ en la barra Slack. Para esto se deberá actuar sobre las variables de control V_1 y V_2 .

$$\text{Min } f(x, u) = \text{Min } P_1(V, \theta) \quad (2.20)$$

$$g(x, u) = 0 \quad (2.21)$$

$$u^{\min} \leq u \leq u^{\max}, \text{ donde: } u = [V] = [V_1 \quad V_2]^T \quad (2.22)$$

Al resolver el problema con el método del Gradiente, y permitiendo que las variables de control varíen entre $u_i^{\max} = 1.2 \text{ p.u.}$ y $u_i^{\min} = 0.9 \text{ p.u.}$, la tensión V_2 alcanza su límite máximo de 1.2 p.u. y la tensión V_1 llega a 1.163 p.u. obteniendo una pérdida mínima de 10.95 MW en el sistema de 3 barras, tal como se aprecia en la Figura 2.12, en la cual se puede observar también el proceso de convergencia del método del Gradiente.

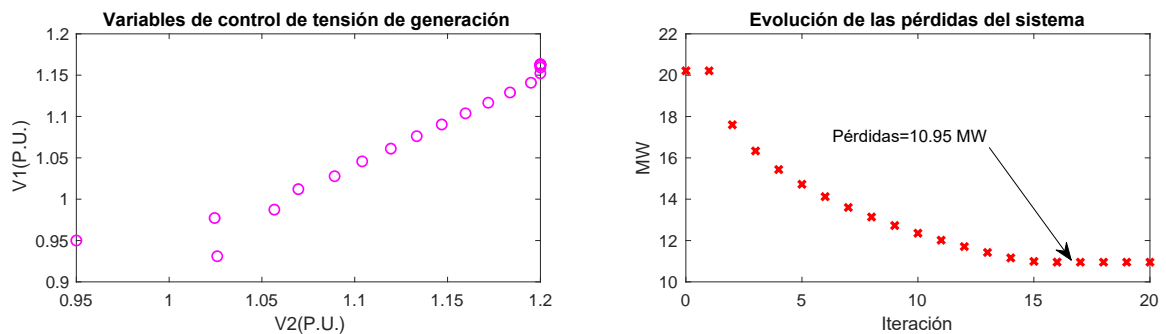


Figura 2.12 Método del Gradiente aplicado al problema de mínimas pérdidas

El método del Gradiente es sencillo de implementar en sistemas de potencia de un número reducido de barras. Existe dificultad al considerar restricciones funcionales, debido a que deben incorporarse al Lagrangiano, y además al considerar variables de control discretas.

2.5. Solución del FPO mediante el método de Algoritmos Genéticos

Los intentos para superar las limitaciones de los enfoques de optimización matemática incluyen la aplicación de métodos de computación evolutiva como los algoritmos genéticos. En el presente trabajo se ha usado el método de Algoritmos Genéticos para resolver el problema de FPO.

2.5.1. Algoritmos Genéticos (AG)

Los AG son una propuesta general de algoritmo de optimización basado en el mecanismo de la selección natural y genética. Operan sobre estructuras de cadenas

llamadas cromosomas, las cuales pueden ser una concatenación de varios tipos de variables de control, cuyo valor ha sido representado en forma binaria {0;1}. Los valores codificados de las variables de control son llamados genes [2].

En la Figura 2.13 se muestra la representación binaria de un cromosoma que ha sido formado por una concatenación de cuatro (04) tipos de variables de control.

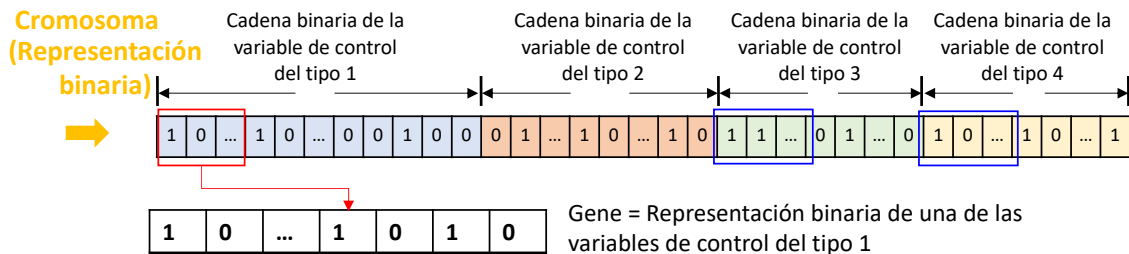


Figura 2.13 Representación binaria de un cromosoma

Los AG son un método de optimización robusto, y se diferencia de otros algoritmos de optimización convencional en lo siguiente [2] [20]:

- 1) Los AGs operan sobre cadenas de código de las variables de control del problema en lugar de los valores en números reales.
- 2) Los AGs usan una población de soluciones no óptimas (cromosomas) al problema en lugar de una sola solución en su búsqueda.
- 3) Los AGs no tienen restricciones en el tipo de función a optimizar. Solo requiere la evaluación de una función de desempeño para evaluar la calidad una solución.

2.5.2. Esquema básico del método de AG

La Figura 2.14 muestra un esquema básico del algoritmo de optimización utilizando el método de AG. Este algoritmo inicia con la creación aleatoria de una población, la cual está conformada por una cantidad predefinida de cromosomas. Un mayor detalle de las características de una población para el método AG se indica en el Anexo A.1.

El proceso de búsqueda de la solución óptima se da mediante la ejecución de un número de generaciones, en los cuales se evalúa cada cromosoma mediante una función predefinida llamada función de desempeño. Esta evaluación conduce a seleccionar individuos quienes generarán nuevos individuos mejor adaptados, que reemplazarán a individuos de menor desempeño, completando así una generación o un ciclo de evolución. En cada generación, la evolución genética se da gracias a tres tipos de operadores genéticos básicos: (i) Selección de padres, (ii) Cruzamiento y, (iii) Mutación.

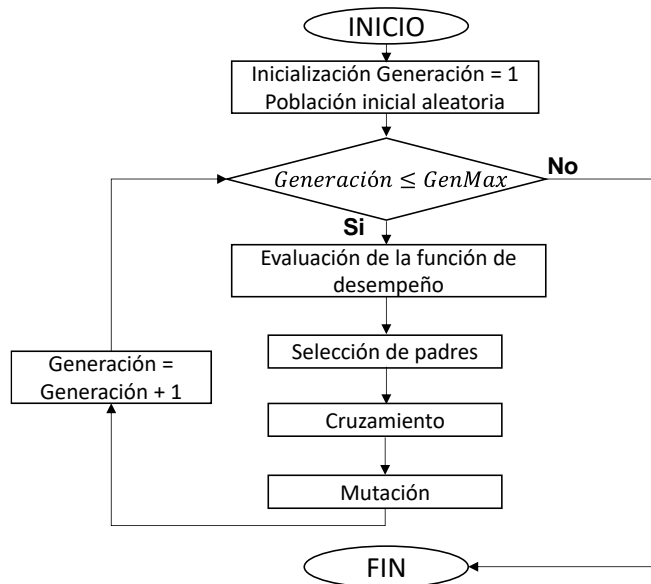


Figura 2.14 Esquema básico de un Algoritmo Genético
(Fuente: Referencia [2])

A continuación, se describe brevemente cada uno de estos operadores básicos. En el Anexo A.1 se presenta un desarrollo detallado de cada uno de los operadores considerados en el método de AG utilizado en el presente trabajo.

Selección de padres:

Esta operación permite seleccionar a los cromosomas o individuos (padres) de una población para formar nuevos cromosomas (hijos). La selección de los padres es un procedimiento simple que se da en base al valor de su función de desempeño. Las soluciones con mayor valor de desempeño tienen una alta probabilidad de contribuir con nuevos descendientes para la próxima generación.

Cruzamiento:

Los cromosomas seleccionados son sometidos a la operación de combinación. Esta importante operación para los AG, es la responsable del intercambio de información entre los cromosomas escogidos (padres) para formar los nuevos individuos (hijos) en cada generación. También es la operación responsable de la velocidad de convergencia. Generalmente se aplica con una probabilidad que varía entre 60% y 90%.

Mutación:

Este operador inyecta nueva información a la cadena de cromosomas resultado del cruzamiento. Elige aleatoriamente un bit del cromosoma descendiente e intercambia el valor de 0 a 1 o viceversa, y da nuevas características que no existen en la población de

los padres. La recomendación general para aplicar este operador en la población es que se haga con una probabilidad muy baja; menor a 0.1%.

2.5.3. Función Objetivo del AG

La Función Objetivo (FO) del problema de FPO se formula considerando las penalidades por violación a las restricciones de desigualdad “ $h(x, u)$ ”, es decir, si la función “ $f(x, u)$ ” corresponde al costo de producción térmico, entonces la FO a considerar debe minimizar el costo total de operación compuesto por el costo de producción térmico más los costos atribuidos a las penalidades por violación a las restricciones de operación.

$$FO: \text{Min } f(x, u) + \sum_{j=1}^{n_c} p_j(x, u) \quad (2.23)$$

$$\text{Sujeta a: } g(x, u) = 0 \quad (2.24)$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (2.25)$$

$$u \in U \text{ (región de factibilidad)}$$

donde:

x : Variables de estado o dependientes.

u : Variables de control.

$f(x, u)$: Costo de producción térmico.

$g(x, u)$: Ecuaciones de flujo de potencia (restricciones de igualdad).

$h(x, u)$: Límites de operación del sistema de potencia (restricciones de desigualdad).

$p_j(x, u)$: Penalidad por la violación de la restricción operativa funcional $h_j(x, u)$.

n_c : Número de restricciones operativas funcionales.

2.5.4. Función de desempeño (FD) del AG

Los AG no actúan directamente sobre la FO del problema de FPO, sino sobre una función denominada “Función de Desempeño”, la cual se formula usando la FO que incluye las penalidades por violación de las restricciones de operación. Para el caso en que la FO es minimizar el costo total de operación, y dado que en cada generación se busca maximizar la FD, la forma más simple de esta función es mediante la inversa de la FO multiplicada por una constante [2]:

$$FD = \frac{A}{f(x, u) + \sum_{j=1}^{n_c} p_j(x, u)} \quad (2.26)$$

$$f(x, u) = \sum_{i=1}^{ng} F_{Gi}(P_{Gi}) \quad (2.27)$$

$$p_j(x, u) = w_j \{FP_j(x, u)\} \quad (2.28)$$

donde:

- FD : Función de desempeño.
 A : Constante.
 $F_{G_i}(P_{G_i})$: Función de costo de producción de la unidad de generación i .
 FP_j : Función de penalidad por violación a la restricción operativa funcional j .
 w_j : Factor de ponderación de penalidad por violación a la restricción j .
 ng : Número de unidades de generación térmica.

2.5.5. Solución de FPO sin seguridad con el método de AG

Como ejemplo práctico del presente método, a continuación, se muestra la formulación del problema de FPO para minimizar del costo de operación térmico en el sistema de potencia de 3 barras del ejemplo en la Figura 2.6. Por lo tanto, se presenta lo siguiente:

Función Objetivo:

$$\text{Min } f(x, u) + p_1(x, u) + p_2(x, u) \quad (2.29)$$

donde:

- (i) La función de costo de producción estará dada por la siguiente expresión:

$$f(x, u) = F_{G_1}(P_{G_1}(x, u)) + \sum_{i=2}^3 F_{G_i}(P_{G_i})$$

$$f(x, u) = a_1 P_{G_1}^2(x, u) + b_1 P_{G_1}(x, u) + c_1 + \sum_{i=2}^3 a_i P_{G_i}^2 + b_i P_{G_i} + c_i \quad (2.30)$$

$$f(x, u) = 20P_{G_1}(x, u) + 100 + 10P_{G_3} + 200 \quad (2.31)$$

- (ii) Las penalidades por transgresión a los límites de la tensión en la barra de carga y por transgresión a los límites de potencia activa en el generador Slack son:

$$p_1(x, u) = w_1 \times \left\{ \max(0, (V_2 - V_2^{max}))^2 + \max(0, (V_2^{min} - V_2))^2 \right\} \quad (2.32)$$

$$p_2(x, u) = w_2 \times \left\{ \max(0, (P_{G_1}(x, u) - P_{G_1}^{max}))^2 + \max(0, (P_{G_1}^{min} - P_{G_1}(x, u)))^2 \right\} \quad (2.33)$$

Sujeto a:

- (i) Restricción de igualdad: Ecuación de balance de potencia activa y reactiva.

$$g(x, u) = 0$$

$$g(x, u) = \begin{bmatrix} V_2 V_1 B_{21} \text{sen} \theta_2 + V_2 V_3 B_{23} \text{sen}(\theta_2 - \theta_3) + 200 \\ V_3 V_1 B_{31} \text{sen} \theta_3 + V_3 V_2 B_{32} \text{sen}(\theta_3 - \theta_2) - P_{G_3} \\ -V_2 V_1 B_{21} \text{cos} \theta_2 - V_2^2 B_{22} - V_2 V_3 B_{23} \text{cos}(\theta_2 - \theta_3) + 50 \end{bmatrix} = 0 \quad (2.34)$$

- (ii) Restricciones de desigualdad: Límites de operación de la tensión en la barra de carga y de la potencia activa en el generador Slack.

$$h(x, u) \leq 0$$

$$h(x, u) = \begin{bmatrix} V_2 - V_2^{max} \\ -V_2 + V_2^{min} \\ P_{G_1}(x, u) - P_{G_1}^{max} \\ -P_{G_1}(x, u) + P_{G_1}^{min} \end{bmatrix} \leq 0 \quad (2.35)$$

Las variables de control y las variables de estado están representados por la siguiente expresión:

$$u = [P_{G_3} \ V_1 \ V_3]^T, \text{ variables de control}$$

$$x = [\theta_2^0 \ \theta_3^0 \ V_2^0]^T, \text{ variables de estado}$$

Región de factibilidad de las variables de control:

$$u^{max} = [200 \ 1.010 \ 1.010]^T$$

$$u^{min} = [50 \ 0.990 \ 0.990]^T$$

Límites en las restricciones de operación:

$$P_{G_1}^{min} = 50, \quad P_{G_1}^{max} = 200$$

$$V_2^{min} = 0.950, \quad V_2^{max} = 1.050$$

La Función de Desempeño es representada por la siguiente expresión:

$$FD = \frac{10000}{f(x, u) + p_1(x, u) + p_2(x, u)} \quad (2.36)$$

Luego de resolver el problema con la metodología implementada en AG, se obtiene el punto óptimo de despacho que se ha mostrado en la Figura 2.7 (a). En la Figura 2.15 se muestra la convergencia del AG para la Función de Desempeño y el costo de producción térmico, el cual es de US\$ 2801, similar al obtenido en el ejemplo de la Figura 2.7 (a).

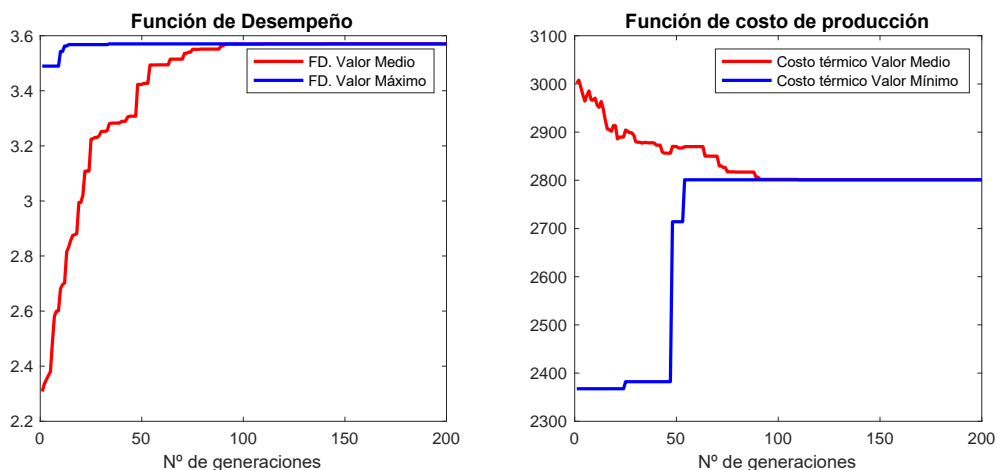


Figura 2.15 Convergencia de la función de desempeño y el costo de producción

2.6. Flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad (FPORS)

La limitación de la formulación del FPO es que se enfoca en solo la optimización de una sola configuración del sistema de potencia, pero el operador del sistema necesita saber si:

- 1) Qué tan seguro es el sistema frente a un conjunto de contingencias seleccionadas.
- 2) Cómo satisfacer las restricciones de operación para estas contingencias al mismo tiempo que satisface las restricciones del caso pre-contingencia.

Considerando la solución del FPO de la red del caso pre-contingencia (caso Base), el análisis de la seguridad daría a conocer el estado post-contingencia del sistema de potencia. Pero conseguir que el sistema cumpla a la vez con las restricciones operativas en los estados post-contingencias y pre-contingencia, es una tarea que requiere una formulación diferente del FPO. Esta formulación se denomina Flujo de Potencia Óptimo con Restricciones de Seguridad (FPORS) [6].

Existen dos enfoques de solución para el FPORS, el primero; el “enfoque correctivo”, en el cual las acciones de control se realizan después de la contingencia (planes de contingencias), es decir, no se toman medidas preventivas. El segundo; el “enfoque preventivo”, en el cual se prefiere las acciones preventivas antes del riesgo de tomar las acciones de control correctivas para afrontar las contingencias. En ambos enfoques, para obtener una solución óptima, el caso base y las redes en contingencia se resuelven de manera integrada.

2.6.1. Modelamiento de FPORS considerando el enfoque correctivo

Se desea minimizar la función objetivo $f(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$ teniendo en cuenta que el vector de variables de control “ \mathbf{u}_0 ” puede cambiar de valor en cada estado post-contingencia “ k ”, es decir las variables de control pueden pasar de ser \mathbf{u}_0 (en el caso base) a \mathbf{u}_k en los casos de contingencias, con $k = \{1, 2, \dots, c\}$ [6].

$$\min_{x_0, x_1, \dots, x_c, u_0, u_1, \dots, u_k} f(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) \quad (2.37)$$

Sujeto a:

$$\mathbf{g}_k(\mathbf{x}_k, \mathbf{u}_k) = 0 \quad k = 0, 1, \dots, c \quad (2.38)$$

$$\mathbf{h}_k(\mathbf{x}_k, \mathbf{u}_k) \geq 0 \quad k = 0, 1, \dots, c \quad (2.39)$$

$$|\mathbf{u}_k - \mathbf{u}_0| \leq \Delta u_k^{max} \quad k = 1, 2, \dots, c \quad (2.40)$$

donde:

- $f(x_0, u_0)$: Función de objetivo a minimizar evaluada en el valor de las variables de control " u_0 " y de estado " x_0 " para el caso base.
- $g_k(x_k, u_k)$: Restricciones de igualdad (balance de potencia del flujo de potencia) para el caso k de contingencia (k=0 caso base).
- $h_k(x_k, u_k)$: Restricciones de desigualdad (límites operacionales del flujo de potencia) para el caso k de contingencia (k=0 caso base).
- Δu_k^{max} : Vector de máxima variación permitida en las variables de control.

2.6.2. Modelamiento de FPORS considerando el enfoque preventivo

Se desea minimizar la función objetivo $f(x_0, u_0)$ teniendo en cuenta que el vector de variables de control u_0 debe permanecer fijo.

$$\min_{x_0, x_1, \dots, x_c, u_0} f(x_0, u_0) \quad (2.41)$$

Sujeto a:

$$g_k(x_k, u_0) = 0 \quad k = 0, 1, \dots, c \quad (2.42)$$

$$h_k(x_k, u_0) \geq 0 \quad k = 0, 1, \dots, c \quad (2.43)$$

La principal diferencia del enfoque correctivo con respecto al enfoque preventivo del FPORS se deriva a permitir que se reprogramen las variables de control en el estado post-contingencia, con el fin de eliminar las violaciones de las restricciones ante contingencias. Pero es importante notar que esta reprogramación de las variables de control es controlada a través de la máxima desviación permitida Δu_k^{max} .

2.6.3. Solución de FPO con seguridad con el método de AG

Cabe indicar que el enfoque utilizado en la formulación del problema de FPO con restricciones de seguridad (FPORS) es un enfoque preventivo. Por lo tanto, las variables de control obtenidas de la solución del problema es un conjunto único " u_0 " que satisface la operación dentro de los límites en el caso base y en los casos de contingencias. En el caso de las variables de estado " x_k ", éstas podrían tomar valores diferentes en el caso base " x_0 " y en los casos de contingencias (k>0).

Como ejemplo práctico para una mejor comprensión del presente método, a continuación, se muestra la formulación del problema de FPO para minimizar del costo de operación térmico en el sistema de potencia de 3 barras del ejemplo en la Figura 2.6, pero esta vez considerando la seguridad del sistema ante la contingencia en la línea 3-2.

Función Objetivo:

$$\text{Min } f(x_0, u_0) + p_1(x_0, u_0) + p_1(x_1, u_0) + p_2(x_0, u_0) + p_2(x_1, u_0) \quad (2.44)$$

donde:

(i) La función de costo de producción estará dada por la siguiente expresión:

$$f(x_0, u_0) = F_{G_1}(P_{G_1}(x_0, u_0)) + \sum_{i=2}^3 F_{G_i}(P_{G_i})$$

$$f(x_0, u_0) = a_1 P_{G_1}^2(x_0, u_0) + b_1 P_{G_1}(x_0, u_0) + c_1 + \sum_{i=2}^3 a_i P_{G_i}^2 + b_i P_{G_i} + c_i \quad (2.45)$$

$$f(x_0, u_0) = 20P_{G_1}(x_0, u_0) + 100 + 10P_{G_3} + 200 \quad (2.46)$$

(ii) Las penalidades por transgresión a los límites de la tensión en la barra de carga y por transgresión a los límites de potencia activa en el generador Slack son:

$$P_1(x_0, u_0) = w_1 \times \left\{ \max\left(0, (V_2^0 - V_2^{max})\right)^2 + \max\left(0, (V_2^{min} - V_2^0)\right)^2 \right\} \quad (2.47)$$

$$P_1(x_1, u_0) = w_1 \times \left\{ \max\left(0, (V_2^1 - V_2^{max})\right)^2 + \max\left(0, (V_2^{min} - V_2^1)\right)^2 \right\} \quad (2.48)$$

$$P_2(x_0, u_0) = w_2 \times \left\{ \max\left(0, (P_{G_1}(x_0, u_0) - P_{G_1}^{max})\right)^2 + \max\left(0, (P_{G_1}^{min} - P_{G_1}(x_0, u_0))\right)^2 \right\} \quad (2.49)$$

$$P_2(x_1, u_0) = w_2 \times \left\{ \max\left(0, (P_{G_1}(x_1, u_0) - P_{G_1}^{max})\right)^2 + \max\left(0, (P_{G_1}^{min} - P_{G_1}(x_1, u_0))\right)^2 \right\} \quad (2.50)$$

Sujeto a:

(i) Restricción de igualdad: Ecuación de balance de potencia activa y reactiva.

$$g_k(x_k, u_0) = 0$$

$$g_0(x_0, u_0) = \begin{bmatrix} V_2^0 V_1 B_{21} \text{sen} \theta_2^0 + V_2^0 V_3 B_{23} \text{sen}(\theta_2^0 - \theta_3^0) + 200 \\ V_3 V_1 B_{31} \text{sen} \theta_3^0 + V_3 V_2^0 B_{32} \text{sen}(\theta_3^0 - \theta_2^0) - P_{G_3} \\ -V_2^0 V_1 B_{21} \text{cos} \theta_2^0 - V_2^0 V_2^0 B_{22} - V_2^0 V_3 B_{23} \text{cos}(\theta_2^0 - \theta_3^0) + 50 \end{bmatrix} = 0 \quad (2.51)$$

$$g_1(x_1, u_0) = \begin{bmatrix} V_2^1 V_1 B_{21} \text{sen} \theta_2^1 + V_2^1 V_3 B_{23} \text{sen}(\theta_2^1 - \theta_3^1) + 200 \\ V_3 V_1 B_{31} \text{sen} \theta_3^1 + V_3 V_2^1 B_{32} \text{sen}(\theta_3^1 - \theta_2^1) - P_{G_3} \\ -V_2^1 V_1 B_{21} \text{cos} \theta_2^1 - V_2^1 V_2^1 B_{22} - V_2^1 V_3 B_{23} \text{cos}(\theta_2^1 - \theta_3^1) + 50 \end{bmatrix} = 0 \quad (2.52)$$

(ii) Restricciones de desigualdad: Límites de operación de la tensión en la barra de carga y de la potencia activa en el generador Slack, tanto para el caso base “ (x_0, u_0) ”, así como para el caso de contingencia en la línea 3-2 “ (x_1, u_0) ”.

$$h_k(x_k, u_0) \leq 0$$

$$h_0(x_0, u_0) = \begin{bmatrix} V_2^0 - V_2^{max} \\ -V_2^0 + V_2^{min} \\ P_{G_1}(x_0, u_0) - P_{G_1}^{max} \\ -P_{G_1}(x_0, u_0) + P_{G_1}^{min} \end{bmatrix} \leq 0. \quad (2.53)$$

$$h_1(x_1, u_0) = \begin{bmatrix} V_2^1 - V_2^{max} \\ -V_2^1 + V_2^{min} \\ P_{G_1}(x_1, u_0) - P_{G_1}^{max} \\ -P_{G_1}(x_1, u_0) + P_{G_1}^{min} \end{bmatrix} \leq 0. \quad (2.54)$$

Las variables de control y las variables de estado están representados por la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} u_0 &= [P_{G_3} \ V_1 \ V_3]^T, \text{ variables de control} \\ x_0 &= [\theta_2^0 \ \theta_3^0 \ V_2^0]^T, \text{ variables de estado en el caso base} \\ x_1 &= [\theta_2^1 \ \theta_3^1 \ V_2^1]^T, \text{ variables de estado en el caso de contingencia} \end{aligned}$$

Región de factibilidad de las variables de control:

$$\begin{aligned} u_0^{max} &= [200 \ 1.031 \ 1.031]^T \\ u_0^{min} &= [50 \ 1.029 \ 1.029]^T \end{aligned}$$

Límites en las restricciones de operación:

$$\begin{aligned} P_{G_1}^{min} &= 50, & P_{G_1}^{max} &= 200 \\ V_2^{min} &= 0.950, & V_2^{max} &= 1.050 \end{aligned}$$

Finalmente, la función de desempeño "FD" queda representada por la siguiente expresión, la cual recoge el costo de operación y las penalidades:

$$FD = \frac{10000}{F_{G_1}(P_{G_1}(x_0, u_0)) + \sum_{i=2}^3 F_{G_i}(P_{G_i}) + p_1(x_0, u_0) + p_1(x_1, u_0) + p_2(x_0, u_0) + p_2(x_1, u_0)} \quad (2.55)$$

Luego de resolver el problema con la metodología implementada en AG, se obtiene el punto óptimo de despacho que se ha mostrado en la Figura 2.10 (a). En la Figura 2.16 se muestra la convergencia del AG para la Función de Desempeño y el costo de producción térmico, el cual es de US\$ 3301, similar al obtenido en el ejemplo de la Figura 2.10 (a).

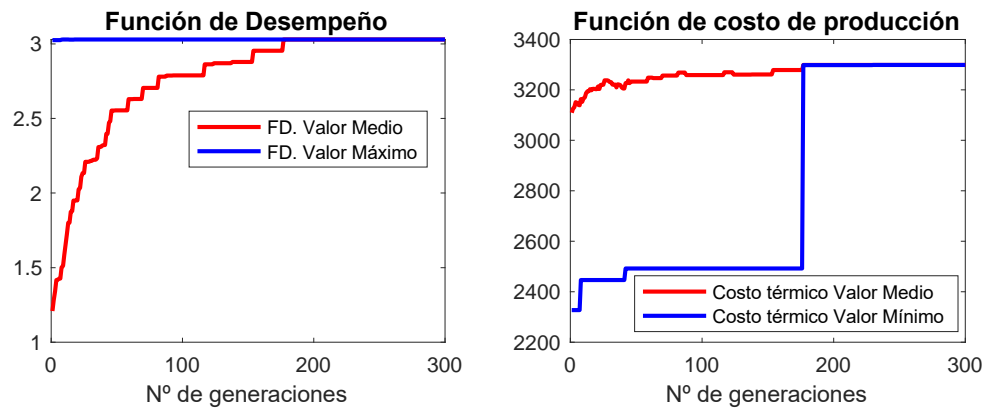


Figura 2.16 Convergencia de la función de desempeño y el costo de producción

CAPÍTULO III DESARROLLO DEL TRABAJO

En el presente capítulo, se ha adicionado el concepto de unidades de generación Reliability Must-Run, el cual es la base de la metodología que se ha implementado para determinar el despacho de generación considerando aspectos de seguridad.

3.1. Unidades de generación Reliability Must-Run (RMR)

3.1.1. Introducción

La misión del planificador de la operación es asegurar la reducción efectiva y eficiente de los riesgos para una operación confiable y segura de su sistema eléctrico de potencia [25]. Para ello el planificador de la operación utiliza medidas dentro del mercado eléctrico como los servicios complementarios y otras medidas por fuera del mercado eléctrico como el servicio de Reliability Must-Run (RMR) a través de acuerdos con generadores [19].

Para el operador del sistema de Texas (ERCOT) el proceso de un acuerdo RMR inicia cuando el propietario de generación planea retirarse o dejar de operar un recurso durante más de 180 días, el propietario debe notificar a ERCOT al menos 90 días antes de interrumpir las operaciones. Luego, ERCOT evalúa si el recurso es necesario por confiabilidad en el área afectada y si otras soluciones pudieran abordar esa necesidad. ERCOT tiene 60 días para completar esta evaluación. Si la unidad se requiere y no hay otra solución, ERCOT tiene 30 días para firmar un acuerdo RMR con el propietario para continuar operando la instalación [16]. En la Figura 3.1 se muestra el proceso descrito.

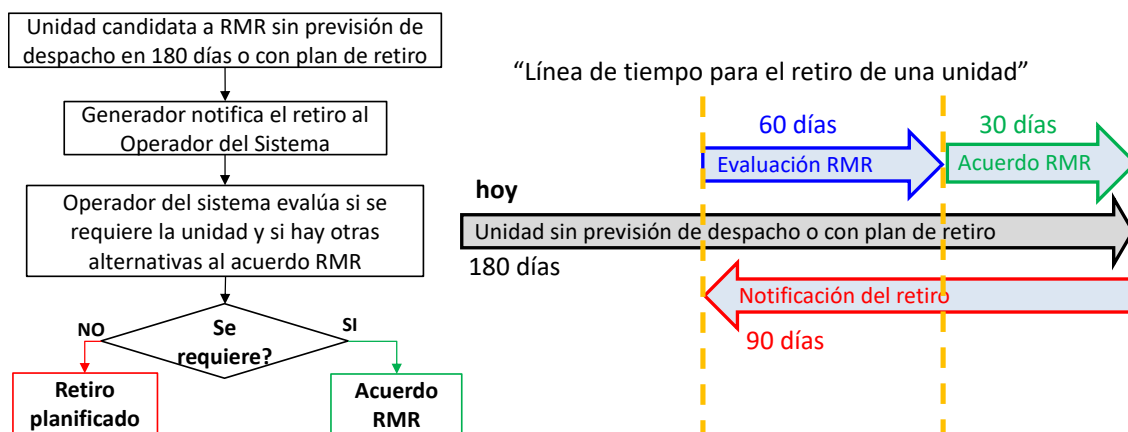


Figura 3.1 Proceso para la aprobación de un acuerdo RMR

En la actualidad los planificadores de la operación tratan de que los acuerdos RMR sean la última opción para cumplir con los requerimientos de confiabilidad en un área local de un sistema de potencia. A continuación, se ha descrito brevemente las definiciones más importantes para abordar el presente capítulo. En las secciones siguientes se describe los criterios y metodología para determinar el despacho de las unidades de generación RMR requerido para mantener la seguridad en un área local.

3.1.2. Antecedentes

La aplicación de los acuerdos RMR para cumplir con los requerimientos de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia ha presentado una evolución de más de 20 años en Norte América. Entre los operadores independientes del sistema, el operador del sistema de California (CAISO), cuya área geográfica de su mercado eléctrico se muestra en la Figura 3.3, ha utilizado en mayor medida los acuerdos RMR. Antes del año 2000 contaba con más 13 000 MW en acuerdos RMR [17]. En el 2006 CAISO tenía más de 10 000 MW de potencia contratada en un total de 80 acuerdos RMR. En el 2007 después de implementarse el programa de suficiencia de recursos, la capacidad con los acuerdos RMR se redujo a aproximadamente 3 300 MW, y solo a 1 acuerdo RMR (165 MW) en el 2012 [19], tal como se aprecia en la Figura 3.2.

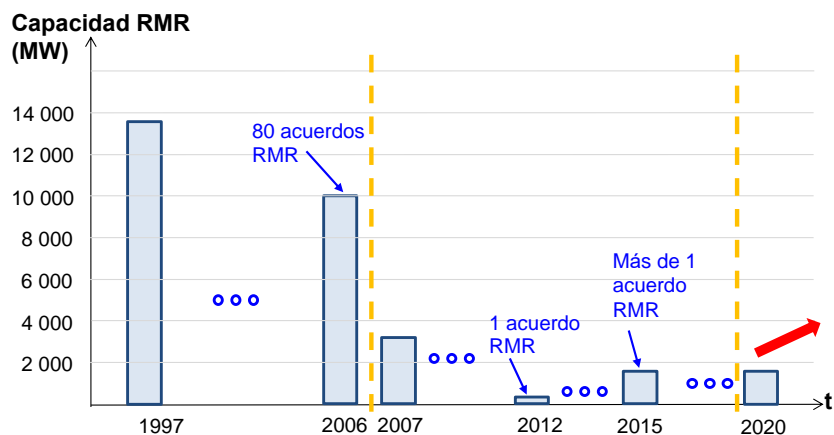


Figura 3.2 Evolución de los acuerdos RMR suscritos por el Operador de California

En el 2019, CAISO afirmó que el potencial retiro de los recursos necesarios para la confiabilidad es una preocupación a medida que aumenta la inserción de energías renovables, disminuyen los precios de la energía en el mercado y disminuyen los ingresos para cubrir los costos fijos de la generación tradicional existente. Debido a ello, la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) le aprobó ajustes a su programa de acuerdos RMR con el fin de asegurar la confiabilidad del sistema [24]. Con esto se espera que a partir del 2020 el número de acuerdos RMR aumente, tal como se aprecia en la Figura 3.2.

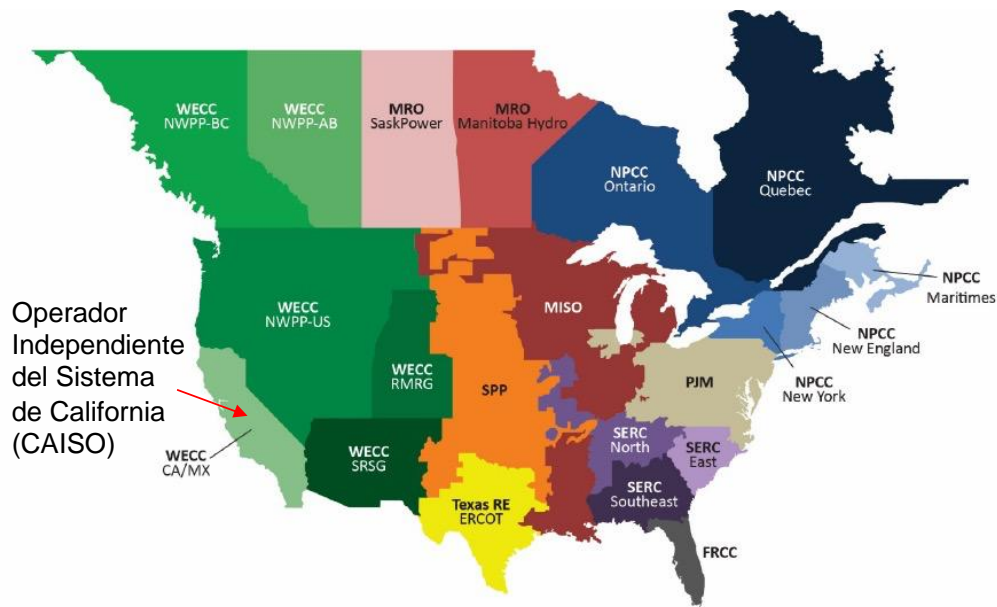


Figura 3.3 Operadores Independientes del Sistema en Norte América
(Fuente: Referencia [25])

3.1.3. Definiciones

3.1.3.1. Unidades RMR

Una unidad de generación RMR es el resultado de un acuerdo celebrado entre el propietario de generación y el operador del sistema, quien ha determinado que la unidad de generación se requiere en operación para cumplir con los criterios de confiabilidad del sistema o un área específica, y que de otra forma no operaría [10] [16].

Los criterios de confiabilidad son diferentes en cada sistema de potencia, estos dependen de sus características específicas y de los conceptos básicos en el manejo de la seguridad. Algunos criterios de confiabilidad por los cuales se podrían requerir unidades RMR son [10][5]:

- Soporte de tensión en áreas locales o el sistema.
- Capacidad de generación en línea en áreas locales o el sistema.
- Manejo de la cargabilidad en líneas en áreas locales.

Cuando el operador del sistema determina que una unidad de generación que planea retirarse es necesaria para la confiabilidad, y no hay otras soluciones disponibles dentro del marco de tiempo especificado, puede buscar un acuerdo RMR con el propietario de la generación. Estos acuerdos no están destinados a ser de largo plazo, sino que podrían proporcionar una medida provisional mientras las actualizaciones necesarias del sistema de transmisión son diseñadas, permitidas y construidas [16][25].

Antes de celebrar un acuerdo RMR, el operador del sistema debe evaluar los recursos alternativos según sea el problema de confiabilidad identificado [18]:

- Redespacho / reconfiguración en la red mediante instrucción del operador.
- Planes de acción correctiva.
- Sistemas de Protección Especial ante salida de generación o transmisión.
- Adecuados servicios de respuesta a la carga.
- Generación distribuida (DG), transferencias de carga en bloque, etc.

Si una alternativas o combinación de éstas no sustituye a la candidata a unidad RMR, se procede a gestionar el acuerdo RMR. El operador del sistema podría despachar una unidad RMR en cualquier momento para mantener la seguridad del sistema [18]. Esta acción se clasifica como una acción de control preventivo [32]. En la Tabla 3.1 se muestra algunas características operativas en las unidades RMR [4][5].

Tabla 3.1 Características en la operación de unidades RMR

Característica	Descripción
Combustible	En general gas natural
Programación en la operación	A carga mínima de la unidad
Arranque en tiempo real	Unidades de arranque rápido
Aumento de carga	A la orden del operador en tiempo real

3.1.3.2. Contratos RMR y Servicios Auxiliares

Ambos dan soporte al sistema, pero es importante entender que las unidades RMR son diferentes de las unidades de generación que brindan servicios complementarios. Los servicios complementarios se aplican a la operación interconectada para respaldar la transmisión de energía desde las fuentes de generación hacia las cargas, a diferencia de los acuerdos RMR los cuales se utilizan para dar soporte local de confiabilidad donde no hay otra solución para atender los problemas de la red de transmisión. En la Tabla 3.2 se muestra algunas diferencias entre acuerdos RMR y servicios complementarios [10].

Tabla 3.2 Diferencias entre acuerdos RMR y servicios complementarios

Atributo	Unidades RMR	Servicios Complementarios
Competencia	Fuera del mercado	Dentro del mercado
Aplicación	Soporte a un área local o al sistema	Soporte al sistema interconectado
Operación	A la orden del operador fuera de la programación del despacho.	En el programa de operación
Contrato	Menor a un año y mayor a un mes	Constante participación

3.1.3.3. Unidades Regulatory Must-Run

El principal objetivo de una unidad Regulatory Must-Run es mantener una competencia justa en el mercado. Un ejemplo de estas unidades son las plantas hidroeléctricas. La mayoría de estas plantas son multiobjetivo, las cuales son designadas para propósitos de generación eléctrica e irrigación [10].

3.1.3.4. Unidades Regulatory Must-Take

Las unidades Regulatory Must-Take contemplan unidades de generación con contratos de compra a largo plazo, generación nuclear, autoprodutores, cogeneración, y los acuerdos de compra de potencia con los países vecinos [9]. Según esto, las centrales de generación con energías renovables también podrían ser consideradas Must-Take [10].

3.1.3.5. Áreas locales

Se identifican dos principales factores para determinar un área local. Si existen enlaces con altas cargas que encierran un área o si existen barras con magnitudes de tensión peligrosamente bajas. Asimismo, en base al número de enlaces entre el área local y el resto del sistema, tal como se muestra en la Figura 3.4, se identifica dos tipos: “Área local cerrada”, la cual es un área conectada al resto del sistema a través de un solo enlace, y “Área local abierta”, la cual está delimitada por varios enlaces conectadas al sistema. De acuerdo con las definiciones anteriores, las líneas de transmisión que conforman el enlace entre las áreas locales con el resto del sistema podrían ser un punto vulnerable [10].

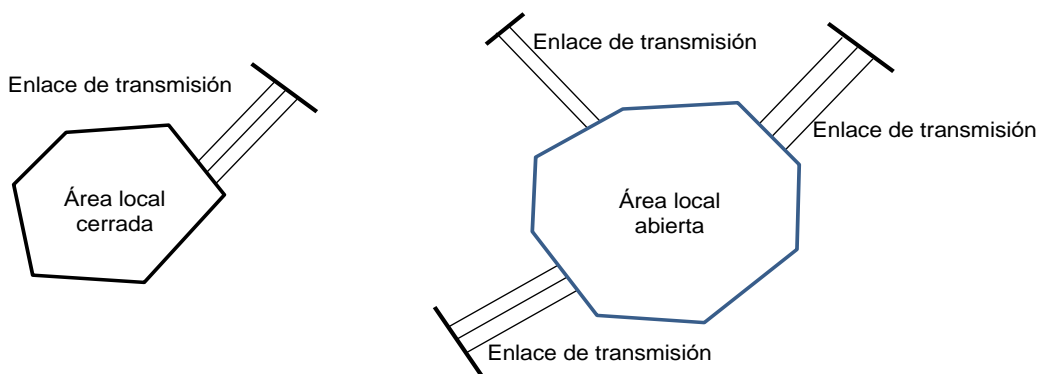


Figura 3.4 Tipos de área local abierta y cerrada

3.1.3.6. Límite de importación Simultánea

Se considera que el Límite de Importación Simultánea (SIL: Simultaneous Import Limit) es La máxima cantidad de capacidad que puede ser importada de forma confiable por el área local en la condición de máxima demanda considerando el despacho de la generación RMR. Este valor considera además el despacho de la generación Regulatory Must-Run y Regulatory Must-Take presente en el área local [1].

$$G^{RMR}(\text{estimado}) = D - G^{REG} - SIL^{RMR} \quad (3.1)$$

donde:

- D : Máxima demanda en la curva de duración de carga (MW).
- SIL^{RMR} : SIL con requerimientos de unidades de generación RMR.
- G^{REG} : Despacho de la generación Regulatory Must-Run y Regulatory Must-Take presente en el área local.
- G^{RMR} : Despacho estimado de las unidades RMR.

3.2. Criterios de Confiabilidad

Los criterios de confiabilidad son la base para calcular las unidades RMR y áreas locales en un sistema eléctrico. Aunque los criterios de confiabilidad pueden ser diferentes en detalle entre los sistemas, sus conceptos principales son similares. En sistemas de potencia el nivel de tensión en barras y la cantidad de flujo de potencia en líneas son dos de los principales índices de confiabilidad. Los criterios generales de confiabilidad para el cálculo de unidades RMR se resumen a continuación [10].

3.2.1. Banda de potencia reactiva en las unidades RMR

El soporte de potencia reactiva debe ser entregado por los generadores y condensadores síncronos hasta un límite considerado como obligatorio cuando están en servicio, y más allá de este límite debe ser considerado un Servicio Complementario el cual debe ser compensado al generador [33]. Estos límites para el soporte de potencia reactiva obligatorio dependen de los procedimientos de la operación de cada operador del sistema.

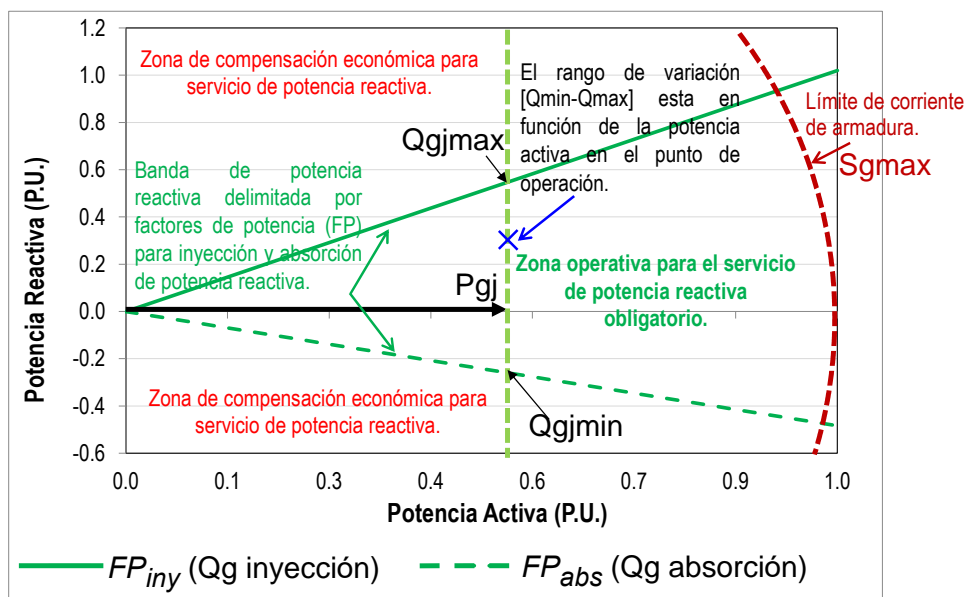


Figura 3.5 Banda de potencia reactiva de generadores térmicos

Un caso interesante es el sistema de potencia peruano, en el cual la potencia reactiva que los generadores están obligados a dar se encuentra en una región llamada “Banda Reactiva”, la cual está delimitada por factores de potencia mínimos en atraso y adelanto [8], tal como se muestra en la Figura 3.5. Para una operación fuera de esta banda, el generador debe recibir una compensación económica.

La Banda Reactiva ha sido considerada en la metodología propuesta, con el fin de controlar la potencia reactiva de la generación RMR, de acuerdo con las ecuaciones:

$$Qg_j^{max} = Pg_j \times \tan(\text{acos}(FP_{iny})) \quad (3.2)$$

$$Qg_j^{min} = -Pg_j \times \tan(\text{acos}(FP_{abs})) \quad (3.3)$$

donde:

FP_{iny}/FP_{abs} : Factor de potencia de inyección / Factor de potencia de absorción.

Qg_j^{min}, Qg_j^{max} : Rango permitido por la banda de potencia reactiva.

Pg_j : Potencia activa de la unidad térmica.

Sg_j^{max} : Potencia aparente máxima de la unidad térmica.

3.2.2. Condiciones normales de operación

En condiciones normales de operación se debe cumplir con los siguientes requerimientos de confiabilidad:

- La tensión en barras de carga no podrá estar fuera del rango de +/- 5% respecto a la tensión de 1.00 p.u.
- El porcentaje de carga en líneas de transmisión no podrá exceder de 100%.
- La entrega o absorción de potencia reactiva en las unidades de generación térmica no podrá exceder el rango impuesto en la banda de potencia reactiva.

3.2.3. Condiciones de operación en contingencia

En condiciones de contingencias (condición N-1) se debe cumplir con los siguientes requerimientos de confiabilidad:

- No debe haber transgresión en los límites de operación en emergencia; es decir la tensión en barras de carga no podrá estar fuera del rango +/- 10% respecto a la tensión de 1.00 p.u.
- Se tolera una carga máxima de 120% en las líneas de transmisión.
- El rango de variación de la potencia reactiva podrá exceder en 20% al límite establecido en la banda de potencia reactiva.

3.3. Escenarios de estudio para el análisis de generación RMR

Los escenarios de estudio se han formulado de acuerdo con los niveles de demanda a evaluar para el área local y con el despacho de generación considerado en el sistema de potencia. En el presente capítulo se ha realizado una descripción general para su aplicación en el sistema de prueba IEEE de 30 barras.

3.3.1. Condiciones de carga del área local

Las condiciones de carga para determinar la generación RMR consideran escalones representativos de demanda de la curva de duración de carga solo para el área local; asimismo, se considera por simplicidad que la condición de demanda del resto del sistema no cambia. Es decir, se considera una variación desde el 100% hasta una carga mínima de 75% de la demanda total del área local, tal como se muestra en la Figura 3.6 y en la Tabla 3.3. El SIL; el cual considera el despacho de las unidades de generación RMR en cada escalón se pueden determinar también.

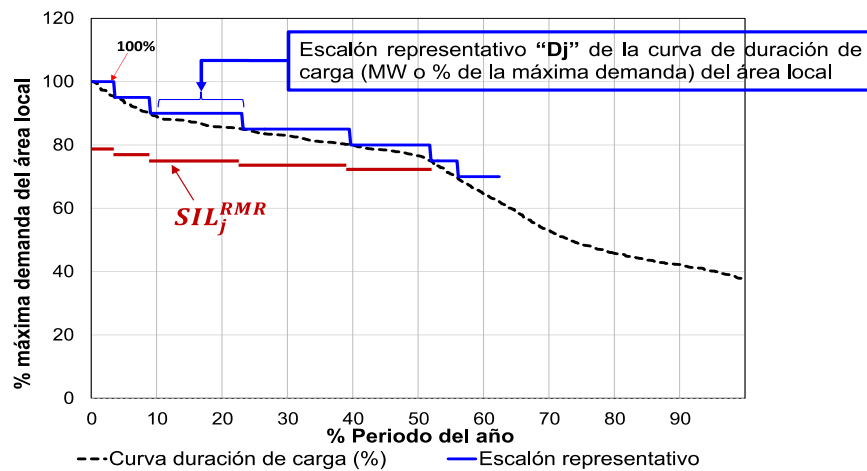


Figura 3.6 Curva de duración de carga y escalones de demanda del área local

Tabla 3.3 Condiciones de carga para el análisis del área local

Demanda del área local (MW)	D_1	D_2	D_3	D_4	D_5	D_6
Demanda del área local (%)	100%	95%	90%	85%	80%	75%

3.3.2. Disponibilidad de las unidades de generación

A continuación, se indica la disponibilidad de las unidades de generación que se ha considerado antes de seleccionar las unidades de generación RMR:

- Se considera la disponibilidad de todas las unidades de generación térmica que estarían presentes en un despacho de mínimo costo.

- En el área local solo se considera el despacho de la generación Regulatory Must-Run (hidroeléctricas) y de la generación Regulatory Must-Take (cogeneración, RER). La generación térmica que no despacha se considera como candidata a generación RMR.
- El despacho de la generación Regulatory Must-Run y de la generación Regulatory Must-Take en el resto del sistema no cambia. La variación de la demanda del área local lo asume la generación térmica del sistema o del área local.

3.4. Procedimiento para determinar la generación por seguridad en el área local

La metodología propuesta para determinar el despacho de las unidades de generación para mantener la seguridad en un área local específica en un sistema de potencia se ha basado en el concepto de generación RMR.

Las unidades de generación candidatas a RMR son unidades existentes que debido a su ubicación tienen un alcance para la cobertura de la confiabilidad en el área local donde se ubican, y debido a esto su despacho podría no ser suficiente para mantener la seguridad en el área local ante contingencias que se encuentran alejadas de esta generación.

Asimismo, como criterio para determinar el despacho de las unidades de generación candidatas a RMR se considera en primer lugar que éstas deben mantener la seguridad ante contingencias que transgreden los límites de operación, pero que no provocan un colapso. Si después de esto existen contingencias que no se resuelven, se determinará el despacho de la generación ficticia en las barras candidatas, lo cual representa el rechazo de carga óptimo. En ese sentido el procedimiento se divide en:

- Determinar el área local de análisis y lista corta de contingencias a resolver.
- Determinar la generación RMR y la generación ficticia (rechazo de carga óptimo).

3.4.1. Metodología para determinar el área local

Para determinar el área local de análisis en un sistema de potencia, se monitorea la operación en condiciones normales (tensión en barras y carga en líneas) y se evalúa la seguridad del sistema en máxima demanda, bajo un escenario de despacho económico obtenido de un FPO sin considerar restricciones de seguridad.

La evaluación de la seguridad se realiza tomando en cuenta una lista de casos de contingencias posibles en el sistema, se procede a formar las topologías de contingencias

considerando los valores de las variables de control obtenidos del caso de FPO, y se resuelve el flujo de carga en cada topología para determinar los correspondientes Índices de Desempeño ante contingencias. El resultado de este procedimiento es:

- Identificación del área local de análisis.
- La lista corta de contingencias que serán consideradas en el problema de FPORS
- Identificar unidades candidatas a generación RMR y,
- Identificar unidades candidatas a generación ficticia (rechazo de carga óptimo).

El proceso que se ha descrito se aprecia en forma de flujograma en la Figura 3.7.

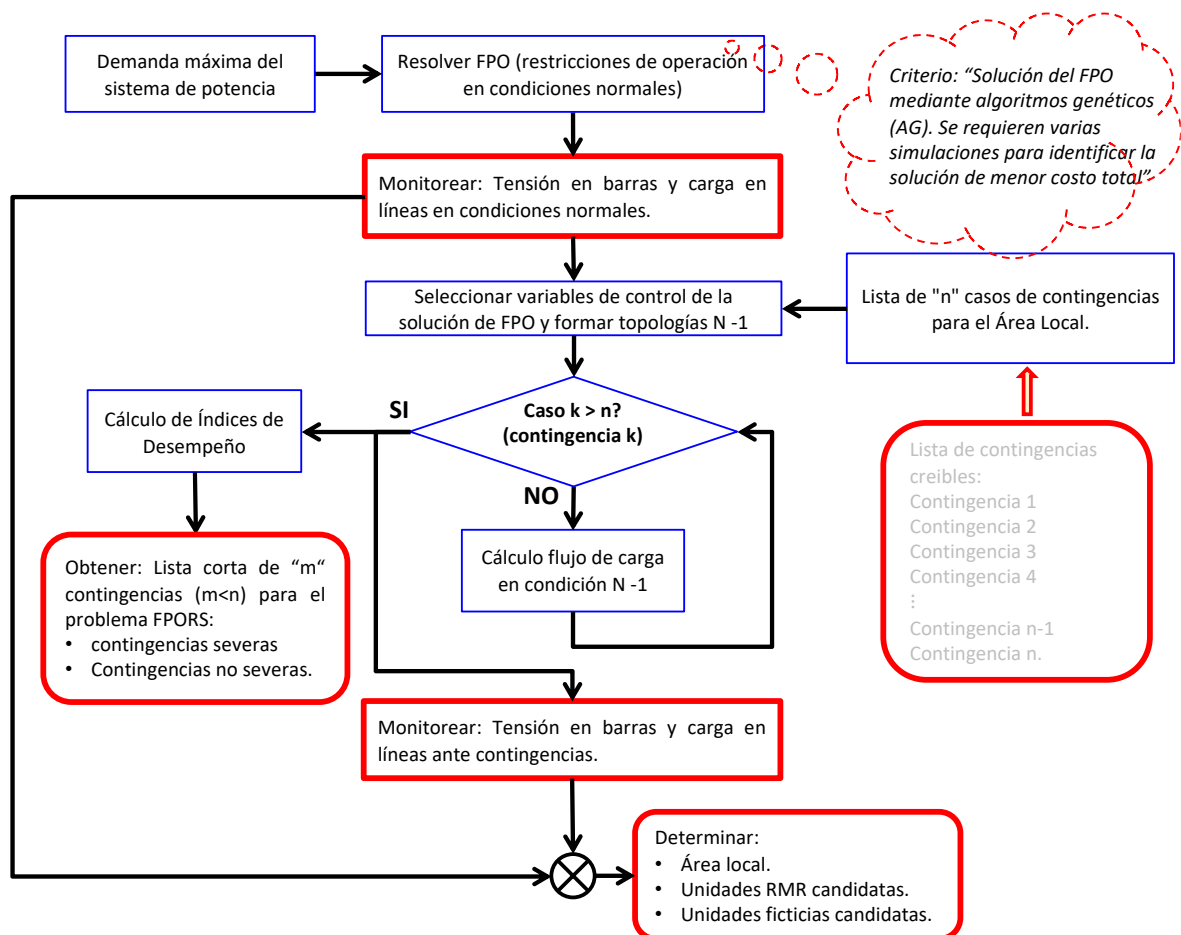


Figura 3.7 Flujograma para determinar el área local y la lista corta de contingencias

3.4.2. Metodología para determinar la generación RMR y ficticias

Para determinar el despacho de las unidades de generación en la planificación operativa considerando aspectos de seguridad, se utiliza los resultados obtenidos en el proceso anterior, los cuales son la identificación del área local, la lista corta de

contingencias, y la identificación de las unidades de generación candidatas a RMR y a generación ficticia (rechazo de carga óptimo). Para resolver el problema de seguridad del área local se formula un FPORS, el cual se resuelve con el método de AG codificado en MATLAB.

Cabe resaltar que, la metodología incluye también la determinación de la generación ficticia o rechazo de carga óptimo para mantener la seguridad del área local ante las contingencias que no pueden ser cubiertas por la generación RMR. A continuación, se describe la metodología propuesta:

1. Se determina la curva de duración de carga del área local identificada y se definen escalones representativos de demanda de esta curva de duración.
2. El análisis de requerimientos de generación RMR y ficticias se realiza para cada uno de los escalones representativos de demanda.

Etapas 1:

3. Se formula el problema FPORS considerando las unidades de generación RMR candidatas, así como la lista corta de contingencias (no severas), las cuales podrían ser resueltas con la generación RMR.
 - La formulación incorpora restricciones como límites de tensión en barras de carga, y límites de flujos de potencia en las líneas. Asimismo, se considera los límites de potencia reactiva de generación de acuerdo con la banda reactiva.
 - La generación RER podría verse afectada en caso de contingencias, puesto que ante fallas en líneas cercanas a sus barras de conexión estas unidades podrían desconectarse debido a bajos niveles de tensión. La generación RMR y el SIL del área local debe considerar también contingencias en la generación RER.
4. Para determinar la generación RMR y el SIL del área local se resuelve el problema de FPORS formulado como un problema de despacho económico, utilizando el método de AG implementado.
5. Se verifica el cumplimiento de las restricciones de operación en condiciones normales y ante contingencias.

Etapas 2:

6. Se formula el problema de FPORS considerando las unidades de generación ficticias candidatas y las topologías de las contingencias severas o de aquellas que no pueden ser cubiertas por la generación RMR para mantener la seguridad del área

local. Se considera que las unidades de generación ficticia tienen un costo variable elevado, equivalente a 6 000 \$/MWh³ [7].

7. Para determinar la generación ficticia y el SIL del área local se resuelve el problema de FPORS formulado como un problema de despacho económico, utilizando el método de AG implementado. La contribución de la generación RMR y de la generación térmica del resto del sistema determinada en la etapa 1 se mantiene fija.
8. Se verifica el cumplimiento de las restricciones de operación en condiciones normales y ante contingencias.

En la Figura 3.8 se muestra de forma simplificada la metodología propuesta para determinar el despacho de las unidades de generación RMR y unidades de generación ficticia (rechazo de carga óptimo). El proceso descrito se realiza para cada escalón de demanda.

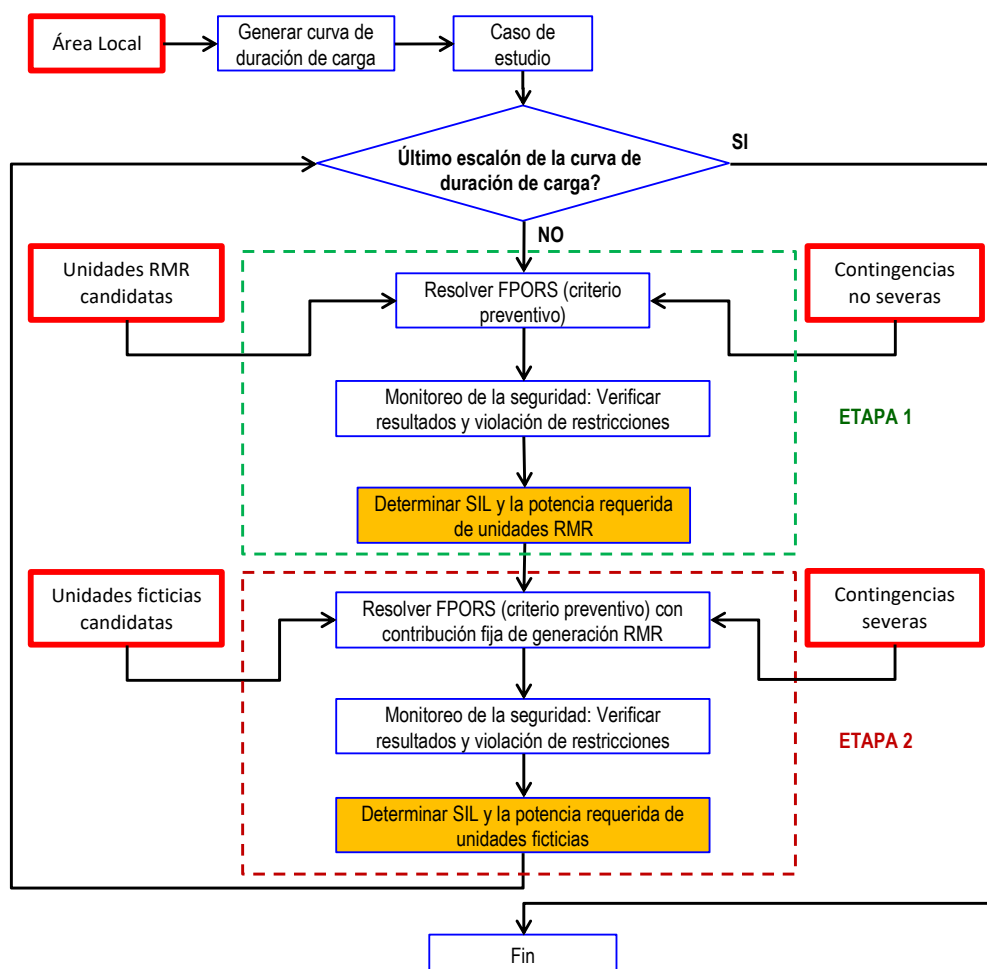


Figura 3.8 Flujograma simplificado para determinar el despacho de unidades RMR

³ Costo Unitario de la Energía No Servida a la que hace referencia el Procedimiento Técnico PR-08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN" del operador del sistema eléctrico peruano.

En la Figura 3.8 se identifica dos etapas para cada escalón considerado de la curva de duración de carga. En la Etapa 1 se determina la generación RMR y en la Etapa 2 se determina generación ficticia (rechazo de carga óptimo).

3.4.3. Formulación del problema de FPORS aplicando el método de AG

El FPORS optimiza la operación de las unidades de generación térmica en estado estacionario para obtener el mínimo costo, incluyendo las restricciones basadas en límites de las variables de control y en capacidades de equipamiento, en operación normal y en contingencias. La formulación del problema de FPORS se resuelve simultáneamente para el caso base y para los casos de contingencias (criterio preventivo) y se define de la siguiente forma:

Problema de FPORS en la Etapa 1:

Función Objetivo:

$$\text{Min } f(x^0, u) + \sum_{k=0}^{n_C^{e1}} \sum_{j=1}^{n_R} p_j^k(x^k, u) \quad (3.4)$$

Sujeto a:

$$g^k(x^k, u) = 0 \quad (3.5)$$

$$h^k(x^k, u) \leq 0 \quad (3.6)$$

$$k = \{0, 1, 2, \dots, n_C^{e1}\}$$

$$u \in U \quad (\text{región factible de las variables de control})$$

$$x = [\theta^T \quad V_L^T]^T, \quad (\text{variables de estado}) \quad (3.7)$$

$$u = [P_G^T \quad v_G^T \quad b_{SH}^T \quad t_{tr}^T]^T, \quad (\text{variables de control}) \quad (3.8)$$

$$[P_G^T] = [P_{G_{RS}}^T \quad P_{G_{RMR}}^T]$$

Problema de FPORS en la Etapa 2:

Función Objetivo:

$$\text{Min } f(x^0, u_{P_G^{e1}}, u) + \sum_{k=0}^{n_C^{e2}} \sum_{j=1}^{n_R} p_j^k(x^k, u) \quad (3.9)$$

Sujeto a:

$$g^k(x^k, u) = 0 \quad (3.10)$$

$$h^k(x^k, u) \leq 0 \quad (3.11)$$

$$k = \{0, 1, 2, \dots, n_C^{e1}, \dots, n_C^{e2}\}$$

$$u \in U \quad (\text{región factible de las variables de control})$$

$$x = [\theta^T \quad V_L^T]^T, \quad (\text{variables de estado}) \quad (3.12)$$

$$u = [P_G^T \quad v_G^T \quad b_{SH}^T \quad t_{tr}^T]^T, \quad (\text{variables de control}) \quad (3.13)$$

$$[P_G^T] = [P_{G_{Ficticia}}^T]$$

$$[u_{P_G^{e1}}] = [P_{G_{RS_{e1}}}^T \quad P_{G_{RMR_{e1}}}^T]$$

donde:

θ = Ángulo de la barra de carga.

V_L = Tensión de la barra de carga.

P_g = Potencia activa de generación.

V_g = Tensión de generación.

b_{SH} = Admitancia shunt.

t_{tr} = Taps de transformadores.

$f(x^0, u)$ = Costo de producción para el caso base.

p_j^k = Costo (penalidad) por violación de la restricción operativa funcional j debido al caso de contingencia k ($k = 0$, caso base).

n_R = Número de restricciones operativas funcionales.

n_C^{e1} = Número total de contingencias en la etapa 1.

n_C^{e2} = Número total de contingencias en la etapa 2 ($n_C^{e2} > n_C^{e1}$).

P_{GRS}^T = Variable de control de potencia activa en unidades en el resto del sistema.

$P_{G_{RMR}}^T$ = Variable de control de potencia activa en unidades candidatas RMR.

$P_{G_{ficticia}}^T$ = Variable de control de potencia activa en unidades candidatas a ficticias.

$[P_{GRS_e1}^T \quad P_{G_{RMR_e1}}^T]$ = Valores de potencia activa obtenidos en la etapa 1

Para resolver el problema de FPORS se ha utilizado el método de AG, el cual utiliza los operadores principales: selección, cruzamiento y mutación del algoritmo básico, y algunas operaciones de mejora tal como “Elitismo”, y “Hill Climbing” para ampliar el espacio de búsqueda [2]. En el Anexo A.1 se detalla el proceso del método de AG utilizado.

La función de desempeño (FD) de cada cromosoma de la población es igual a la inversa de la función objetivo, la cual esta conformada por el costo de producción térmica del caso base y los costos por violación a las restricciones operativas de todos los casos de estudio (base y contingencias), estas últimas conocidas como funciones de penalidades, han sido modelados como funciones cuadráticas.

Expresando el costo de producción total de las centrales térmicas en base a las funciones de costo de combustible de cada generador, se tiene:

$$FD = \frac{A}{\sum_{i=1}^{ng} F_{G_i}(P_{G_i}) + \sum_{k=0}^s \sum_{j=1}^{nc} p_j^k(x^k, u)} \quad (3.14)$$

$$p_j^k(x^k, u) = w_j \times FP_j^k(x^k, u) \quad (3.15)$$

donde:

FD = Función de desempeño.

A = Constante.

$F_{G_i}(P_{G_i})$ = Función de costo de combustible expresada en terminos de la potencia activa.

FP_j^k : Función de penalidad por violación a la restricción j en el caso de contingencia k .

w_j : Peso de la función de penalidad j .

n_g : Número de unidades de generación térmica.

s = Número total de contingencias.

n_c = Número de restricciones operativas funcionales.

Para esta formulación de la función de desempeño, cinco (05) funciones de penalidad han sido definidas para considerar las penalidades por violación del límite operativo "j". Estas funciones de penalidad son evaluadas para cada cromosoma de la población:

Función de penalidad $j = 1$: Tensión en barras de carga (barras PQ):

$$FP_1^k(c) = \sum_{b=1}^{nPQ} \left\{ \max \left(0, \mu_v (v_b^k(c) - V_{max}^k) \right) \right\}^2 + \left\{ \max \left(0, \mu_v (V_{min}^k - v_b^k(c)) \right) \right\}^2 \quad (3.16)$$

Función de penalidad $j = 2$: Límite de potencia activa en el generador Slack:

$$FP_2^k(c) = \left\{ \max \left(0, \mu_G (P_{G_slack}^k(c) - P_{slack}^{max}) \right) \right\}^2 + \left\{ \max \left(0, \mu_G (P_{slack}^{min} - P_{G_slack}^k(c)) \right) \right\}^2 \quad (3.17)$$

Función de penalidad $j = 3$: Máxima potencia aparente de generación:

$$FP_3^k(c) = \sum_{g=1}^{ng} \left\{ \max \left(0, \mu_S \left(\left((P_G)^2 + (Q_G^k(c))^2 \right)^{1/2} - S_G^{max} \right) \right) \right\}^2 \quad (3.18)$$

Función de penalidad $j = 4$: Máxima potencia aparente en los circuitos:

$$FP_4^k(c) = \sum_{r=1}^{nr} \left\{ \max \left(0, \left(\max \left(Ls_r^k(c), Lr_r^k(c) \right) - l_k L_r^{max} \right) \right) \right\}^2 \quad (3.19)$$

Función de penalidad $j = 5$: Potencia reactiva de generación:

$$FP_5^k(c) = \sum_{g=1}^{ng} \left\{ \max \left(0, \mu_Q \left(Q_G^k(c) - q_k P_G \tan \left(\cos^{-1} (fp_{iny}^k) \right) \right) \right) \right\}^2 + \left\{ \max \left(0, \mu_Q \left(q_k P_G \tan \left(-\cos^{-1} (fp_{abs}^k) \right) - Q_G^k(c) \right) \right) \right\}^2 \quad (3.20)$$

Donde para cada cromosoma “c” de la población y para cada configuración “k” las siguientes cantidades han sido definidas (k=0 para el caso Base, y k = {1, 2, 3, ..., s} para los casos de contingencias):

- $v_b^k(c), Q_G^k(c)$, Tensión en la barra “b”, Potencia reactiva en el generador “G”,
 $P_{G_slack}^k(c)$: Potencia activa en el generador Slack.
- $\mu_v, \mu_G, \mu_Q,$ Constantes de tensión en barras, potencia activa en el Slack, Potencia reactiva y Potencia aparente de generadores, respectivamente.
 $\mu_S \geq 1$:
- $[V_{min}^k, V_{max}^k]$: Límite de tensión en barras de carga, [0.95, 1.05] para el caso Base y [0.90, 1.10] para casos de contingencias.
- $[P_{slack}^{min}, P_{slack}^{max}]$, Límites de potencia active en el generador Slack, y máxima potencia aparente en el generador g.
 S_G^{max} :
- $[fp_{iny}, fp_{abs}]$, Banda de potencia reactiva modelado por límites de factores de potencia de inyección y absorción de potencia reactiva [0.70, 0.90], y q_k : máximo permisible (100% en el caso Base y 120% en el caso de contingencias, respectivamente).
- $LS_j^k(c), LR_j^k(c)$: Potencia aparente en la línea j en los terminales de envío “s” y recepción “r”.
- L_j^{max}, l_k : Capacidad de la línea j, y máximo permisible (100% en el caso Base y 120% para casos de contingencias, respectivamente).

CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

La metodología propuesta en el capítulo anterior será aplicada para determinar el despacho de las unidades de generación Reliability Must-Run (RMR) y el rechazo de carga óptimo (generación ficticia) para mantener la seguridad en un área local específica en el sistema de prueba IEEE 30 de barras y en el sistema eléctrico de potencia peruano.

4.1. Resultados para el sistema de prueba IEEE 30 barras

4.1.1. Sistema de prueba IEEE 30 barras modificado

El sistema de prueba IEEE de 30 barras, ha sido modificado para adicionar dos centrales eólicas de 20 MW cada una, a ubicarse en las barras 18 y 24, tal como se muestra en la Figura 4.1. Asimismo, se ha considerado que las unidades térmicas ubicadas en las barras 8, 11 y 13 tienen planes de retiro y que sus costos variables son mayores al de las unidades térmicas ubicadas en las barras 1, 2 y 5. En el Anexo A.2 se indica la información relevante del sistema de prueba, así como los límites en las variables de control modeladas.

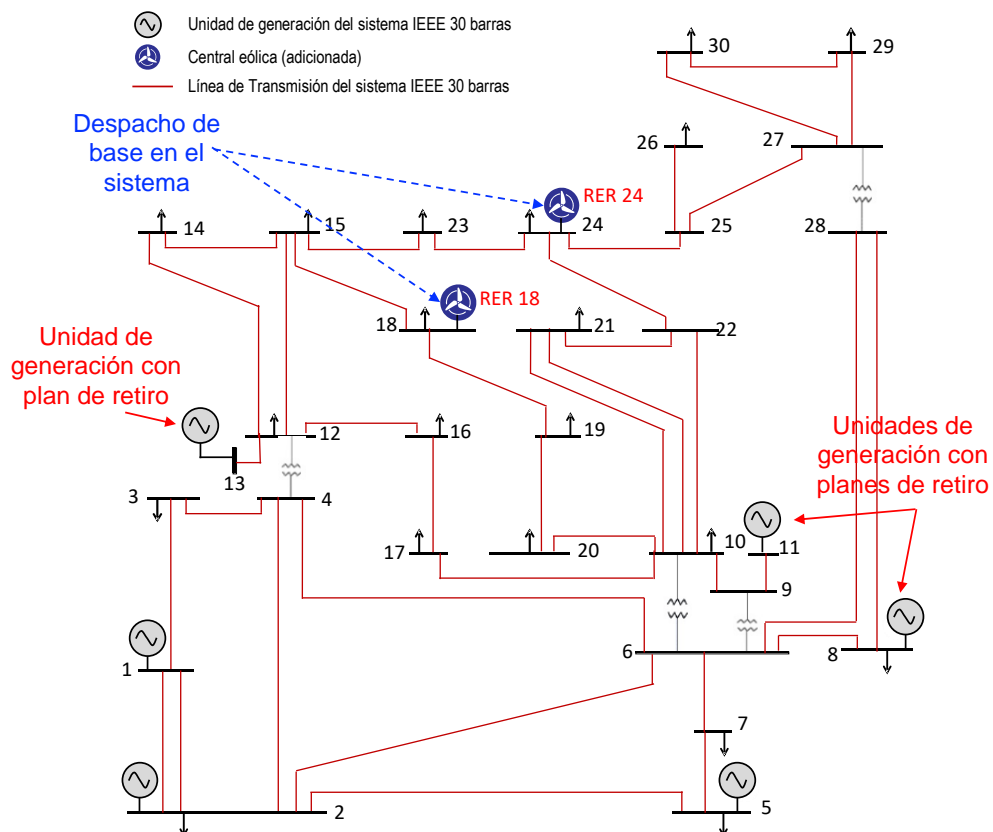


Figura 4.1 Sistema de prueba IEEE de 30 barras modificado

4.1.2. Diagnóstico y propuesta de generación por seguridad

4.1.2.1. Despacho de generación sin restricciones de seguridad

De acuerdo con la metodología descrita en el acápite 3.4.1 se ha realizado el diagnóstico del sistema en máxima demanda para identificar el área local de análisis. En la Tabla 4.1 se muestra los resultados de despacho de las unidades de generación obtenidos para 10 casos (simulaciones) de FPO con la misma red o topología base, con el fin de tomar la solución de menor costo de operación.

Cabe indicar que, si bien las unidades de generación en las barras 8, 11 y 13 tienen planes de retiro, se las ha considerado dentro del problema de FPO para saber si el sistema las requiere en este caso que no considera restricciones de seguridad, pero sí las restricciones de operación en condiciones normales.

Tabla 4.1 Despacho de generación sin restricciones de seguridad

		Demanda = 100% Caso1 Caso2 Caso3 Caso4 Caso5 Caso6 Caso7 Caso8 Caso9 Caso10									
Caso de FPO sin seguridad =====>		FPO-01	FPO-02	FPO-03	FPO-04	FPO-05	FPO-06	FPO-07	FPO-08	FPO-09	FPO-10
		US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
Costo de operación	Costo Térmico	717	694	716	721	699	721	718	689	700	679
	Costo Total	717	694	716	721	699	721	718	689	700	679
	Penalizaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Potencia activa	Barra	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Generador 01	1	157.5	171.2	157.4	147.9	174.5	147.9	154.2	175.8	150.0	201.9
Generador 02	2	40.6	76.2	40.6	50.0	50.0	50.0	43.7	75.0	100.0	50.0
Generador 05	5	100.0	53.8	100.0	100.0	75.0	100.0	100.0	50.0	50.0	50.0
Generador 08	8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Generador 11	11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Generador 13	13	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RER 1	18	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
RER 2	24	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0

Por despacho económico no se requiere de las unidades de generación térmica en las barras 8, 11 y 13.

Caso con el menor costo total de operación (Caso FPO-10).

Como se aprecia en la Tabla 4.1 la variable de control “potencia de generación” en todos los casos de FPO cumple con los límites de potencia activa establecidos en el Anexo A.2, así mismo se resalta lo siguiente:

- Por despacho económico no se requiere operar las unidades de generación en las barras 8, 11 y 13.
- En todos los casos de FPO los resultados de tensión en barras cumplen con los límites establecidos en los criterios del acápite 3.2.2, tal como se muestra en la Figura 4.2.
- En todos los casos de FPO los resultados de carga en líneas cumplen con los límites establecidos en los criterios del acápite 3.2.2, tal como se muestra en la Figura 4.3.

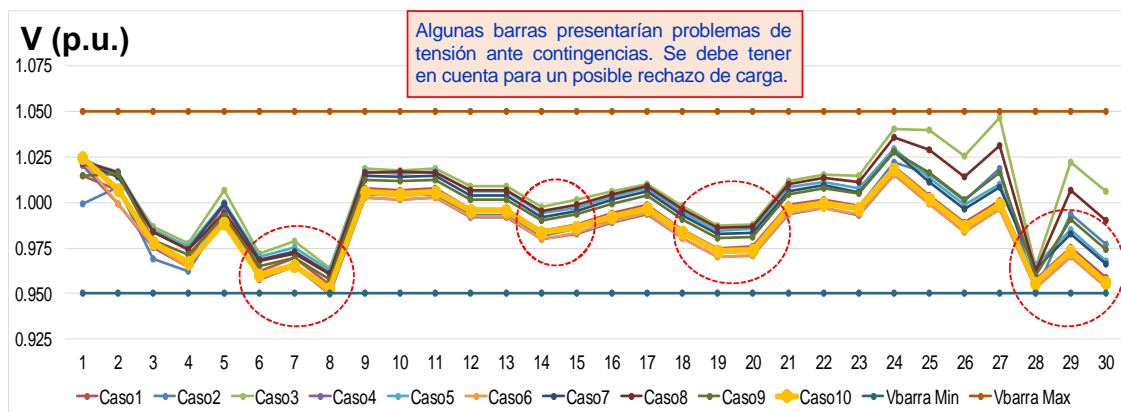


Figura 4.2 Resultados de tensión en barras ante despacho económico

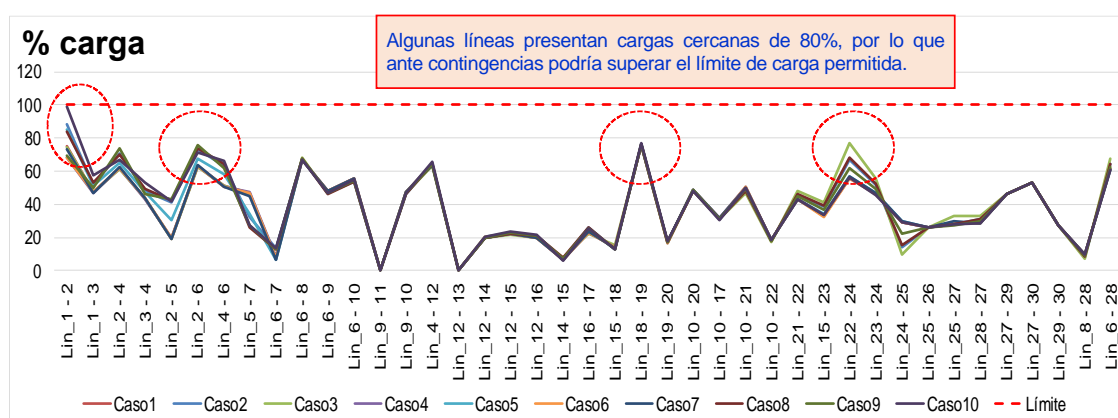


Figura 4.3 Resultados de carga en líneas ante despacho económico

Se observa que la tensión en algunas barras está en el límite inferior permitido (0.95 p.u.), debido a esto es posible que ante una contingencia se requiera además el rechazo de carga para cumplir con las restricciones de operación ante contingencias.

4.1.2.2. Análisis de la seguridad del sistema

Se realiza el análisis de la seguridad del sistema, considerando los valores de las variables de control obtenidas del caso FPO-10. Se ha considerado un total de 37 contingencias, en su mayoría en líneas, y se ha incluido contingencias individuales de salida de la generación eólica.

Asimismo, si la contingencia simple en una línea provoca una tensión menor a 0.9 p.u. en la barra de conexión de la generación eólica, se considera además la contingencia doble compuesta por la salida de la línea y de la generación eólica. En la Tabla 4.2 y en la Tabla 4.3 se muestran los resultados relevantes de tensión en barras y de carga en líneas ante contingencias, respectivamente.

- Etapa 1: Se determina la generación RMR considerando las contingencias que pueden ser resueltas por esta generación.
- Etapa 2: Se determina la generación ficticia considerando adicionalmente el resto de contingencias que faltan resolver, y la generación RMR fija calculada en la etapa 1.

En la Tabla 4.5 se indica las contingencias consideradas para cada etapa de la metodología propuesta.

Tabla 4.5 Contingencias a resolver por la generación RMR y la generación ficticia

Contingencia	Nº Línea IEEE30	Resultado de la contingencia	Propuesta por seguridad	Solución	Observación
Línea4-12 + RER 18	15	Transgrede	Generación RMR	Etapa 1	Cercana a candidata RMR
Línea4-12	15	Transgrede	Generación RMR		Cercana a candidata RMR
Línea1-3	2	Transgrede	Generación RMR		Cercana a candidata RMR
Línea6-8	10	Transgrede	Generación RMR		Cercana a candidata RMR
Línea10-20	25	Transgrede	Generación RMR + Ficticia	Etapa 2	Lejanía de la generación RMR
Línea28-27	36	Transgrede	Generación RMR + Ficticia		Lejanía de la generación RMR
Línea27-30	38	Transgrede	Generación RMR + Ficticia		Lejanía de la generación RMR
Línea27-29	37	Transgrede	Generación RMR + Ficticia		Lejanía de la generación RMR

4.1.2.3. Condiciones de carga del área local

Se ha determinado la curva de duración de carga del área local, así como los escalones representativos de demanda (condiciones de carga), separados entre sí en 5%, tal como se muestra en la Figura 4.5. El detalle para determinar esta curva de duración de carga se muestra en el Anexo A.2.

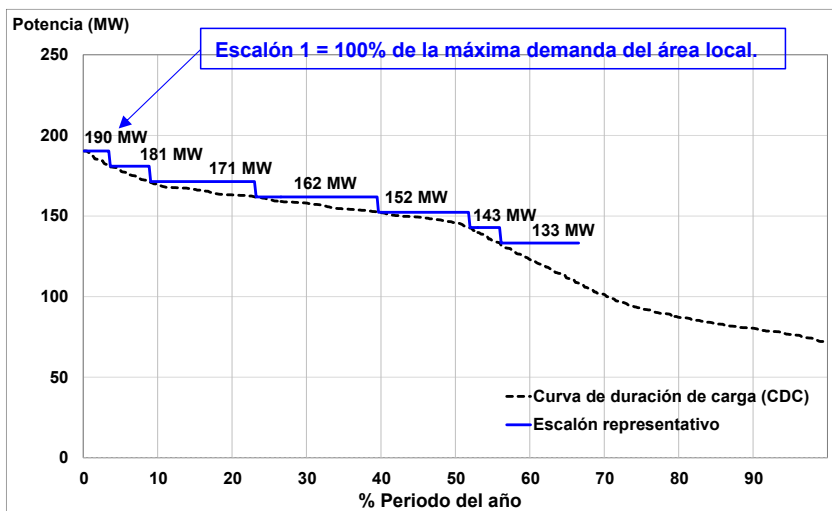


Figura 4.5 Curva de duración de carga del área local en el sistema IEEE 30

Asimismo, para cada escalón de demanda, en la Tabla 4.6 se muestra la magnitud (MW y %), el periodo de duración en porcentaje de horas del año, y el código usado para mostrar los resultados. En la siguiente sección se muestran los resultados de la generación requerida por seguridad en el área local (RMR y ficticias) en cada condición de carga.

Tabla 4.6 Condiciones de carga para el análisis del área local

Código del escalón representativo	Dem100	Dem095	Dem090	Dem085	Dem080	Dem075
Demanda del área local (MW)	190	181	171	162	152	143
Demanda del área local (%)	100%	95%	90%	85%	80%	75%
Duración del intervalo (% horas al año)	3.5%	5.4%	14.2%	16.5%	12.3%	4.2%

4.1.3. Generación requerida por seguridad en el área local del sistema IEEE 30

4.1.3.1. Despacho de generación en el área local sin restricciones de seguridad

Este resultado de despacho de generación sin restricciones de seguridad se ha realizado con la finalidad de obtener la importación del área local (MW) y así compararlo con el resultado correspondiente de importación de potencia (SIL) cuando se considera restricciones de seguridad para cubrir la demanda del área local.

En la Tabla 4.7, para cada escalón representativo de demanda, se muestra el despacho de generación en el sistema y la importación del área local. El despacho de la generación RMR y ficticia es nulo debido a que no se considera restricciones de seguridad en el área local. Cabe indicar que el despacho de base en el área local es un valor promedio en cada escalón de demanda.

Tabla 4.7 Despacho de generación sin seguridad e importación del área local (FPO)

Escalón de demanda del área local	Dem100	Dem095	Dem090	Dem085	Dem080	Dem075
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Costo térmico	679	657	633	611	594	570
Costo total	679	657	633	611	594	570
Penalizaciones	0	0	0	0	0	0
FPO (sin seguridad)						
Potencia activa de generadores	MW	MW	MW	MW	MW	MW
CT bus_1	202	191	187	179	159	155
CT bus_2	50	50	44	41	50	44
CT bus_5	50	50	50	50	50	50
Despacho de base en el área local						
RER 18	20	20	20	20	20	20
RER 24	20	20	20	20	20	20
Despacho de las unidades de generación por seguridad en el área local						
Generación candidata a RMR (total) =====>	0	0	0	0	0	0
CT bus_8	0	0	0	0	0	0
CT bus_11	0	0	0	0	0	0
CT bus_13	0	0	0	0	0	0
Generación candidata a Ficticia (total) =====>	0	0	0	0	0	0
CT bus_15	0	0	0	0	0	0
CT bus_20	0	0	0	0	0	0
CT bus_21	0	0	0	0	0	0
CT bus_30	0	0	0	0	0	0
Importación del área local → Envío	159	148	138	128	118	108
Importación del área local → Recepción	153	143	133	124	114	105

Cabe resaltar que el despacho de generación obtenido en cada escalón representativo de demanda satisface las restricciones de operación consideradas en la formulación del FPO, debido a que las penalidades (costos) por violación a las restricciones de operación en condición N son nulas.

4.1.3.2. Despacho de la generación RMR y SIL

De acuerdo con la metodología propuesta para determinar el despacho de las unidades de generación RMR (Etapa 1), en el problema de FPORS se han considerado las unidades candidatas a RMR, así como las contingencias seleccionadas para resolver en esta etapa. En la Tabla 4.8, para cada escalón representativo de demanda, se muestran los resultados obtenidos de despacho de generación, así como la importación del área local, que en este caso sería el límite de importación simultánea SIL^{RMR} .

Tabla 4.8 Despacho de generación incluyendo candidatas a RMR solución del FPORS

Escalón de demanda del área local	Dem100	Dem095	Dem090	Dem085	Dem080	Dem075
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Costo térmico	1499	1185	996	910	762	573
Costo total	1499	1185	996	910	762	573
Penalidades	0	0	0	0	0	0
FPORS (Despacho de generación incluyendo candidatas RMR)						
Potencia activa	MW	MW	MW	MW	MW	MW
CT bus_1	127	150	146	132	146	149
CT bus_2	40	44	55	50	44	50
CT bus_5	100	75	64	75	63	50
Despacho de base en el área local						
RER 18	20	20	20	20	20	20
RER 24	20	20	20	20	20	20
Despacho de las unidades de generación por seguridad en el área local						
Generación candidata a RMR (total) =====>	28	18	12	10	6	0
CT bus_8	16	12	9	4	3	0
CT bus_11	0	0	0	0	0	0
CT bus_13	12	6	3	6	3	0
Generación candidata a Ficticia (total) =====>	0	0	0	0	0	0
CT bus_15	0	0	0	0	0	0
CT bus_20	0	0	0	0	0	0
CT bus_21	0	0	0	0	0	0
CT bus_30	0	0	0	0	0	0
SIL (RMR) → Envío	127	128	124	116	111	108
SIL (RMR) → Recepción	124	124	120	114	108	104

Como principal resultado se observa que para mantener la seguridad en el área local ante las contingencias consideradas en la Etapa 1, solo se requiere la generación candidatas a RMR ubicada en las barras 8 y 13. Por lo tanto, estas centrales serían seleccionadas para establecer un acuerdo RMR.

Asimismo, de la Tabla 4.8 cabe resaltar los siguientes resultados:

- El valor nulo de las penalidades indica que el despacho de la generación RMR satisface los criterios de confiabilidad en el área local.
- La generación RMR se requiere desde el escalón de 80% hasta el de 100%, en los cuales se ha obtenido un despacho de 6 MW y de hasta 28 MW, respectivamente.
- El SIL^{RMR} es menor a la importación del área local sin considerar seguridad, pero en el escalón Dem075 se igualan debido a que no se requiere generación RMR.

De manera ilustrativa en la Figura 4.6 se muestra la evolución del SIL^{RMR} , el cual se compara con la importación del área local sin considerar seguridad. La diferencia entre estas sería equivalente de forma estimada a la generación RMR total requerida en cada escalón representativo de demanda de la curva de duración de carga para mantener la seguridad del área local.

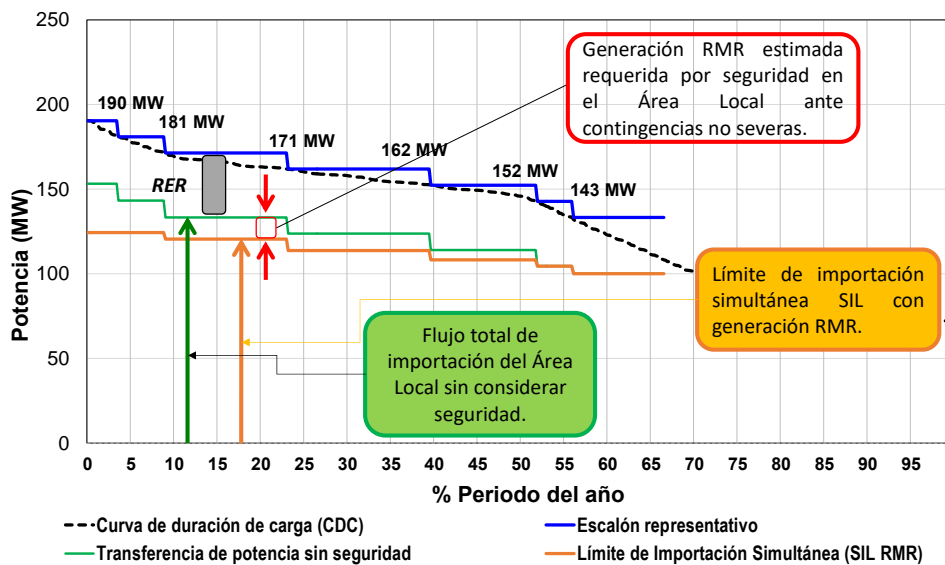


Figura 4.6 SIL y generación total estimada RMR para el área local

4.1.3.3. Despacho de la generación ficticia y SIL

Se ha aplicado la metodología propuesta para determinar el despacho de generación ficticia (Etapa 2). En la Tabla 4.9, para cada escalón representativo de demanda, se muestran los resultados obtenidos de despacho de generación, así como la importación del área local, que en este caso sería el límite de importación simultánea $SIL^{RMR+ficticia}$.

Cabe remarcar que en la Etapa 2 de la metodología propuesta, el despacho de la generación RMR seleccionada (determinado en la Etapa 1) debe mantenerse constante.

Asimismo, en el problema de FPORS se ha considerado la generación candidata a ficticias y las contingencias de la lista corta correspondientes a la Etapa 2.

Tabla 4.9 Despacho de generación incluyendo candidatas RMR y ficticias (FPORS)

Escalón de demanda del área local	Dem100	Dem095	Dem090	Dem085	Dem080	Dem075
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Costo térmico	62422	48054	38482	10273	754	573
Costo total	62427	48055	38482	10274	755	573
Penalizaciones	5	1	0	1	1	0
FPORS (Despacho de generación incluyendo candidatas RMR y Ficticias)						
Potencia activa	MW	MW	MW	MW	MW	MW
CT bus_1	115	141	140	130	147	149
CT bus_2	40	44	55	51	43	50
CT bus_5	100	75	63	75	63	50
Despacho de base en el área local						
RER 18	20	20	20	20	20	20
RER 24	20	20	20	20	20	20
Despacho de las unidades de generación por seguridad en el área local						
Generación candidata a RMR (total) =====>	28	18	12	10	6	0
CT bus_8	16	12	9	4	3	0
CT bus_11	0	0	0	0	0	0
CT bus_13	12	6	3	6	3	0
Generación candidata a Ficticia (total) =====>	10	8	6	2	0	0
CT bus_15	0	0	0	0	0	0
CT bus_20	5	5	3	2	0	0
CT bus_21	0	0	0	0	0	0
CT bus_30	5	3	3	0	0	0
SIL (RMR+ficticia) → Envío	116	119	117	115	112	108
SIL (RMR+ficticia) → Recepción	113	116	114	113	109	104

Como principal resultado se observa que para mantener la seguridad en el área local ante las contingencias de la Etapa 2, adicionalmente a la generación RMR determinada en la Etapa 1, solo se requiere la generación ficticia ubicada en las barras 20 y 30.

Asimismo, de la Tabla 4.9 cabe resaltar los siguientes resultados:

- El valor nulo de las penalizaciones indica que el despacho de la generación RMR y ficticia satisface los requerimientos de confiabilidad en el área local.
- La generación ficticia se requiere desde el escalón de 85% hasta el de 100%, cuyos resultados de despacho son de 2 MW y de 10 MW, respectivamente.
- El $SIL^{RMR+ficticia}$ es menor al SIL^{RMR} , pero en el escalón de 80% (Dem080) se igualan debido a que no se requiere generación ficticia.

De manera ilustrativa en la Figura 4.7 se muestra la evolución del $SIL^{RMR+ficticia}$, el cual se compara con la importación del área local sin considerar seguridad. La diferencia entre estas sería equivalente de forma estimada a la generación total RMR y ficticia

requerida en cada escalón representativo de demanda de la curva de duración de carga para mantener la seguridad del área local.

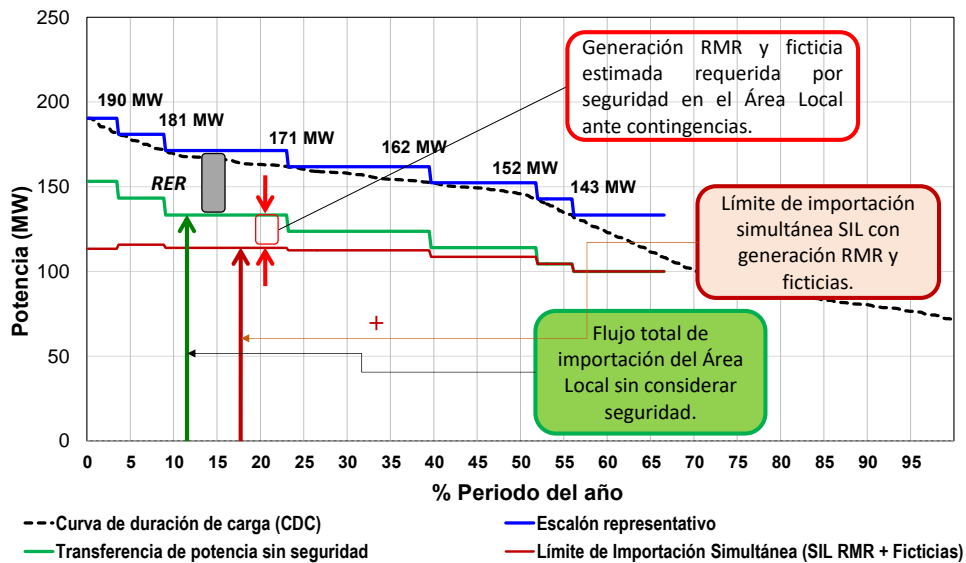


Figura 4.7 SIL y generación total estimada RMR y ficticia para el área local

4.2. Resultados para el sistema eléctrico de potencia peruano SEIN 92 barras

4.2.1. Diagnóstico y propuesta de generación por seguridad

4.2.1.1. Análisis de la seguridad del sistema

Se ha realizado el diagnóstico del sistema eléctrico de potencia peruano simplificado a 92 barras (SEIN 92), el cual representa al modelo eléctrico del sistema al año 2021, y como resultado del análisis de la seguridad se ha obtenido la lista de contingencias que requieren acciones de control preventivo (lista corta) y el área local de interés, tal como se muestra en la Tabla 4.10 y en la Figura 4.8, respectivamente. Estos resultados son necesarios para aplicar de la metodología propuesta que determina el despacho de generación por seguridad. En el Anexo A.3 se muestra el diagnóstico realizado, y la información relevante del SEIN 92.

Tabla 4.10 Contingencias para el análisis de la generación requerida por seguridad

Línea para contingencia	Circuitos	Tipo	CE Pariñas	$ID_V (10^3)$	$ID_F (10^3)$	$ID_T (10^3)$	Resultado
LT La Nina - Trujillo 500 kV	1	n-1	-	6084880	836	6085716	No converge
LT Piura - La Nina 220 kV	2	n-1	F/S	37134	308	37441	No converge
LT Chiclayo - Carhuaquero 220 kV	1	n-1	F/S	20010	0	20010	No converge
LT La Nina - Chiclayo 220 kV	2	n-2	F/S	877	0	877	No converge
LT Piura - La Nina 220 kV	2	n-1	-	27	1	28	No converge
LT Guadalupe - Reque 220 kV	2	n-2	F/S	19	0	19	No converge
LT Parinas - Piura 220 kV	1	n-1	F/S	30	0	30	Transgrede
LT La Nina - Chiclayo 220 kV	2	n-1	F/S	9	0	9	Transgrede
LT Reque - Chiclayo 220 kV	2	n-2	F/S	7	0	8	Transgrede
LT Talara - Parinas 220 kV	1	n-1	F/S	1	0	1	Transgrede
LT Guadalupe - Reque 220 kV	2	n-1	F/S	1	0	1	Transgrede

CE: Central eólica, F/S: Fuera de servicio.

Las contingencias indicadas en la Tabla 4.10 han sido clasificadas en casos que no convergen y casos que transgreden. Esta lista ordenada de acuerdo con el índice de desempeño total ($ID_T = ID_V + ID_F$), indica que la contingencia más severa es la salida de la LT 500 kV Trujillo – La Niña, y la segunda en el orden de severidad es la contingencia compuesta por la salida simple de la LT 220 kV La Niña – Piura y la salida de la CE Pariñas.

De acuerdo con la metodología propuesta en el acápite 3.4.1, la generación RMR y ficticia requerida por seguridad en el área local se ha determinado en 2 etapas:

- Etapa 1: Se determina la generación RMR considerando las contingencias en las líneas de 220 kV indicadas en la lista corta de la Tabla 4.10. Asimismo, se ha considerado la contingencia compuesta de la salida de una línea de 220 kV y la salida simultánea de la CE Pariñas.
- Etapa 2: Se determina la generación ficticia (rechazo de carga) considerando adicionalmente en el problema de FPORS la contingencia en la línea de 500 kV. El despacho de la generación RMR determinada en la Etapa 1 se mantiene fijo.

La generación con plan de retiro en el área local podría despachar para cumplir con los criterios de confiabilidad, pero ante contingencia en la línea de 500 kV se podría requerir el rechazo de carga en las barras indicadas en la Figura 4.8 (generación candidata ficticia).

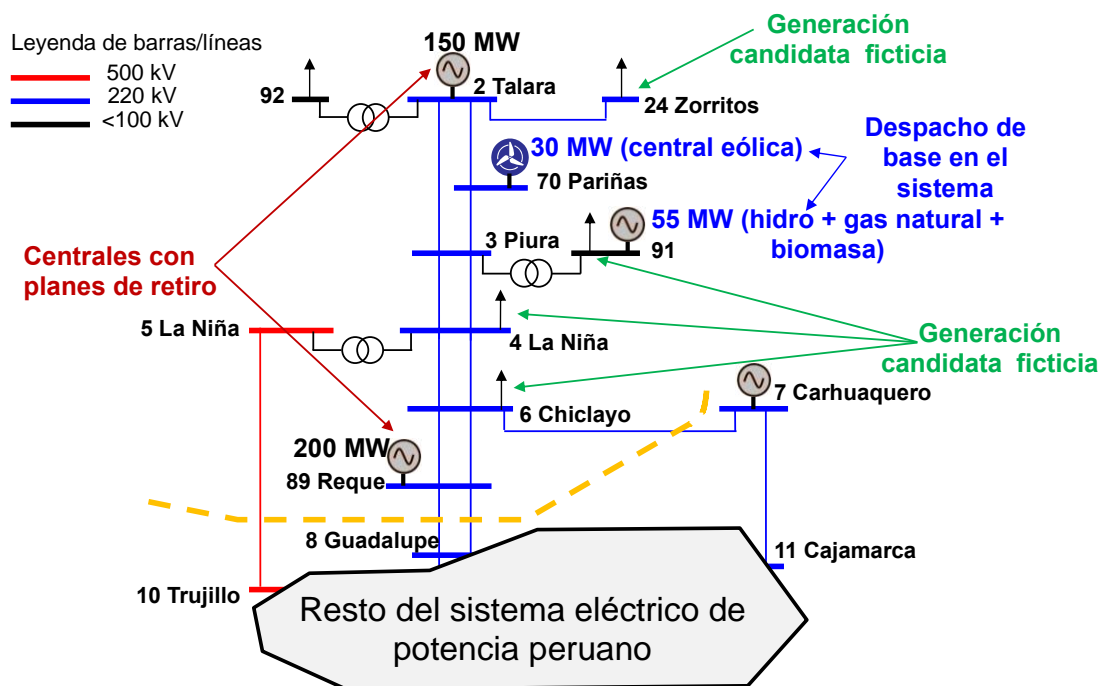


Figura 4.8 Área local para análisis de RMR

4.2.1.2. Condiciones de carga del área local

Se ha determinado la curva de duración de carga del área local para el año de análisis (2021), y los escalones representativos de demanda, separados entre si en 5%, tal como se aprecia en la Figura 4.9. El detalle de este cálculo se muestra en el Anexo A.3.

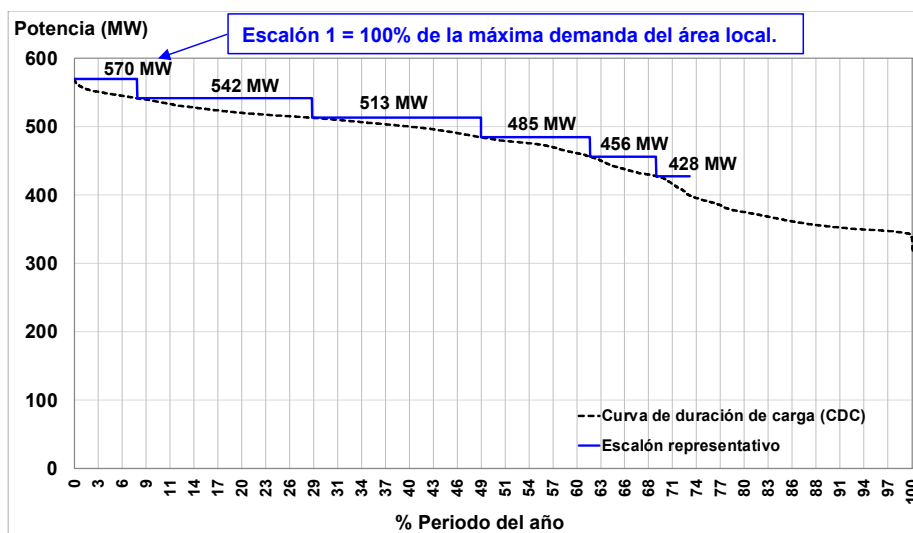


Figura 4.9 Curva de duración de carga del área local en el SEIN 92

Asimismo, para cada escalón de demanda, en la Tabla 4.11 se muestra la magnitud (MW y %), el periodo de duración en porcentaje de horas del año, y código usado para mostrar los resultados. En la siguiente sección se muestran los resultados de la generación requerida por seguridad en el área local (RMR y ficticias) en cada condición de carga.

Tabla 4.11 Condiciones de carga para el análisis del área local

Código del escalón representativo	Dem100	Dem095	Dem090	Dem085	Dem080
Demanda del área local (MW)	570	542	513	485	456
Demanda del área local (%)	100%	95%	90%	85%	80%
Duración del intervalo (% horas al año)	7.5%	20.9%	20.1%	13.0%	7.9%

4.2.2. Generación requerida por seguridad en el área local del sistema SEIN 92

4.2.2.1. Despacho de generación en el área local sin restricciones de seguridad

Se ha determinado el despacho sin restricciones de seguridad con el fin de obtener la importación del área local (MW) y comparar este resultado con la importación de potencia considerando la seguridad (SIL) en el área local.

En la Tabla 4.12, para cada escalón representativo, se muestra el despacho de generación en el sistema y la importación del área local. El despacho de la generación RMR y ficticia es nulo debido a que no se considera restricciones de seguridad en el área

local. Cabe indicar que el despacho de base es el área local es un valor promedio en cada escalón de demanda.

Tabla 4.12 Despacho de generación sin seguridad e importación del área local (FPO)

Escalón de demanda del área local	Dem100	Dem095	Dem090	Dem085	Dem080
	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
Costo térmico	5783	5504	5506	5252	5128
Costo total	5783	5504	5506	5252	5128
Penalizaciones	0	0	0	0	0
FPO (sin seguridad)					
Potencia activa de generadores	Barra	MW	MW	MW	MW
Despacho de base en el resto del SEIN 92					
Hidroeléctrica		4474	4474	4474	4474
Térmica a Gas Natural y de Biomasa		769	769	769	769
RER Eólica		249	249	249	249
RER Solar		0	0	0	0
Despacho térmico en el resto del SEIN 92 incluida en el problema de FPO					
ChilcaREP 220	1	640	523	627	457
Ventanilla 220	22	450	450	450	450
Santa Rosa 220	39	200	200	175	200
ChilcaCTM 500	41	400	500	387	500
Aguaytia 220	47	25	11	13	13
Despacho de base en el área local					
Piura 60	91	55	55	55	55
Parinas 220	70	30	30	30	30
Despacho de las unidades de generación por seguridad en el área local					
Generación candidata a RMR (total) =====>		0	0	0	0
Talara 220	2	0	0	0	0
Reque 220	89	0	0	0	0
Generación candidata a Ficticia (total) =====>		0	0	0	0
Zorritos 220	24	0	0	0	0
Piura 220	3	0	0	0	0
La Nina 220	4	0	0	0	0
Chiclayo 220	6	0	0	0	0
Importación del área local → Envío		497	467	437	408
Importación del área local → Recepción		492	463	433	404

Cabe resaltar que el despacho de generación obtenido en cada escalón representativo de demanda satisface las restricciones de operación consideradas en la formulación del FPO, debido a que las penalidades (costos) por violación a las restricciones de operación en condición N son nulas.

4.2.2.2. Despacho de la generación RMR y SIL

De acuerdo con la metodología propuesta para determinar el despacho de las unidades de generación RMR (Etapa 1), en el problema de FPORS se han considerado las unidades candidatas a RMR, así como las contingencias seleccionadas para resolver en esta etapa. En la Tabla 4.13, para cada escalón representativo de demanda, se muestran los resultados obtenidos de despacho de generación, así como la importación del área local, que en este caso sería el límite de importación simultánea **SIL^{RMR}**.

Tabla 4.13 Despacho de generación incluyendo candidatas RMR solución del FPORS

Escalón de demanda del área local	Dem100	Dem095	Dem090	Dem085	Dem080
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Costo térmico	8481	7986	7228	6553	6091
Costo total	8481	7986	7228	6553	6091
Penalizaciones	0	0	0	0	0
FPORS (Despacho de generación incluyendo candidatas RMR)					
Potencia activa de generadores	Barra	MW	MW	MW	MW
Despacho de base en el resto del SEIN 92					
Hidroeléctrica		4474	4474	4474	4474
Térmica a Gas Natural y de Biomasa		769	769	769	769
RER Eólica		249	249	249	249
RER Solar		0	0	0	0
Despacho térmico en el resto del SEIN 92 incluida en el problema de FPO					
ChilcaREP 220	1	476	603	493	423
Ventanilla 220	22	399	399	400	441
Santa Rosa 220	39	200	177	174	199
ChilcaCTM 500	41	497	396	497	491
Aguaytia 220	47	25	12	11	13
Despacho de base en el área local					
Piura 60	91	55	55	55	55
Parinas 220	70	30	30	30	30
Despacho de las unidades de generación por seguridad en el área local					
Generación candidata a RMR (total) =====>		106	89	69	50
Talara 220	2	106	89	69	49
Reque 220	89	0	0	0	0
Generación candidata a Ficticia (total) =====>		0	0	0	0
Zorritos 220	24	0	0	0	0
Piura 220	3	0	0	0	0
La Nina 220	4	0	0	0	0
Chiclayo 220	6	0	0	0	0
SIL (RMR) → Envío		385	374	365	356
SIL (RMR) → Recepción		382	371	362	353

Como principal resultado se observa que para mantener la seguridad en el área local ante las contingencias consideradas en la Etapa 1, solo se requiere la generación candidata a RMR ubicada en Talara. Por lo tanto, esta central sería seleccionada para establecer un acuerdo RMR.

Asimismo, de la Tabla 4.13 cabe resaltar los siguientes resultados:

- El valor nulo de las penalizaciones indica que el despacho de la generación RMR satisface los criterios de confiabilidad en el área local.
- La generación RMR se requiere desde el escalón de 80% hasta el de 100%, en los cuales se ha obtenido un despacho de 35 MW y de hasta 106 MW, respectivamente.
- Para un escalón de demanda de 75% aún podría ser necesario la generación RMR, pero este requerimiento sería a lo menos igual a la potencia mínima de la central (25 MW), razón por la cual solo se ha evaluado hasta el escalón Dem080.
- El SIL^{RMR} es menor a la importación del área local sin considerar seguridad, debido al despacho requerido de la generación candidata a RMR para mantener la seguridad ante las contingencias de la Etapa 1.

De manera ilustrativa en la Figura 4.10 se muestra la evolución del SIL^{RMR} , el cual se compara con el flujo total importado del área local sin considerar seguridad. La diferencia entre estas sería equivalente de forma estimada a la generación RMR total requerida en cada escalón representativo de demanda de la curva de duración de carga para mantener la seguridad del área local.

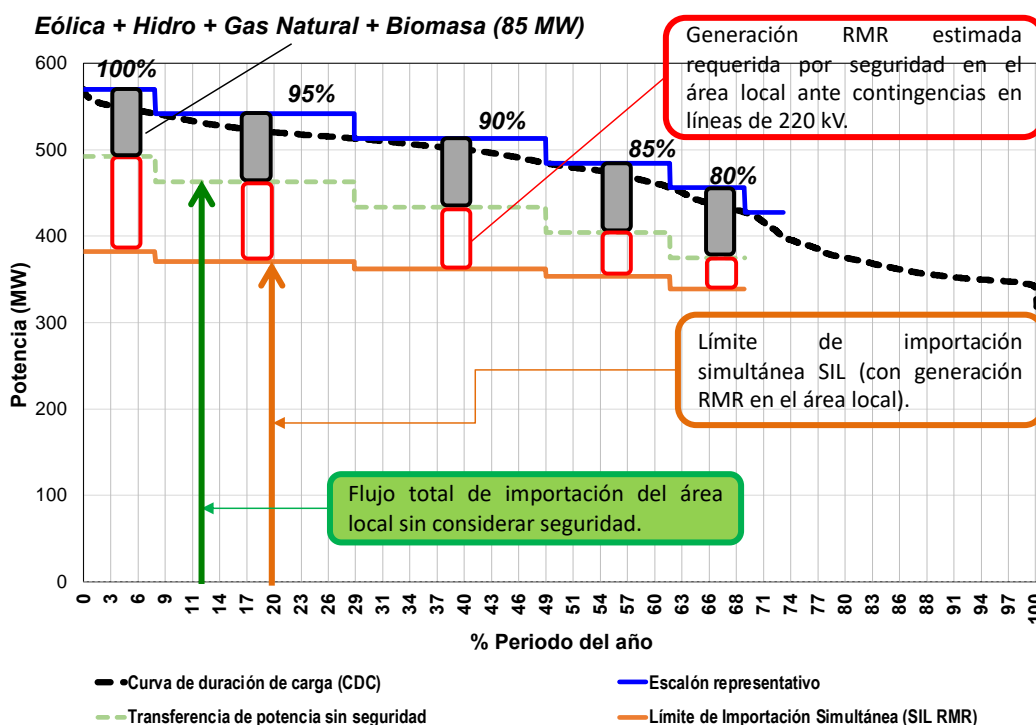


Figura 4.10 Variación del SIL considerando el despacho RMR

4.2.2.3. Despacho de la generación ficticia y SIL

Se ha aplicado la metodología propuesta para determinar el despacho de la generación ficticia (Etapa 2). En la Tabla 4.14, para cada escalón representativo de demanda, se muestran los resultados obtenidos de despacho de generación, así como la importación del área local, que en este caso sería el límite de importación simultánea $SIL^{RMR+ficticia}$.

Cabe remarcar que, de acuerdo con la metodología propuesta para determinar el despacho de la generación ficticia, el despacho de la generación RMR seleccionada (cuyo aporte se ha determinado en la Etapa 1) debe mantenerse constante. Asimismo, en el problema de FPORS se ha considerado la generación candidatas a ficticia, y se ha adicionado a las contingencias resueltas en la Etapa 1, la única contingencia considerada para resolver en la Etapa 2 (salida de la LT 500 kV Trujillo – La Niña).

Tabla 4.14 Despacho de generación incluyendo candidatas RMR y ficticias (FPORS)

Escalón de demanda del área local	Dem100	Dem095	Dem090	Dem085	Dem080
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Costo térmico	120893	78221	63421	44019	6104
Costo total	120893	78221	63421	44034	6131
Penalizaciones	0	0	0	15	26
FPORS (Despacho de generación incluyendo candidatas RMR y Ficticias)					
Potencia activa de generadores	Barra	MW	MW	MW	MW
Despacho de base en el resto del SEIN 92					
Hidroeléctrica		4474	4474	4474	4474
Térmica a Gas Natural y de Biomasa		769	769	769	769
RER Eólica		249	249	249	249
RER Solar		0	0	0	0
Despacho térmico en el resto del SEIN 92 incluida en el problema de FPO					
ChilcaREP 220	1	454	591	484	416
Ventanilla 220	22	400	399	400	441
Santa Rosa 220	39	200	178	175	199
ChilcaCTM 500	41	497	396	498	497
Aguaytia 220	47	25	11	11	13
Despacho de base en el área local					
Piura 60	91	55	55	55	55
Parinas 220	70	30	30	30	30
Despacho de las unidades de generación por seguridad en el área local					
Generación candidata a RMR (total) =====>		106	88	68	49
Talara 220	2	106	88	68	49
Reque 220	89	0	0	0	0
Generación candidata a Ficticia (total) =====>		19	12	9	6
Zorritos 220	24	13	5	3	3
Piura 220	3	6	6	6	3
La Nina 220	4	0	0	0	0
Chiclayo 220	6	0	0	0	0
SIL (RMR + ficticia) → Envío		366	362	356	350
SIL (RMR + ficticia) → Recepción		363	359	353	347

Como principal resultado se observa que para mantener la seguridad en el área local ante la contingencia en la LT 500 kV Trujillo – La Niña, adicionalmente a la generación RMR determinada en la Etapa 1, solo se requiere la generación ficticia ubicada en las barras Zorritos y Piura.

Asimismo, de la Tabla 4.14 cabe resaltar los siguientes resultados:

- El valor nulo de las penalidades indica que el despacho de la generación RMR y ficticia satisface los requerimientos de confiabilidad en el área local.
- La generación ficticia se requiere desde el escalón de 85% hasta el de 100%, cuyos resultados de despacho son de 6 MW y de 19 MW, respectivamente.
- El $SIL^{RMR+ficticia}$ es menor al SIL^{RMR} , pero en el escalón de 80% se igualan debido a que no se requiere generación ficticia.

De manera ilustrativa en la Figura 4.11 se muestra la evolución del $SIL^{RMR+ficticia}$, el cual se compara con la importación del área local sin considerar seguridad. La diferencia

entre estas sería equivalente de forma estimada a la generación total RMR y ficticia requerida en cada escalón de demanda para mantener la seguridad del área local.

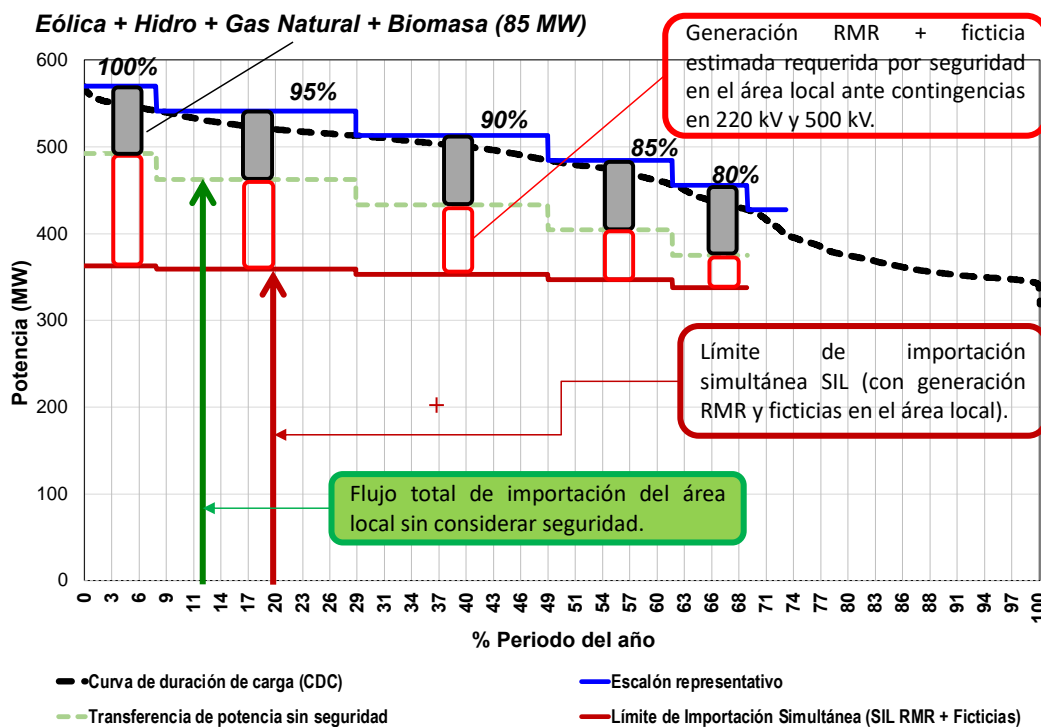


Figura 4.11 Variación del SIL considerando el despacho RMR y ficticias

4.3. Contrastación de la Hipótesis

Para contrastar la hipótesis planteada en el capítulo 1, el despacho de la generación Reliability Must-Run (RMR) y de la generación ficticia (rechazo óptimo de carga) obtenido de la metodología propuesta basada en el método de optimización con algoritmos genéticos para resolver el problema de FPORS, debería cumplir en cada sistema eléctrico de potencia con los criterios de confiabilidad requeridos, como:

- Límites de la generación requerida por seguridad (operación dentro de la banda de potencia reactiva).
- Condiciones normales de operación (tensión en barras y carga en líneas).
- Condiciones de operación en contingencias (tensión en barras y carga en líneas).

4.3.1. Operación dentro de los límites de la generación RMR y ficticia

4.3.1.1. Generación RMR y ficticia en el área local del sistema IEEE 30 barras

Tal como se muestra en la Tabla 4.15 y en la Tabla 4.16, para el aporte de potencia reactiva (MVar) de la generación RMR y de la generación ficticia, respectivamente, este se

encuentra dentro de la banda de potencia reactiva establecida por los factores de potencia:

- Para la generación RMR: [fp. iny. - fp. abs.] = [0.70 – 0.90].
- Para la generación ficticia: [fp. iny. - fp. abs.] = [0.95 – 0.95].

Tabla 4.15 Despacho de potencia activa y reactiva de la generación RMR

Escalón representativo de demanda del área local	Dem100		Dem095		Dem090		Dem085		Dem080		Dem075	
Despacho de candidatas RMR (solución del FPORS)	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
CT bus_8	16	15	12	12	9	10	4	4	3	3	0	0
CT bus_13	12	-2	6	-3	3	-2	6	6	3	-2	0	0

Tabla 4.16 Despacho de potencia activa y reactiva de la generación ficticia

Escalón representativo de demanda del área local	Dem100		Dem095		Dem090		Dem085		Dem080		Dem075	
Despacho de candidatas ficticias (solución del FPORS)	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
CT bus_20	5	2	5	2	3	1	2	1	0	0	0	0
CT bus_30	5	-1	3	-1	3	1	0	0	0	0	0	0

4.3.1.2. Generación en el área local del sistema SEIN 92 barras

Tal como se muestra en la Tabla 4.17 y en la Tabla 4.18, para el aporte de potencia reactiva (MVAr) de la generación RMR y de la generación ficticia, respectivamente, éste se encuentra dentro de la banda de potencia reactiva establecida por los factores de potencia: [fp. iny. - fp. abs.] = [0.95 - 0.99].

Tabla 4.17 Despacho de potencia activa y reactiva de la generación RMR

Escalón de demanda del área local	Dem100		Dem095		Dem090		Dem085		Dem080	
Despacho de candidatas RMR (solución del FPORS)	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
Talara 220	106	-4	89	-5	69	-8	49	-7	35	-5

Tabla 4.18 Despacho de potencia activa y reactiva de la generación ficticia

Escalón de demanda del área local	Dem100		Dem095		Dem090		Dem085		Dem080	
Despacho de candidatas ficticias (solución del FPORS)	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
Zorritos 220	13	4	5	2	3	1	3	1	0	0
Piura 220	6	2	6	2	6	2	3	1	0	0

4.3.2. Condiciones normales de operación en el área local del sistema de potencia

El despacho determinado de generación RMR y ficticia (barra y magnitud) ha permitido que en el área local de cada sistema se cumplan los criterios de tensión en barras ($V_{min} - V_{max}$) = [0.95 – 1.05] p.u.), tal como se muestra en la Figura 4.12 y en la Figura 4.13.

4.3.2.1. Tensiones en barras del área local del sistema IEEE 30 barras modificado

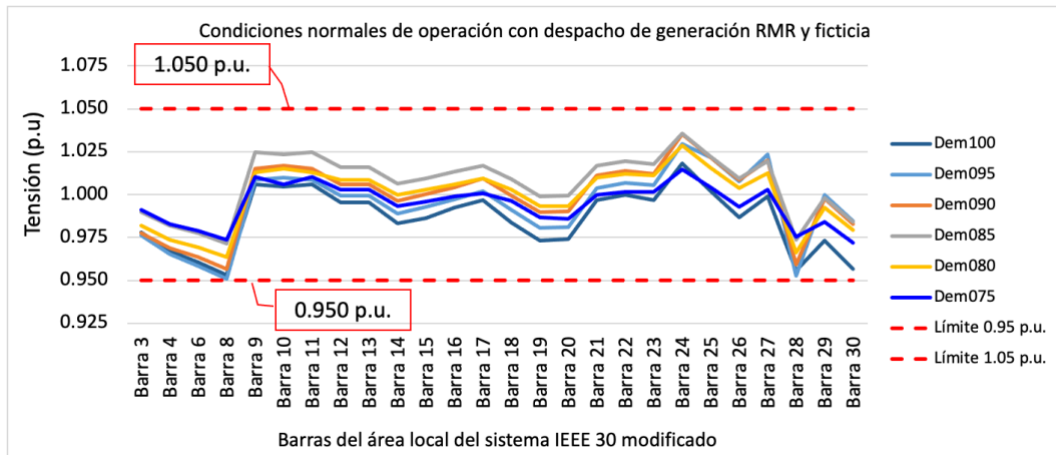


Figura 4.12 Tensión en barras considerando la generación RMR y ficticia, IEEE30

4.3.2.2. Tensiones en barras del área local del sistema SEIN 92 barras

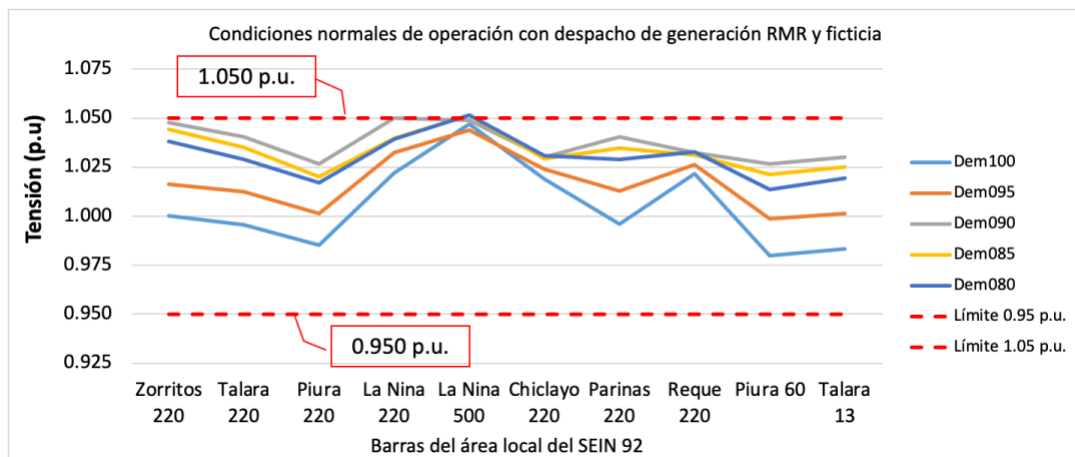


Figura 4.13 Tensión en barras considerando la generación RMR y ficticias, SEIN 92

Asimismo, cabe resaltar que se verifica el cumplimiento del criterio de carga máxima en líneas, es decir la carga en ninguna línea supera el 100%.

4.3.3. Condiciones ante contingencias en el área local del sistema de potencia

Cada uno de los resultados para la tensión en barras y de carga en líneas, en condiciones normales de operación considerando el despacho de la generación RMR y ficticia, esta en función de las etapas consideradas para determinar este despacho de generación para mantener la seguridad en el área local de cada sistema de potencia, por lo que el resultado integral de generación RMR y ficticia debe cumplir con los criterios de confiabilidad ante la ocurrencia de las contingencias identificadas para cada área local.

Se verifica que en el área local de cada sistema de potencia se cumple los criterios de tensión en barras ($[V_{min} - V_{max}] = [0.90 - 1.10]$ p.u.), y de carga máxima de 120% en líneas, tal como se muestra en la Tabla 4.19 y en la Tabla 4.20.

4.3.3.1. Área local del sistema IEEE 30 barras modificado

Tabla 4.19 Cumplimiento de restricciones de tensión ante contingencias considerando la generación RMR y ficticias en el sistema IEEE 30 barras modificado

Escalón de demanda	Configuración de la contingencia	Elemento limitante o restrictivo	V (p.u.)	V Límite (p.u.)
100%	F/S Línea 28-27	Tensión en la Barra 30	0.91	0.90
95%	F/S Línea 28-27	Tensión en la Barra 30	0.92	0.90
90%	F/S Línea 28-27	Tensión en la Barra 30	0.91	0.90
85%	F/S Línea 28-27	Tensión en la Barra 30	0.91	0.90
80%	F/S Línea 28-27	Tensión en la Barra 30	0.90	0.90

F/S: Fuera de servicio por contingencia.

4.3.3.2. Área local del SEIN 92 barras

Tabla 4.20 Cumplimiento de restricciones de tensión ante contingencias considerando la generación RMR y ficticias en el SEIN92

Escalón de demanda	Configuración de la contingencia	Elemento limitante o restrictivo	V (p.u.)	V Límite (p.u.)
100%	F/S LT 500 kV Trujillo - La Niña	Tensión en la barra Piura 60	0.92	0.90
95%	F/S LT 500 kV Trujillo - La Niña	Tensión en la barra Piura 60	0.91	0.90
90%	F/S LT 500 kV Trujillo - La Niña	Tensión en la barra Piura 60	0.90	0.90
85%	F/S LT 500 kV Trujillo - La Niña	Tensión en la barra Piura 60	0.91	0.90
80%	F/S LT 500 kV Trujillo - La Niña	Tensión en la barra Piura 60	0.90	0.90

F/S: Fuera de servicio por contingencia.

Asimismo, cabe resaltar que se verifica el cumplimiento del criterio de carga máxima en líneas, es decir la carga en ninguna línea supera el 120% ante contingencias.

CONCLUSIONES

1. Los sistemas de potencia escogidos como el sistema de prueba del IEEE de 30 barras (modificado para el presente trabajo) y así como el sistema eléctrico de potencia peruano simplificado a 92 barras, han permitido aplicar la metodología propuesta para determinar el despacho de las unidades de generación para mantener la seguridad en un área local específica de estos.
2. La evaluación de la seguridad, así como el monitoreo del cumplimiento de las restricciones de operación, como la tensión en barras y la carga en líneas, han permitido identificar el área local de análisis, así como la lista de contingencias que ha sido utilizada para determinar el despacho de las unidades de generación que mantienen la seguridad en el área local de cada sistema.
3. La metodología propuesta basada en una metaheurística con algoritmos genéticos para resolver el problema de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad ha permitido incorporar restricciones de la operación real en sistema de potencia como la tensión en barras de carga, al flujo de carga en las líneas y la banda de potencia reactiva.
4. Para determinar el despacho de generación que mantiene la seguridad en el área local de análisis ha sido útil el monitoreo del cumplimiento de las restricciones de operación en condiciones normales (N) y en condiciones de contingencias (N-k) a través del costo por transgresión a las restricciones de operación (penalidades) modeladas en el problema de FPORS.
5. La aplicación de la metodología propuesta ha permitido determinar el despacho de la generación RMR y de la generación ficticia para mantener la seguridad en el área local identificada de los sistemas de potencia elegidos.
6. La importación de potencia de un área local considerando restricciones de seguridad para cumplir con sus requerimientos de demanda en cada escalón de su curva de duración de carga se complementa con el despacho determinado de la generación RMR y de la generación ficticia.

RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

1. Dado que el despacho de generación ficticia (rechazo óptimo de carga) es una medida que restringe la carga en zonas específicas donde no hay otra solución para mantener la seguridad del sistema de potencia, se podría proponer otras alternativas como ubicación de compensación reactiva para atender el problema de transgresiones de tensión en barras ante contingencias.
2. El método de optimización basado en una metaheurística con AG podría ser mejorado para incorporar variables de decisión que modelen el ingreso o la salida de unidades de generación candidatas a RMR o ficticias dentro del problema de FPORS, cuando se las requiera o cuando no se las requiera, respectivamente.
3. Las etapas 1 y 2 utilizadas para determinar la generación RMR y la generación ficticia respectivamente, podrían ser unificadas, para determinar en una sola etapa la generación RMR y la generación ficticia. En la metodología propuesta se realizó en 2 etapas debido a la magnitud del problema de FPO al considerar restricciones de seguridad y al empleo de un motor de simulación de flujo de potencia en corriente alterna.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Arizona Public Services** (2012). Reliability Must-Run 2012-2021 of the APS-Transmission Planning.
- [2] **Bakirtzis, A., Biskas, P., Zoumas, Ch., Petridis, V.** (2002). Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, no. 2, pp. 229-236.
- [3] **California ISO** (2003). 2004 Reliability Must-Run Technical Study of the ISO-Controlled Grid.
- [4] **California ISO** (2020). Operating Procedure N° 1210 “Day – Ahead Market”.
- [5] **California ISO** (2020). Operating Procedure N° 2310 “Real-Time Reliability Must Run Unit Commitment and Dispatch.
- [6] **Capitanescut, F., Glavic, M., Ernst, D., Wehenkel, L.** (2006). Applications of security-constrained optimal power flows. Modern Electric Power Systems Symposium (MEPS06) Conference.
- [7] **COES** (2015). Procedimiento Técnico N° 8 del Comité de Operación Económica del Sistema “Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN”.
- [8] **COES** (2017). Procedimiento Técnico N° 15 del Comité de Operación Económica del Sistema “Valorización de las Transferencias de Energía Reactiva”.
- [9] **COES** (2018). Procedimiento Técnico N° 42 del Comité de Operación Económica del Sistema “Régimen Aplicable a las Centrales de Reserva Fría del Generación”.
- [10] **Didsayabutra, P., Lee, W., Eua-Arponr, B.** (2002). Defining the Must-Run and Must-Take Units in a Deregulated Market. IEEE Transactions on Industry Applications.
- [11] **Dommel, H., Tinney, W.** (1968). Optimal Power Flow Solutions. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-87, no. 10, pp. 1866-1876.

- [12] **Dong, F., Huang, L., P. Lam, B., Xu, X.** (2012). Practical applications of preventive security constrained optimal power flow. IEEE Power and Energy Society General Meeting.
- [13] **Dy Liacco, T.** (1967). The Adaptive Reliability Control System. IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol. PAS-86, no. 5, pp. 517-531.
- [14] **Dy Liacco, T.** (1974). Real-Time Computer Control of Power Systems. Proceedings of the IEEE, July 1974.
- [15] **Ejebe, G., Wollenberg, B.** (1979). Automatic Contingency Selection. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-98, no. 1, pp. 97-109.
- [16] **ERCOT.** (2016). ERCOT Nodal Protocols, Section 3.14: Contracts for Reliability Resources and Emergency Response Service Resources.
- [17] **ERCOT.** (2016). Reliability Must-Run Procedures. Recuperado de: http://www.ercot.com/content/wcm/lists/89476/OnePager_RMR_May2016_FINAL.pdf.
- [18] **FERC.** (2019). Order Accepting Tariff Revisions. Recuperado de: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/20190927191222-ER19-1641-001.pdf>.
- [19] **Giberson, M.** (2017). Integrating Reliability Must-Run practices into Wholesale Electricity Markets. R Street Policy Study N°. 114. Recuperado de: <https://www.rstreet.org/wp-content/uploads/2018/04/114-1.pdf>.
- [20] **Goldberg, D.** (2009). Genetic Algorithms in search, optimization, and Machine Learning. Addison-Wesley publishing company, Inc.
- [21] **Gómez-Expósito, A., Conejo, A., Canizares, C.** (2009). Electric Energy Systems Analysis and Operation. Taylor & Francis Group LCC. Burgos. Spain.
- [22] **IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions** (2004). Definition and Classification of Power System Stability. IEEE Transaction on Power Systems.
- [23] **Jizhong Zhu, Ph. D.** (2009). Optimization of Power System Operation. John Wiley & Sons, Inc. New Jersey. US.

- [24] **Jurewitz, J., and Walther, R.** (1997). Must-Run Generation: Can We Mix Regulation and Competition Successfully? *The Electricity Journal*. v. 10, no. 10, pp.44-55, 1997.
- [25] **NERC** (2018). Generation Retirement Assessment, Special Reliability Assessment.
- [26] **Normas Legales.** (1993). Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Electricas.
- [27] **Schilling, M., Do Coutto Filho, A., Leite da Silva, M., Billinton, R., Allan, R.** (1995). An integrated approach to power system reliability assessment. *Electrical Power & Energy Systems*. v. 17, no. 6, pp.381-390, 1995.
- [28] **Shahidehpour, M., Tinney, W., Fu, Y.** (2005). Impact of Security on Power Systems Operation. *Proceedings of the IEEE*, Vol. 93, no. 11, pp. 2013-2025.
- [29] **Sharma, B., Pandit, M.** (2012). Security Constrained Optimal Power Flow employing Particle Swarm Optimization. *IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and computer science*.
- [30] **Stott, B., Alsac, O.** (1974). Optimal Load Flow with Steady-State Security. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. Pas-93, no. 3, pp. 745-751.
- [31] **Stott, B., Alsac, O., Monticelli, A.** (1987). Security Analysis and Optimization. *Proceedings of the IEEE*, Vol. 75, no. 12, pp. 1623-1644.
- [32] **Wang, Z., Marti, J., Zuo, Ch.** (2017). On-line Loading Limit Monitoring and Reliability Must-Run Development Using Artificial Neural Networks. *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*.
- [33] **Zhong, J., Bhattacharya, K.** (2002). Reactive Power Management in Deregulated Electricity Markets – A Review. *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings*.

ANEXOS

A.1. Esquema del método de Algoritmos Genéticos (AG) utilizado

En el acápite 2.5.2 se ha presentado un esquema simple del método de AG con el fin de mostrar de forma resumida el método. En el presente Anexo se presenta el esquema implementado para resolver el problema de FPO y FPORS, el cual consiste en un esquema mejorado del AG que incluye operadores adicionales como: Elitismo, Hill-Climbing, Gene-Swap y Gene-Cross-Swap [2].

En la siguiente figura se muestra el esquema utilizado en el presente trabajo, el cual comprende una serie de operaciones y cálculos que se han realizado en cada generación (gen) o iteraciones del AG. A continuación, se hace también una descripción de sus principales elementos.

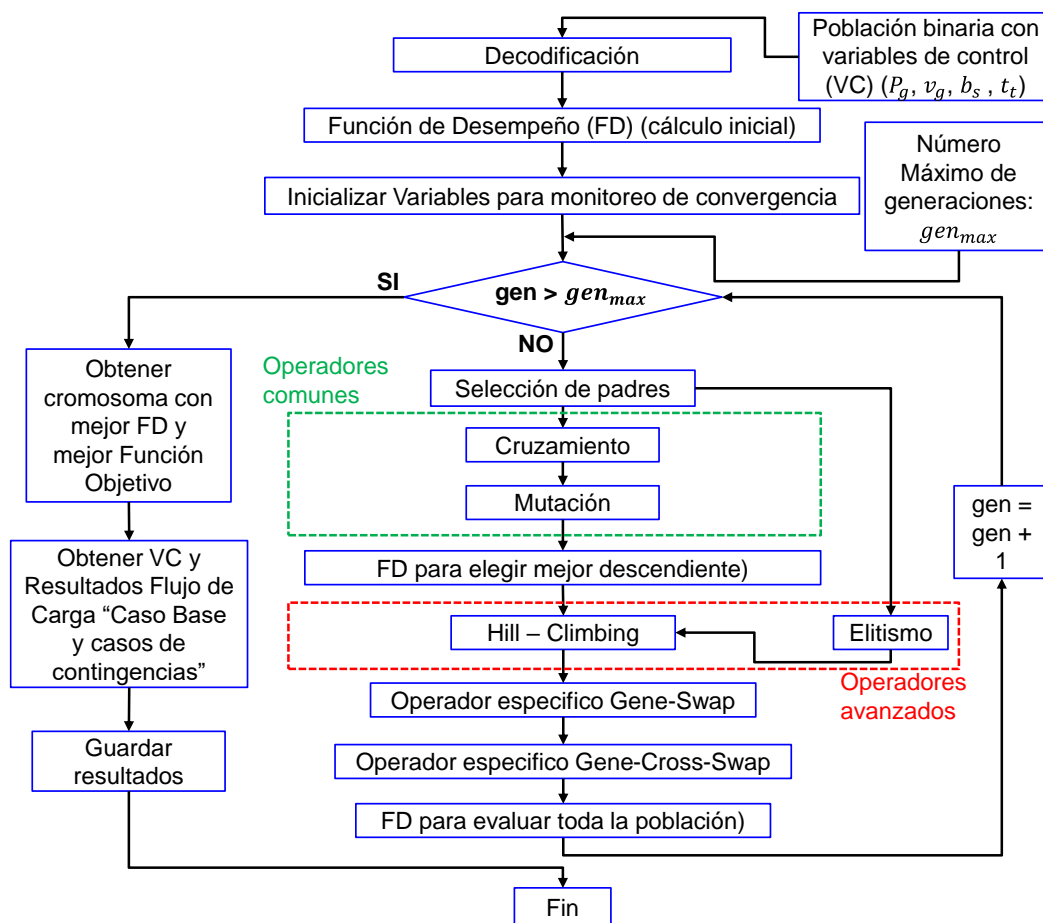


Figura A.1. 1 Esquema de AG mejorado implementado en MATLAB

A.1.1. Representación binaria de las variables de control en un cromosoma

La longitud de cada cromosoma es igual a la suma de las longitudes (cantidad de bits) con las que se representa a cada variable de control dentro de la estructura del cromosoma. El número de bits dependerá de la variable de control (VC), de la precisión deseada (número de decimales), y de su tipo (continua o discreta).

En la siguiente figura se muestra en detalle la formación de un cromosoma a partir de la concatenación binaria de los diferentes conjuntos de VC del problema de optimización. Cada conjunto de VC se caracteriza por su número de elementos que la conforma y por el tipo (continuas o discretas). Como ejemplo se muestra la representación binaria de un cromosoma formada por 4 conjuntos de VC. Asimismo, se indica la representación binaria de la primera VC de cada uno de estos 4 conjuntos de VC.

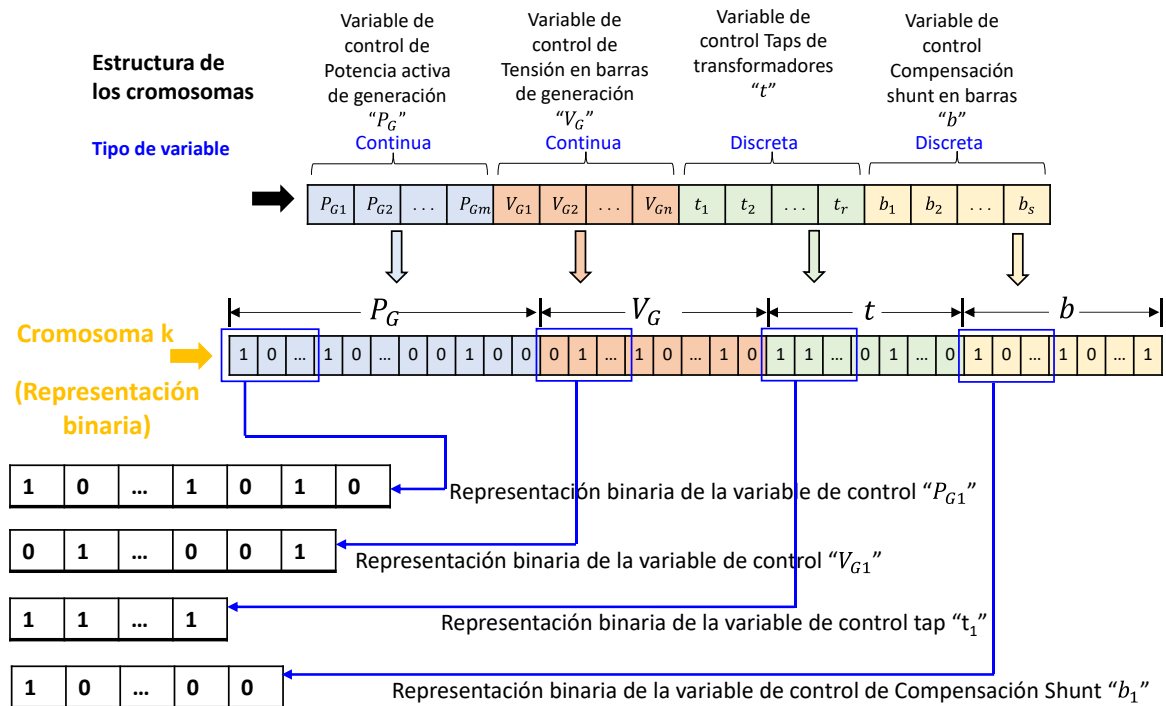


Figura A.1. 2 Representación binaria de un cromosoma

En la representación binaria del cromosoma mostrado se ha considerado: "m" VC del conjunto potencia activa de generación, "n" VC del conjunto tensión en barras de generación, "r" VC del conjunto taps de transformadores, y "s" VC del conjunto compensación shunt en barras.

A.1.2. Representación de una población aleatoria de cromosomas

La creación de la población de cromosomas realizada en representación binaria es uno de los procesos iniciales del método de Algoritmos Genéticos. En la siguiente figura se

muestra una población de cromosomas de longitud definida ("N" cromosomas), creada de manera aleatoria en representación binaria.

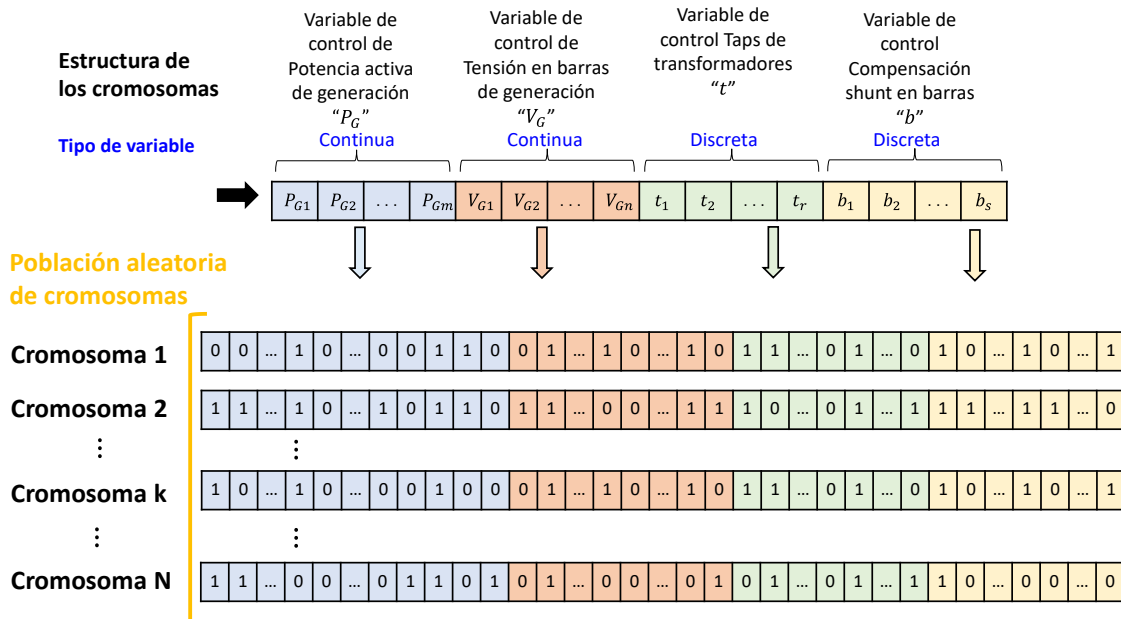


Figura A.1. 3 Población de cromosomas creados aleatoriamente

A.1.3. Proceso de decodificación de la población de cromosomas

Una de las operaciones fundamentales que se realiza en el método de AG es la decodificación de la representación binaria de los cromosomas con el fin de llevar a cabo la evaluación de la calidad de los cromosomas en la solución del problema; acción que se realiza a través de la función de desempeño definida en el acápite 2.5.4.

La operación de "decodificación" consiste en convertir a números reales las variables de control representadas como cadenas de bits en el cromosoma.

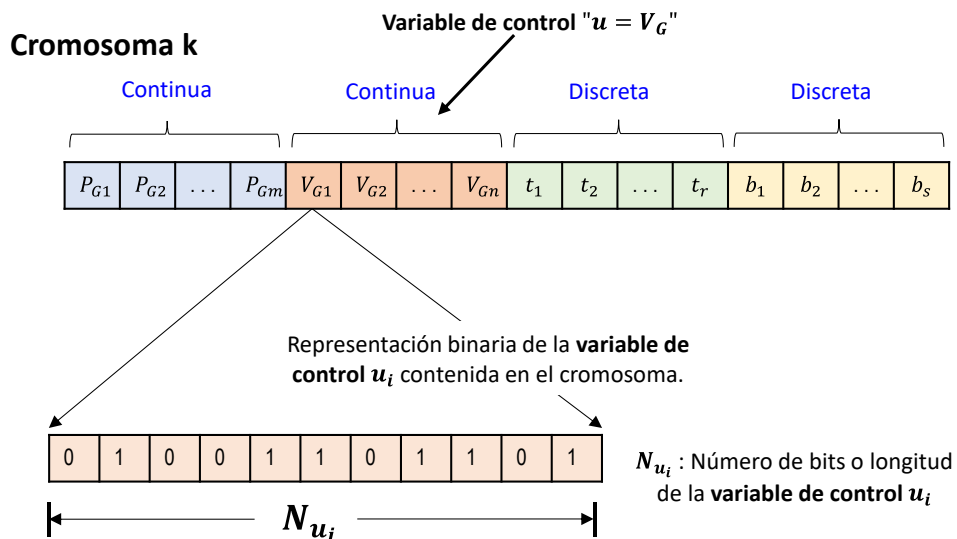


Figura A.1. 4 Variable de control representada como cadena de bits

En la figura anterior se muestra la unidad de cromosoma formada por los 4 conjuntos de VC: 1) Potencia de generación “ P_G ”, 2) Tensión de generación “ V_G ”, 3) Taps de transformadores “ t ”, y 4) Compensación Shunt “ b ”. Asumiendo que N_{u_i} es el número de bits de la variable de control u_i , la decodificación de un cromosoma a las variables físicas reales del problema se ha realizado siguiendo [2]:

Las variables de control continuas (números reales), que pueden tomar valores que varían en el intervalo de $[u_i^{min}, u_i^{max}]$, estas se decodifican de la siguiente forma:

$$u_i = u_i^{min} + (u_i^{max} - u_i^{min}) \cdot \frac{k}{2^{N_{u_i}-1}} \quad (\text{A.1.1})$$

Las variables de control discretas toman M valores: $u_i^1, u_i^2, u_i^3, \dots, u_i^M$, estas se decodifican de la siguiente forma:

$$u_i = u_i^m \text{ con } m = \text{int} \left[\frac{M}{2^{N_{u_i}}} \cdot k + 1.5 \right] \quad (\text{A.1.2})$$

y

$$\log_2 M \leq N_{u_i} \leq \log_2 M + 1 \quad (\text{A.1.3})$$

Donde k es el número decimal para el cual el número binario en un gene es decodificado y N_{u_i} es la longitud del gene (número de bits) usado para codificar la variable de control u_i .

A.1.4. Operadores básicos del AG

Selección de padres

Esta operación permite seleccionar a los cromosomas o individuos (padres) de una población para formar nuevos cromosomas (hijos). La selección de los padres es un procedimiento simple que se da en base al valor de su función de desempeño. Las soluciones con mayor valor de desempeño tienen una alta probabilidad de contribuir con nuevos descendientes para la próxima generación.

El esquema de selección usado es el de “Rueda de la Ruleta”. Este esquema consiste en dividir una ruleta en sectores circulares proporcionales al valor de la función de desempeño “ FD ” de cada cromosoma, es decir, en cada generación, este método utiliza una distribución de probabilidad, donde la probabilidad de la selección de un cromosoma es directamente proporcional a su desempeño. La suma del desempeño de los cromosomas S_T se emplea para calcular el peso del desempeño del cromosoma k .

La primera etapa de este esquema consiste en construir una circunferencia con sectores circulares proporcionales a los pesos, tal como se muestra en la siguiente figura.

$$FD_k = \text{Función de desempeño del cromosoma } k \quad (\text{A.1.4})$$

$$S_T = \sum_{k=1}^{NC} FD_k, NC: \text{número de cromosomas} \quad (\text{A.1.5})$$

$$X_k = \frac{FD_k}{S_T} \quad (\text{A.1.6})$$

$$X_1 = \frac{FD_1}{S_T} \quad (\text{A.1.7})$$

$$F_1 = X_1 \quad (\text{A.1.8})$$

$$F_2 = F_1 + X_2 \quad (\text{A.1.9})$$

$$F_k = F_{k-1} + X_k \quad (\text{A.1.10})$$

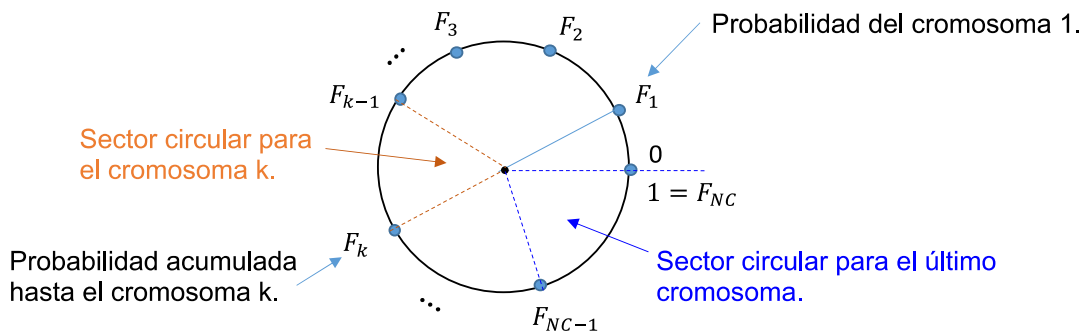


Figura A.1. 5 Esquema de selección por rueda de la ruleta (etapa 1)

En una segunda etapa, se genera números reales aleatorios en el rango de [0; 1], los cuales se ubican en los sectores circulares construidos. Los sectores que contienen un mayor número de datos aleatorios, por lo general, corresponden a cromosomas con mejores funciones de aptitud o desempeño, por lo que serían seleccionados para formar los nuevos cromosomas.

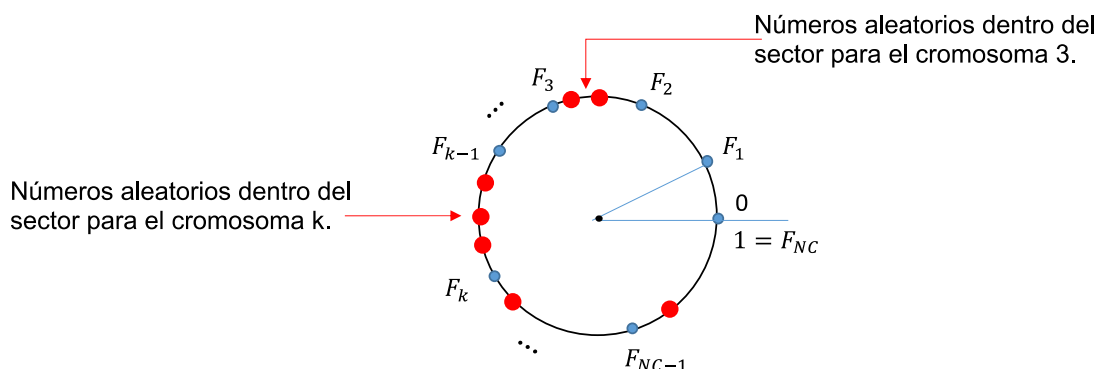


Figura A.1. 6 Esquema de selección por rueda de la ruleta (etapa 2)

Cruzamiento

Los cromosomas escogidos en el proceso de selección deben ser sometidos a la operación de recombinación. Esta operación es extremadamente importante para los AGs, ya que es la responsable del intercambio de información entre los cromosomas escogidos (padres) para formar los nuevos individuos (hijos) en cada generación. También es la operación responsable de la velocidad de convergencia, por lo que generalmente se aplica con una probabilidad que varía entre 60% y 90% [2].

En la literatura hasta ahora se han propuesto muchos esquemas de cruce, como el cruce de único punto, el cruce multipunto, o el cruce uniforme. En el presente trabajo se ha considerado el cruce uniforme, el cual se basa en utilizar una máscara de cruce formada por bits aleatorios de {0; 1}, tal como se describe en la siguiente figura.

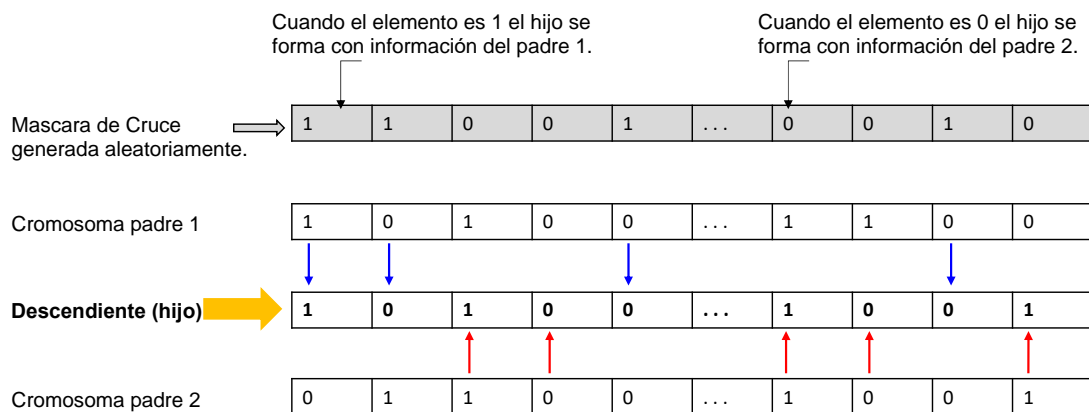


Figura A.1. 7 Esquema de operación de cruce uniforme

Mutación

Es el operador que se encarga de inyectar nueva información a la cadena de cromosomas resultado del cruzamiento. Este operador elige aleatoriamente un bit del cromosoma descendiente e intercambia el valor de 0 a 1 o viceversa, y da nuevas características que no existen en la población de los padres. En la herramienta de optimización con AG elaborada para el presente trabajo se aplica de la forma indicada en la siguiente figura:

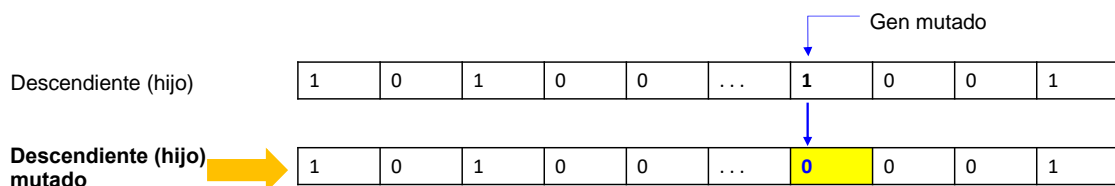


Figura A.1. 8 Esquema de operación de mutación

A.1.5. Operadores avanzados del AG

Elitismo

Este operador asegura que la mejor solución encontrada hasta un cierto momento no se pierda a través de las generaciones. La mejor solución de cada generación reemplaza a un cromosoma seleccionado en la siguiente generación [2].

Hill-Climbing

Este operador se encarga de perturbar una variable de control seleccionada al azar. El cromosoma modificado se acepta si hay un aumento en el valor de la FD; de lo contrario, el cromosoma antiguo permanece sin cambios. Este operador se aplica solo al mejor cromosoma (élite) de cada generación [2].

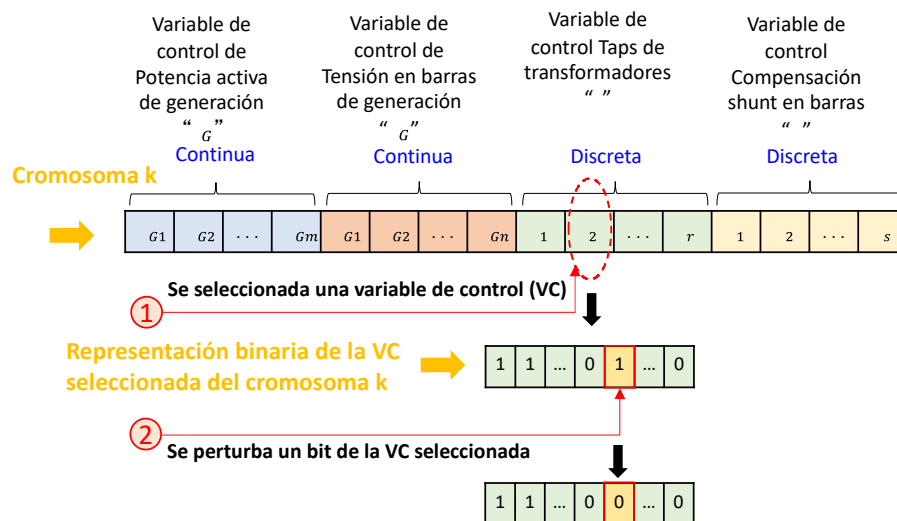


Figura A.1. 9 Operador Hill-Climbing

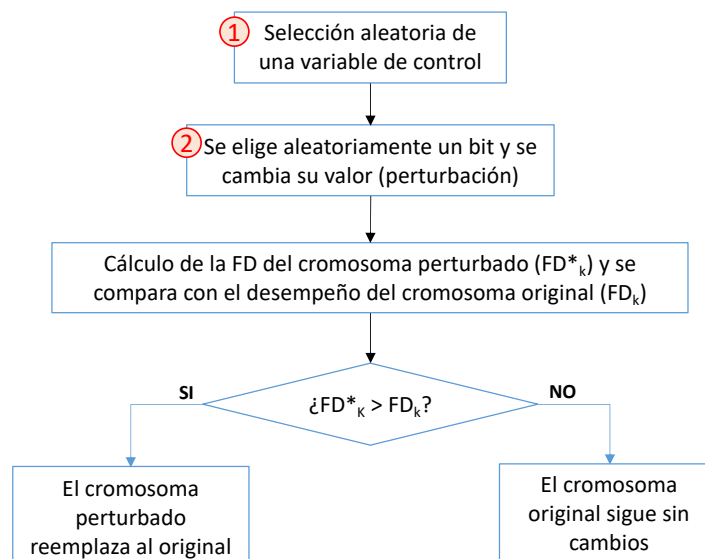


Figura A.1. 10 Lógica del operador Hill-Climbing en una generación

A.1.6. Operadores específicos del AG (opcionales)

Operador Gene-Swap

Este operador selecciona aleatoriamente dos genes (VC) en un cromosoma e intercambia sus valores, tal como se muestra en la siguiente figura.

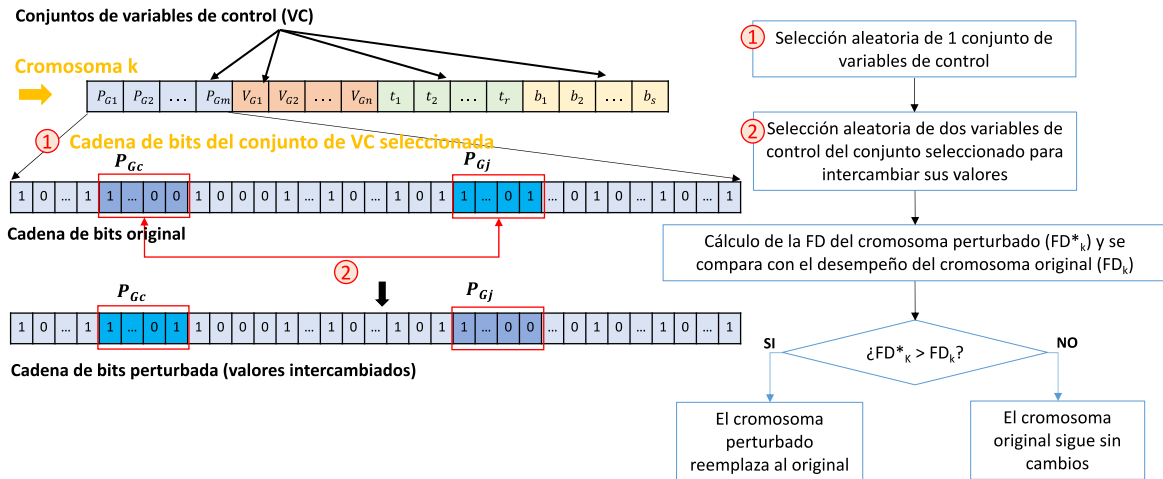


Figura A.1. 11 Lógica del operador Gene-Swap en una generación

Operador Gene-Cross-Swap

Este operador selecciona aleatoriamente dos cromosomas diferentes de la población, y dos variables de control; uno de cada cromosoma seleccionado, e intercambia sus valores tal como se muestra en la siguiente figura.

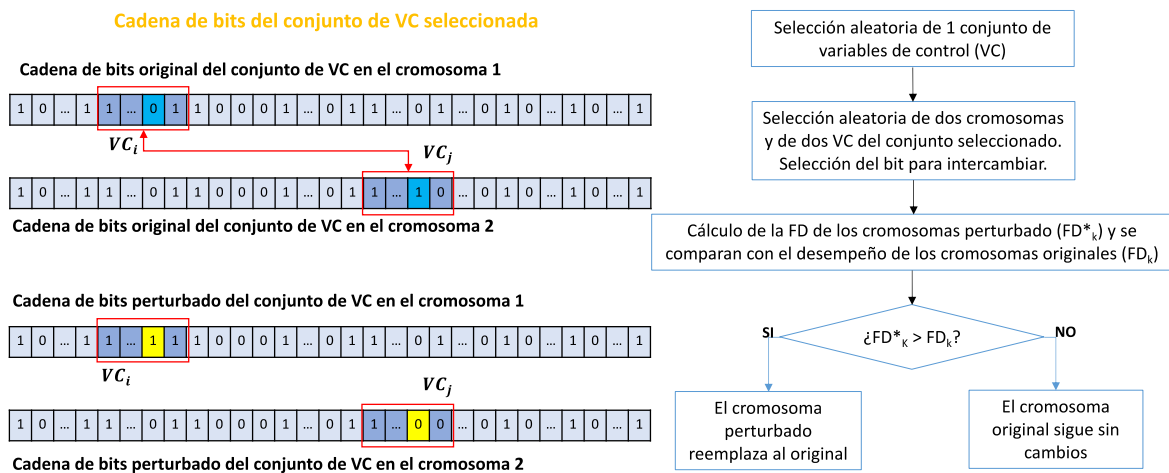


Figura A.1. 12 Lógica del operador Gene-Cross-Swap en una generación

A.1.7. Motor de simulación de flujo de potencia utilizada para determinar el desempeño

Luego de la descripción de las operaciones del método de AG, procedemos a explicar brevemente el funcionamiento de la función de desempeño a través del motor de simulación de flujo de potencia:

1. Se decodifica los cromosomas (cadena de bits) para obtener los valores reales de las VC (magnitudes reales).
2. Se cargan los valores reales de las VC en los datos de entrada para el flujo de carga.
3. Se determina las tensiones en barras, flujo en las líneas, potencia reactiva de generación, y otros resultados.
4. Los resultados del flujo de carga se comparan con las respectivas restricciones y se determinan las transgresiones las cuales se han modelado como funciones de penalidad.
5. Se determina el costo de operación térmico resultado del despacho de generación de las centrales térmicas consideradas como VC.
6. Se calcula la función objetivo y se determina la función de desempeño de cada cromosoma.

A.2. Sistema de potencia de prueba del IEEE 30 barras modificado

A.2.1. Datos para la simulación de flujo de potencia

Diagrama unifilar

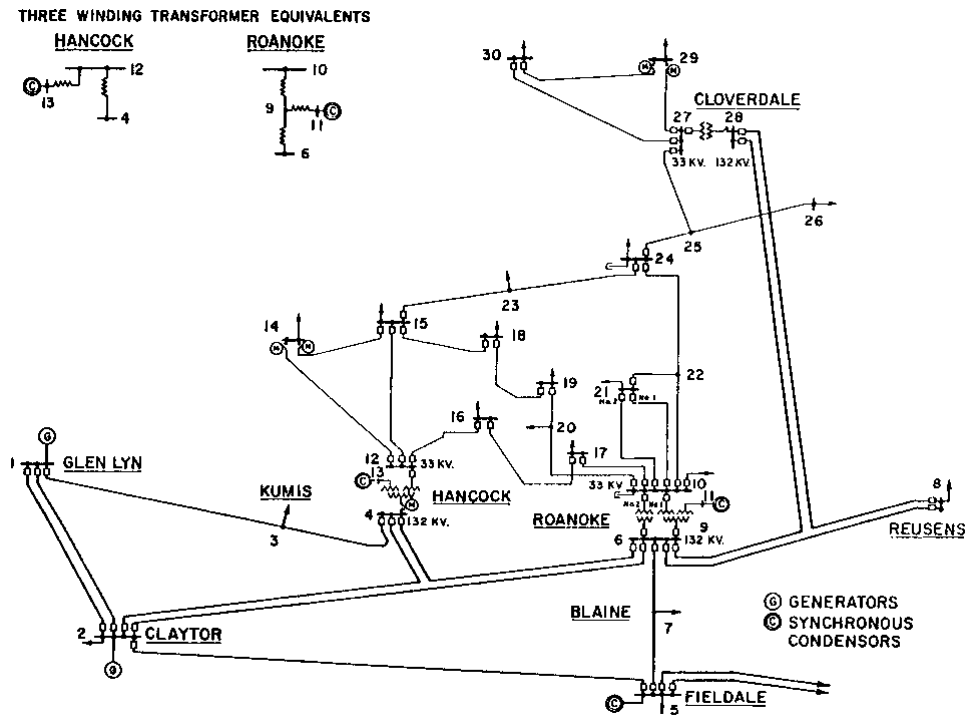


Figura A.2. 1 Sistema de potencia de prueba IEEE 30 barras

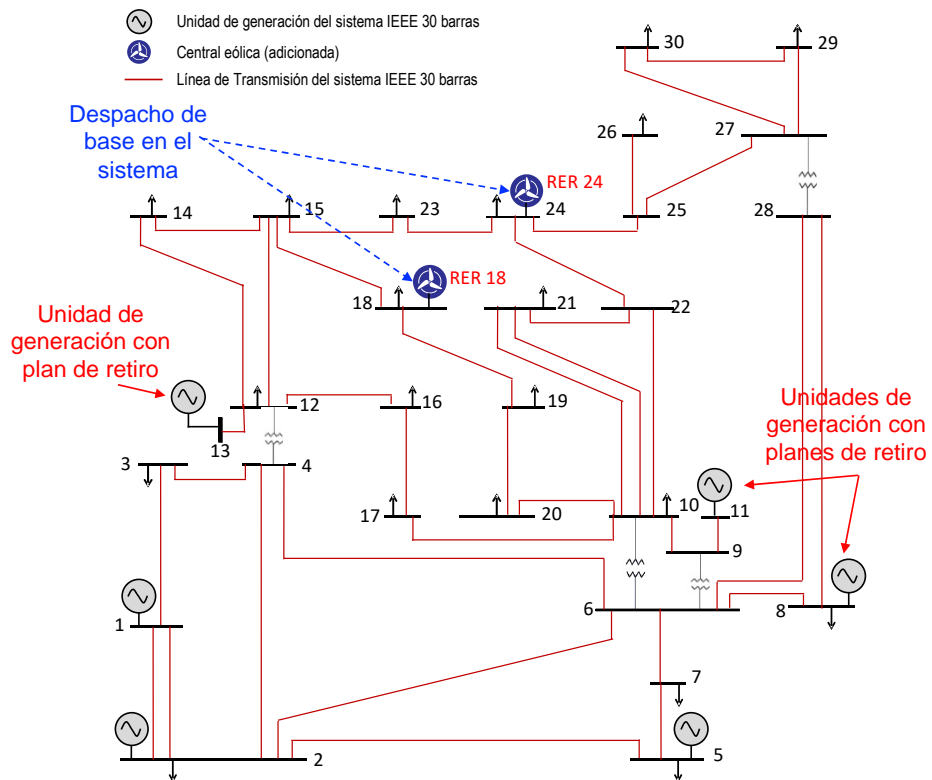


Figura A.2. 2 Sistema de potencia de prueba IEEE 30 barras modificado

Datos de líneas del sistema IEEE de 30 barras modificado

En la siguiente tabla se indica los datos de circuitos (líneas y transformadores) utilizados en el sistema de potencia de prueba IEEE de 30 barras modificado. En la columna “Dato modificado” se especifica el dato que ha sido modificado para el propósito del análisis.

Tabla A.2. 1 Datos de líneas del sistema IEEE 30 barras modificado
(Fuente: Referencia [30])

Nº Línea	Barra 1	Barra 2	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Tap	Capacidad (MW)	Tipo de elemento	Dato modificado
1	1	2	0.0192	0.0575	0.0528	-	130	Línea	---
2	1	3	0.0452	0.1652	0.0408	-	130	Línea	---
3	2	4	0.0570	0.1737	0.0368	-	65	Línea	---
4	3	4	0.0132	0.0379	0.0084	-	130	Línea	---
5	2	5	0.0472	0.1983	0.0418	-	130	Línea	---
6	2	6	0.0581	0.1763	0.0374	-	80	Línea	Capacidad
7	4	6	0.0119	0.0414	0.0090	-	90	Línea	---
8	5	7	0.0460	0.1160	0.0204	-	70	Línea	---
9	6	7	0.0267	0.0820	0.0170	-	130	Línea	---
10	6	8	0.0120	0.0420	0.0090	-	50	Línea	Capacidad
11	6	9	0.0	0.2080	0.0	1.0	65	Transformador	---
12	6	10	0.0	0.5560	0.0	1.0	32	Transformador	---
13	9	11	0.0	0.2080	0.0	-	65	Línea	---
14	9	10	0.0	0.1100	0.0	-	65	Línea	---
15	4	12	0.0	0.2560	0.0	1.0	65	Transformador	---
16	12	13	0.0	0.1400	0.0	-	65	Línea	---
17	12	14	0.1231	0.2559	0.0	-	32	Línea	---
18	12	15	0.0662	0.1304	0.0	-	50	Línea	Capacidad
19	12	16	0.0945	0.1987	0.0	-	32	Línea	---
20	14	15	0.2210	0.1997	0.0	-	16	Línea	---
21	16	17	0.0524	0.1923	0.0	-	16	Línea	---
22	15	18	0.1073	0.2185	0.0	-	16	Línea	---
23	18	19	0.0639	0.1292	0.0	-	20	Línea	Capacidad
24	19	20	0.0340	0.0680	0.0	-	32	Línea	---
25	10	20	0.0936	0.2090	0.0	-	32	Línea	---
26	10	17	0.0324	0.0845	0.0	-	32	Línea	---
27	10	21	0.0348	0.0749	0.0	-	32	Línea	---
28	10	22	0.0727	0.1499	0.0	-	32	Línea	---
29	21	22	0.0116	0.0236	0.0	-	32	Línea	---
30	15	23	0.1000	0.2020	0.0	-	16	Línea	---
31	22	24	0.1150	0.1790	0.0	-	16	Línea	---
32	23	24	0.1320	0.2700	0.0	-	16	Línea	---
33	24	25	0.1885	0.3292	0.0	-	16	Línea	---
34	25	26	0.2544	0.3800	0.0	-	16	Línea	---
35	25	27	0.1093	0.2087	0.0	-	16	Línea	---
36	28	27	0.0	0.3960	0.0	1.0	65	Transformador	---
37	27	29	0.2198	0.4153	0.0	-	16	Línea	---
38	27	30	0.3202	0.6027	0.0	-	16	Línea	---
39	29	30	0.2399	0.4533	0.0	-	16	Línea	---
40	8	28	0.0636	0.2000	0.0428	-	32	Línea	---
41	6	28	0.0169	0.0599	0.0130	-	32	Línea	---

Datos de barras del sistema IEEE de 30 barras modificado

En la siguiente tabla se indica los datos de barras utilizados en el sistema de potencia de prueba IEEE de 30 barras modificado. En la columna “Variaciones” se especifica los cambios realizados en las barras de carga para el propósito del análisis.

Tabla A.2. 2 Datos de barras del sistema IEEE 30 barras modificado
(Fuente: Referencia [30])

Nº Barra	Nombre	kV nom.	Tipo barra	V (p.u.)	ang. (º)	Dem (MW)	Dem (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)	Qmax (MVar)	Qmin (MVar)	B sh (p.u.)	Variaciones		
													DP % (*)	DQ % (**)	Comentario
1	Glen Lyn	132	3	1.06	0.00	0.0	0	260.2	-16.1	0	0	0	0%	0%	---
2	Claytor	132	2	1.043	-5.48	21.7	7.1	40	20	50	-40	0	0%	-44%	---
3	Kumis	132	0	1.021	-7.96	2.7	0.9	0	0	0	0	0	13%	-25%	---
4	Hancock	132	0	1.012	-9.62	8.5	2.8	0	0	0	0	0	12%	75%	---
5	Fieldale	132	2	1.01	-14.37	94.2	31	0	20	40	-40	0	0%	63%	---
6	Roanoke	132	0	1.01	-11.34	0.0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	---
7	Blaine	132	0	1.002	-13.12	22.8	7.5	0	0	0	0	0	0%	-31%	---
8	Reusens	132	0	1.01	-12.10	33.5	11	0	0	40	-10	0	12%	-63%	---
9	Roanoke	1	0	1.051	-14.38	0.0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	---
10	Roanoke	33	0	1.045	-15.97	6.5	2.1	0	0	0	0	0.19	12%	5%	---
11	Roanoke	11	0	1.082	-14.39	0.0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	---
12	Hancock	33	0	1.057	-15.24	16.7	5.5	0	0	0	0	0	49%	-27%	---
13	Hancock	11	0	1.071	-15.24	0.0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	---
14	Bus 14	33	0	1.042	-16.13	6.9	2.3	0	0	0	0	0	11%	44%	---
15	Bus 15	33	0	1.038	-16.22	11.2	3.7	0	0	0	0	0	37%	48%	---
16	Bus 16	33	0	1.045	-15.83	3.9	1.3	0	0	0	0	0	11%	-28%	---
17	Bus 17	33	0	1.04	-16.14	10.0	3.3	0	0	0	0	0	11%	-43%	---
18	Bus 18	33	0	1.028	-16.82	3.6	1.2	20	0	0	0	0	13%	33%	RER adicional
19	Bus 19	33	0	1.026	-17.00	10.6	3.5	0	0	0	0	0	12%	3%	---
20	Bus 20	33	0	1.03	-16.80	16.7	5.5	0	0	0	0	0	659%	686%	---
21	Bus 21	33	0	1.033	-16.42	27.9	9.2	0	0	0	0	0	59%	-18%	---
22	Bus 22	33	0	1.033	-16.41	0.0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	---
23	Bus 23	33	0	1.027	-16.61	3.6	1.2	0	0	0	0	0	13%	-25%	---
24	Bus 24	33	0	1.021	-16.78	9.7	3.2	20	0	0	0	0.043	11%	-52%	RER adicional
25	Bus 25	33	0	1.017	-16.35	0.0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	---
26	Bus 26	33	0	1	-16.77	3.9	1.3	0	0	0	0	0	11%	-43%	---
27	Cloverdle	33	0	1.023	-15.82	0.0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	---
28	Cloverdle	132	0	1.007	-11.97	0.0	0	0	0	0	0	0	0%	0%	---
29	Bus 29	33	0	1.003	-17.06	2.7	0.9	0	0	0	0	0	13%	0%	---
30	Bus 30	33	0	0.992	-17.94	11.8	3.9	0	0	0	0	0	11%	105%	---

Notas:

(*): Porcentaje de variación de la demanda de potencia activa respecto a la demanda del sistema IEEE de 30 barras original

(**): Porcentaje de variación de la demanda de potencia reactiva respecto a la demanda del sistema IEEE de 30 barras original

A.2.2. Datos para la simulación del flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad (FPORS)

Para modelar la red eléctrica del sistema de prueba IEEE de 30 barras modificado en el problema de FPO (sin restricciones de seguridad) o en el problema de FPORS, y resolverlo por el método de AG, se ha definido 4 tipos de variables de control.

Variable de control de Potencia de generación P_g

En la siguiente tabla se muestra los rangos de variación de la variable de control “potencia de generación”, la cual es de tipo continua. Se indica también los coeficientes de la función de costo de producción de las unidades de generación, así como la potencia aparente máxima S_g^{max} y los factores de potencia límite de inyección (fp iny.) y de absorción (fp abs.) que definen la banda de potencia reactiva.

Tabla A.2. 3 Variable de control de potencia de generación “ P_g ”

Id	Barra	Central/Unidad	Pg min (MW)	Pg max. (MW)	a (\$/MWh ²)	b (\$/MWh)	c (\$/h)	fp (ind.)	fp (cap.)	Sg_max (MVA)
1	1	CT Bus_1	100	250	0	2.0	0	0.70	0.90	300
2	2	CT Bus_2	40	150	0	2.5	0	0.70	0.90	200
3	5	CT Bus_5	50	150	0	3.0	0	0.70	0.90	200
4	8	CT Bus_8	0	30	0	30.0	0	0.70	0.90	40
5	11	CT Bus_11	0	30	0	30.0	0	0.70	0.90	40
6	13	CT Bus_13	0	30	0	30.0	0	0.70	0.90	40
7	15	CT Bus_15	0	11	0	6000.0	0	0.95	0.95	15
8	20	CT Bus_20	0	17	0	6000.0	0	0.95	0.95	20
9	21	CT Bus_21	0	28	0	6000.0	0	0.95	0.95	35
10	30	CT Bus_30	0	12	0	6000.0	0	0.95	0.95	15

Variable de control de compensación shunt b_s

La siguiente tabla muestra los rangos de variación de la variable de control “compensación shunt”, la cual presenta un aporte mínimo de 0 MVar y un aporte máximo de 20 MVar (expresados en p.u.). Cabe resaltar que esta variable de control es de tipo discreta, por lo que ha sido modelada para tomar valores discretos entre los límites indicados.

Tabla A.2. 4 Variable de control de compensación shunt “ b_s ”

Id	Barra	Bsh min (p.u.)	Bsh max. (p.u.)
1	10	0	0.20
2	24	0	0.20

Variable de control de taps de transformadores t_t

La siguiente tabla muestra los rangos de variación considerados para la variable de control “taps de transformadores”. Esta variable de control es de tipo discreta, por lo que ha sido modelada para tomar valores discretos entre los límites indicados. Cabe indicar que en el tap del circuito 36 ha sido necesario considerar un mayor rango.

Tabla A.2. 5 Variable de control de taps de transformadores “ t_t ”

Id	Circuito	Tap min.	Tap max.
1	11	0.95	1.05
2	12	0.95	1.05
3	15	0.95	1.05
4	36	0.90	1.05

Variable de control de tensión de generación V_g

La siguiente tabla muestra los rangos de variación de la variable de control “tensión de generación”, la cual es de tipo continua. El rango de variación de la tensión en barras de generación es de +/- 2.5%, respecto a la tensión de 1.00 p.u.

Tabla A.2. 6 Variable de control de tensión de generación “ V_g ”

Id	Barra	V min. (p.u.)	V max. (p.u.)
1	1	0.975	1.025
2	2	0.975	1.025
3	5	0.975	1.025
4	8	0.975	1.025
5	11	0.975	1.025
6	13	0.975	1.025
7	15	0.975	1.025
8	20	0.975	1.025
9	21	0.975	1.025
10	30	0.975	1.025

A.2.3. Curva de duración de carga del área local del sistema IEEE 30 barras modificado

De los datos de barra de la Tabla A.2.2 se ha determinado la demanda del área local en el sistema IEEE de 30 barras modificado, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla A.2. 7 Máxima demanda del área local del sistema IEEE 30 barras modificado

	MW
Demanda del área local:	190
Demanda total del sistema	329

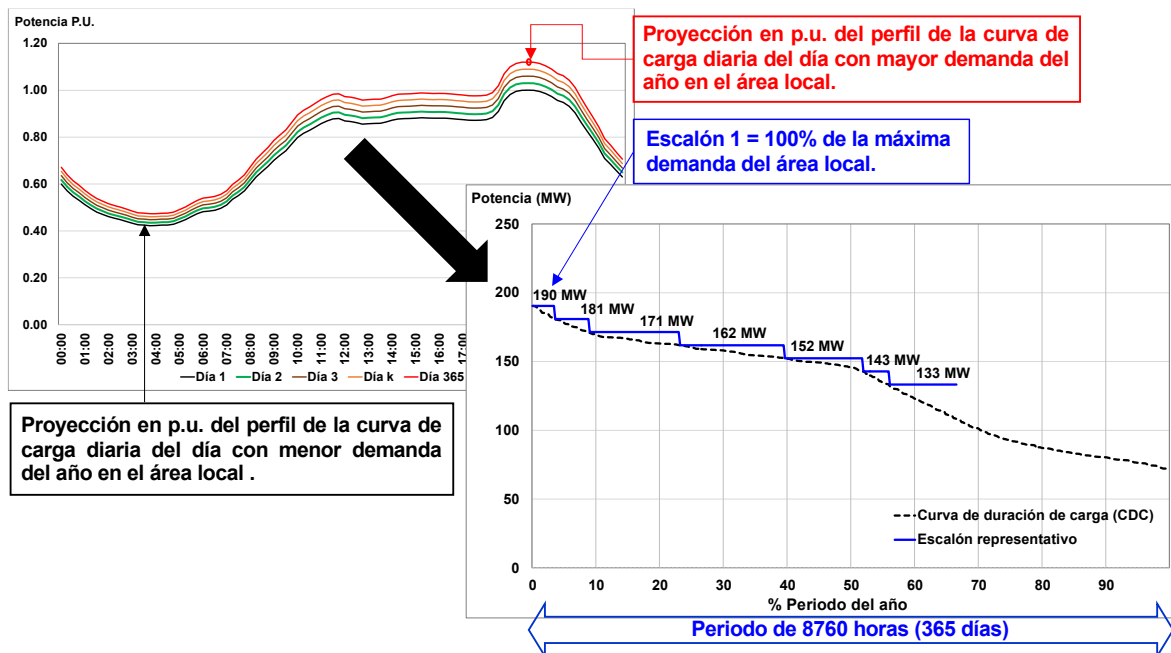


Figura A.2. 3 Cálculo de la curva de duración de carga del área local del sistema IEEE

El sistema de prueba IEEE de 30 barras no cuenta con información para determinar una curva de duración de carga del sistema, pero para fines de probar la metodología

propuesta en este sistema ha sido suficiente con considerar una curva de carga diaria típica, y a partir de ésta obtener otras curvas adicionales, con el fin de obtener más datos de demanda (perfiles de curva de carga diaria), tal como se muestra en la figura anterior.

Estos datos de demanda se llevaron a p.u. respecto a la máxima demanda de la curva de carga diaria inicial, y luego se ordenaron de mayor a menor haciendo corresponder el mayor valor en p.u. a la máxima demanda del área local, tal como se muestra en la figura anterior, en la cual se aprecia que el escalón 1 es de 190 MW.

El análisis se ha realizado considerando valores de demanda puntuales, los cuales han sido representados por escalones, con magnitudes definidas por el 100%, 95%, 90%, 85%, 80%, 75% y 70% de la demanda máxima del área local. Cabe indicar que, por simplicidad en el modelamiento, se ha considerado que la demanda del resto del sistema permanece sin cambios. En la siguiente tabla se muestra la demanda del área local en los escalones considerados.

Tabla A.2. 8 Demanda total en los escalones de demanda para el área local del sistema IEEE 30 barras modificado

Demanda del área local (%)	100%	95%	90%	85%	80%	75%
Demanda del área local (MW)	190	181	171	162	152	143
Demanda en el resto del sistema (MW)	139	139	139	139	139	139
Demanda total del sistema (MW)	329	320	310	301	291	282

A.3. Modelo del Sistema Eléctrico de Potencia del Perú

A.3.1. Consideraciones de la red de transmisión para los análisis de flujo de potencia

- Se ha simplificado la red de transmisión a un sistema de potencia con un total de 92 barras, y 125 enlaces de transmisión (entre líneas y transformadores).
- Se ha modelado en su totalidad las líneas de 500 kV y de 220 kV del sistema de transmisión. Las líneas de 138 kV fueron modeladas también, en especial las ubicadas en la zona sur.
- Los sistemas eléctricos de menor nivel de tensión a 138 kV han sido concentrados en barras de 220 kV y de 138 kV.
- Las centrales de generación conformadas por varias unidades han sido modeladas como una única central equivalente.
- En la SE Piura se ha modelado la transformación 220/60 kV para representar mejor la demanda y la oferta de generación conectada en la barra de 60 kV. Esta generación local de tipo hidroeléctrica, biomasa y a gas natural, totaliza un aproximado de 55 MW.
- Se considera que la generación eólica tiene una potencia promedio de salida, y no aportan potencia reactiva a la red (por ejemplo, se consideró que la central eólica de Pariñas aporta 30 MW).
- El área local de interés se ha determinado de acuerdo con el procedimiento descrito en el acápite 3.4.1, como resultados del análisis de flujo de carga en condiciones normales y ante contingencias.

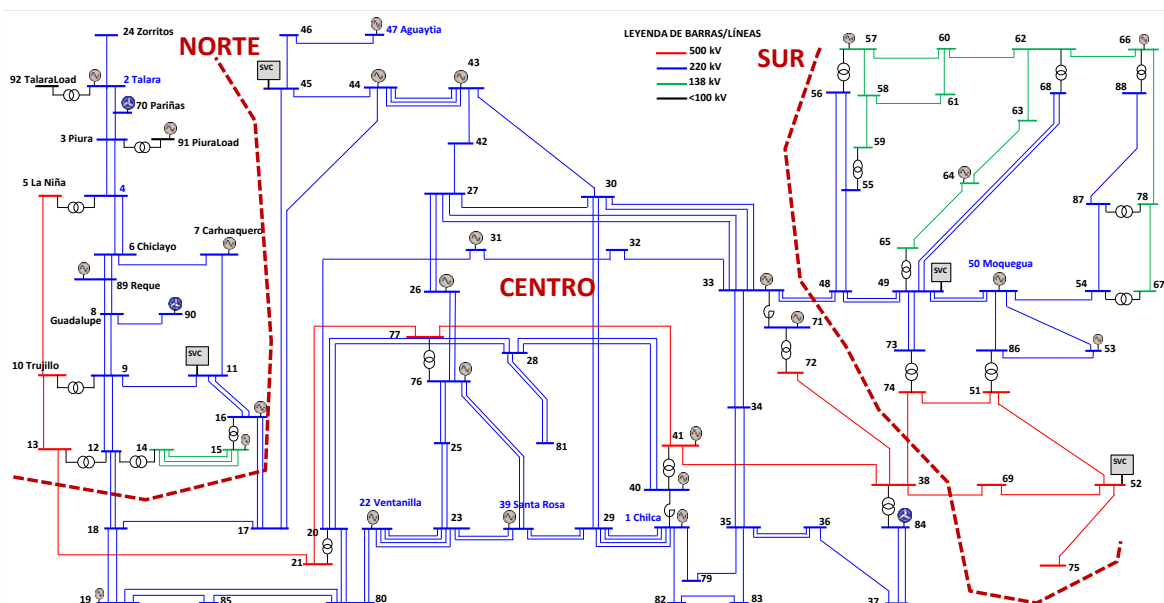


Figura A.3. 1 Sistema Eléctrico de Potencia del Perú simplificado a 92 barras (SEIN 92) para análisis de generación RMR y ficticia

A.3.2. Datos para la simulación de flujo de potencia

Tabla A.3. 1 Datos de barras del SEIN 92

Código	Nombre	Zona	Zona loss	Tipo	Tensión	ángulo	load P (MW)	load Q (MVAR)	gen P (MW)	gen Q (MVAR)	kV barra	Tensión deseada	MVAR max	MVAR min	GShunt (p.u.)	BShunt (p.u.)
1	ChilcaREP	2	1	3	1.0250	0.00	144.7	46.7	1004.1	330.0	220	1.0250	400.0	-100.0	0.0	0.40
2	Talara	4	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
3	Piura	4	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
4	La Nina	4	1	0	1.0000	0.00	19.1	2.2	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
5	La Nina	4	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	500	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
6	Chiclayo	4	1	0	1.0000	0.00	192.2	47.4	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
7	Carhuaquero	1	1	2	1.0000	0.00	36.4	9.2	127.5	25.9	220	1.0000	50.0	-50.0	0.0	0.00
8	Guadalupe	1	1	0	1.0000	0.00	60.9	19.5	30.3	6.1	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
9	Trujillo	1	1	0	1.0000	0.00	208.1	69.5	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
10	Trujillo	1	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	500	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
11	Cajamarca	1	1	2	1.0000	0.00	175.1	81.0	25.3	8.3	220	1.0000	120.0	-60.0	0.0	0.00
12	Chimbote	1	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.35
13	Chimbote	1	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	500	1.0000	0.0	0.0	0.0	-1.20
14	Chimbote	1	1	0	1.0000	0.00	114.9	40.8	.0	.0	138	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
15	Huallanca	1	1	0	1.0000	0.00	61.5	23.6	277.2	39.5	138	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
16	Huallanca	1	1	2	1.0000	0.00	13.9	4.6	85.1	28.0	220	1.0000	50.0	-50.0	0.0	-1.00
17	Conococha	2	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
18	Paramonga	2	1	0	1.0000	0.00	57.5	25.2	58.4	19.2	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	-0.40
19	Huacho	2	1	0	1.0000	0.00	21.9	7.0	185.0	60.8	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
20	Carabayllo	2	1	0	1.0000	0.00	482.9	148.2	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
21	Carabayllo	2	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	500	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
22	Ventanilla	2	1	2	1.0000	0.00	162.2	52.1	353.0	116.0	220	1.0000	300.0	-100.0	0.0	0.00
23	Chavarría	2	1	0	1.0000	0.00	369.1	106.1	25.1	8.2	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.80
24	Zorritos	4	1	0	1.0000	0.00	56.6	24.3	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.20
25	Refinería	2	1	0	1.0000	0.00	72.2	20.1	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
26	Callahuana	2	1	0	1.0000	0.00	50.9	21.9	298.9	42.6	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
27	Pachachaca	2	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	187.8	26.8	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
28	Planicie	2	1	0	1.0000	0.00	324.5	105.4	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
29	San Juan	2	1	0	1.0000	0.00	362.5	97.4	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	1.20
30	Pomacocha	2	1	0	1.0000	0.00	169.1	30.8	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
31	Huanza	2	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	77.3	15.7	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
32	Huayucachi	2	1	0	1.0000	0.00	57.5	19.5	35.8	7.3	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
33	Mantaro	2	1	2	1.0250	0.00	33.0	4.4	802.8	263.9	220	1.0250	400.0	-100.0	0.0	0.00
34	Huancavelic	2	1	0	1.0000	0.00	21.5	3.2	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
35	Independenc	2	1	0	1.0000	0.00	121.6	57.3	19.3	6.4	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
36	Ica	2	1	0	1.0000	0.00	77.3	22.2	17.1	5.6	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
37	Marcona	2	1	0	1.0000	0.00	188.8	38.9	16.2	5.3	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
38	Poroma	2	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	500	1.0000	0.0	0.0	0.0	-4.00
39	Santa Rosa	2	1	2	1.0000	0.00	265.4	101.3	22.0	7.2	220	1.0000	250.0	-100.0	0.0	0.00
40	ChilcaCTM	2	1	0	1.0000	0.00	12.2	7.4	696.9	141.5	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
41	ChilcaCTM	2	1	2	1.0250	0.00	9.0	2.8	214.5	70.5	500	1.0250	250.0	-100.0	0.0	0.00
42	Oroya	2	1	0	1.0000	0.00	102.5	36.7	132.1	13.3	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
43	Carhuamayó	2	1	0	1.0000	0.00	46.8	8.5	233.2	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
44	Paragsha2	2	1	0	1.0000	0.00	124.1	43.2	458.1	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
45	Vizcarra	2	1	2	1.0000	0.00	119.2	30.9	17.2	5.6	220	1.0000	90.0	-45.0	0.0	0.00
46	Tingo María	2	1	0	1.0000	0.00	30.1	10.1	26.6	8.7	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
47	Aguaytía	2	1	2	1.0000	0.00	61.5	29.7	169.4	17.0	220	1.0000	50.0	-50.0	0.0	0.00
48	Cotaruse	3	1	0	1.0000	0.00	183.5	15.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	-1.00
49	Socabaya	3	1	2	1.0000	0.00	94.8	46.9	.0	.0	220	1.0000	300.0	-100.0	0.0	0.00
50	Moquegua	3	1	0	1.0000	0.00	276.6	72.5	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
51	Montalvo	3	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	500	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
52	San José	3	1	2	1.0000	0.00	267.5	70.5	.0	.0	500	1.0000	350.0	-155.0	0.0	0.00
53	Tacna	3	1	0	1.0000	0.00	53.5	14.8	33.5	11.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
54	Puno	3	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
55	Abancay	3	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	-0.30
56	Suriray	3	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	84.7	27.9	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	-0.30
57	Machupicchu	3	1	2	1.0250	0.00	8.8	1.7	159.6	52.4	138	1.0250	50.0	-50.0	0.0	0.00
58	Cachimayo	3	1	0	1.0000	0.00	16.5	6.6	.0	.0	138	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
59	Abancay	3	1	0	1.0000	0.00	27.0	11.6	.0	.0	138	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
60	Quencoro	3	1	0	1.0000	0.00	33.3	10.6	.0	.0	138	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
61	Dolorespa	3	1	0	1.0000	0.00	37.1	2.9	.0	.0	138	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
62	Tintaya	3	1	2	1.0000	0.00	27.7	7.3	.0	.0	138	1.0000	30.0	-30.0	0.0	0.00
63	Callalli	3	1	0	1.0000	0.00	29.4	7.7	3.4	1.1	138	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
64	Santuario	3	1	0	1.0000	0.00	26.7	5.6	145.1	47.7	138	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
65	Socabaya	3	1	0	1.0000	0.00	235.0	78.5	32.9	10.8	138	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
66	Azangaro	3	1	2	1.0000	0.00	65.1	21.6	167.0	54.9	138	1.0000	50.0	-50.0	0.0	-0.20
67	Puno	3	1	0	1.0000	0.00	27.4	8.3	.0	.0	138	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
68	Tintaya	3	1	0	1.0000	0.00	179.2	10.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
69	Ocona	3	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	500	1.0000	0.0	0.0	0.0	-1.00
70	Parinas	4	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	30.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
71	Colcabamba	2	1	0	1.0000	0.00	.8	.5	539.9	76.9	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
72	Colcabamba	2	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	500	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
73	Yarabamba	3	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
74	Yarabamba	3	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	500	1.0000	0.0	0.0	0.0	-1.50
75	PuertoBravo	3	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	500	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
76	Carapongo	2	1	0	1.0000	0.00	93.3	25.0	230.8	75.9	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
77	Carapongo	2	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	500	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
78	Julíaca	3	1	0	1.0000	0.00	39.4	12.1	.0	.0	138	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.05
79	Desierto	2	1	0	1.0000	0.00	29.4	10.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
80	Zapallal	2	1	0	1.0000	0.00	162.1	51.9	13.9	4.6	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
81	Industria	2	1	0	1.0000	0.00	438.2	116.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
82	Asia	2	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	.0	.0	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
83	Cantera	2	1	0	1.0000	0.00	25.4	6.4	3.9	1.3	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
84	Poroma	2	1	0	1.0000	0.00	.0	.0	153.1	50.3	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
85	Lomera	2	1	0	1.0000	0.00	39.4	16.8	11.8	3.9	220	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.00
86	Montalvo	3	1	0	1.0000	0.00	.									

Tabla A.3. 2 Datos de circuitos del SEIN 92 – primera parte

Barra1	Barra2	n°Cr.	R (pu)	X(pu)	B(pu)	MVA_norr	MVA_eme	tap	Id_Lin	nombre_linea
24	2	1	0.0183	0.1415	0.2237	152	183	0.000	1	LT Zorritos - Talara 220 kV
2	70	1	0.0016	0.0114	0.0178	180	216	0.000	2	LT Talara - Parinas 220 kV
70	3	1	0.0138	0.0971	0.1521	180	216	0.000	3	LT Parinas - Piura 220 kV
2	3	1	0.0125	0.1091	0.1627	180	216	0.000	4	LT Talara - Piura 220 kV
3	4	2	0.0071	0.0456	0.2859	360	433	0.000	5	LT Piura - La Nina 220 kV
4	6	2	0.0099	0.0640	0.3897	360	433	0.000	6	LT La Nina - Chiclayo 220 kV
4	5	1	0.0000	0.0267	0.0000	600	720	1.000	7	SE La Nina 220/500
5	10	1	0.0031	0.0415	1.2239	701	841	0.000	8	LT La Nina - Trujillo 500 kV
6	7	1	0.0154	0.0840	0.1362	150	180	0.000	9	LT Chiclayo - Carhuaquero 220 kV
89	6	2	0.0011	0.0063	0.0502	360	433	0.000	10	LT Reque - Chiclayo 220 kV
8	89	2	0.0059	0.0332	0.2647	305	366	0.000	11	LT Guadalupe - Reque 220 kV
90	8	1	0.0035	0.0285	0.0452	229	274	0.000	12	LT Cupisnique - Guadalupe 220 kV
9	8	2	0.0099	0.0569	0.3375	304	365	0.000	13	LT Trujillo - Guadalupe 220 kV
7	11	1	0.0083	0.0758	0.2011	300	360	0.000	14	LT Carhuaquero - Cajamarca 220 kV
16	11	2	0.0106	0.0921	1.0108	480	576	0.000	15	LT Huallanca - Cajamarca 220 kV
9	11	1	0.0160	0.1419	0.2207	167	201	0.000	16	LT Trujillo - Cajamarca 220 kV
9	10	1	0.0000	0.0223	0.0000	750	900	1.000	17	SE Trujillo 220/500
13	10	1	0.0012	0.0183	0.7160	600	720	0.000	18	LT Chimbote - Trujillo 500 kV
16	15	1	0.0000	0.1253	0.0000	100	120	1.000	19	SE Huallanca 220/138
12	9	2	0.0092	0.0661	0.4378	304	365	0.000	20	LT Chimbote - Trujillo 220 kV
13	12	1	0.0000	0.0223	0.0000	750	900	1.000	21	SE Chimbote 500/220
12	14	1	0.0000	0.0454	0.0000	240	288	1.000	22	SE Chimbote 220/138
15	14	3	0.0178	0.0705	0.1628	300	360	0.000	23	LT Huallanca - Chimbote 138 kV
18	12	2	0.0206	0.1097	0.7263	360	432	0.000	24	LT Paramonga - Chimbote 220 kV
16	17	2	0.0102	0.0901	0.5698	360	432	0.000	25	LT Huallanca - Conococha 220 kV
17	18	1	0.0110	0.0965	0.1486	191	229	0.000	26	LT Conococha - Paramonga 220 kV
45	17	1	0.0056	0.0488	0.0752	191	229	0.000	27	LT Vizcarra - Conococha 220 kV
44	17	1	0.0163	0.1433	0.2277	180	216	0.000	28	LT Paragsha2 - Conococha 220 kV
44	45	1	0.0144	0.1279	0.2025	250	300	0.000	29	LT Paragsha2 - Vizcarra 220 kV
45	46	1	0.0206	0.1812	0.2791	191	229	0.000	30	LT Vizcarra - Tingo Maria 220 kV
46	47	1	0.0087	0.0764	0.1174	191	229	0.000	31	LT Tingo Maria - Aguaytia 220 kV
21	13	1	0.0032	0.0481	1.4213	600	720	0.000	32	LT Carabaylo - Chimbote 500 kV
21	20	1	0.0000	0.0136	0.0000	1200	1440	1.000	33	SE Carabaylo 500/220
19	18	2	0.0024	0.0157	0.0985	360	432	0.000	34	LT Huacho - Paramonga 220 kV
80	19	1	0.0166	0.1096	0.1716	180	216	0.000	35	LT Zapallal - Huacho 220 kV
80	85	1	0.0091	0.0601	0.0941	180	216	0.000	36	LT Zapallal - Lomera 220 kV
85	19	1	0.0075	0.0495	0.0775	180	216	0.000	37	LT Lomera - Huacho 220 kV
20	80	2	0.0003	0.0030	0.0594	953	1143	0.000	38	LT Carabaylo - Zapallal 220 kV
80	22	2	0.0016	0.0092	0.0591	541	649	0.000	39	LT Zapallal - Ventanilla 220 kV
22	23	4	0.0005	0.0028	0.0702	756	907	0.000	40	LT Ventanilla - Chavarria 220 kV
28	20	2	0.0021	0.0145	0.1749	700	840	0.000	41	LT Planicie - Carabaylo 220 kV
28	81	2	0.0007	0.0057	0.5546	801	961	0.000	42	LT Planicie - Industria 220 kV
31	20	1	0.0088	0.0761	0.1209	152	183	0.000	43	LT Huanza - Carabaylo 220 kV
32	31	1	0.0210	0.1811	0.2879	152	183	0.000	44	LT Huayucachi - Huanza 220 kV
33	32	1	0.0088	0.0791	0.1258	152	183	0.000	45	LT Mantaro - Huayucachi 220 kV
33	30	2	0.0120	0.1002	0.6272	305	366	0.000	46	LT Mantaro - Pomacocha 220 kV
33	27	2	0.0121	0.1011	0.6398	305	366	0.000	47	LT Mantaro - Pachachaca 220 kV
33	34	2	0.0041	0.0347	0.2169	305	366	0.000	48	LT Mantaro - Huancavelic 220 kV
34	35	2	0.0113	0.0945	0.5883	305	366	0.000	49	LT Huancavelic - Independenc 220 kV
30	27	1	0.0016	0.0140	0.0214	250	300	0.000	50	LT Pomacocha - Pachachaca 220 kV
43	30	1	0.0141	0.1125	0.1658	180	216	0.000	51	LT Carhuamayo - Pomacocha 220 kV
44	43	3	0.0017	0.0148	0.2105	449	539	0.000	52	LT Paragsha2 - Carhuamayo 220 kV
43	42	1	0.0088	0.0779	0.1234	150	180	0.000	53	LT Carhuamayo - Oroya 220 kV
42	27	1	0.0024	0.0227	0.0342	250	300	0.000	54	LT Oroya - Pachachaca 220 kV
27	26	2	0.0042	0.0367	0.2388	305	366	0.000	55	LT Pachachaca - Callahuanca 220 kV
26	76	2	0.0024	0.0159	0.1011	680	816	0.000	56	LT Callahuanca - Carapongo 220 kV
76	25	2	0.0004	0.0028	0.0176	680	816	0.000	57	LT Carapongo - Refineria 220 kV
25	23	2	0.0016	0.0110	0.0698	680	816	0.000	58	LT Refineria - Chavarria 220 kV
76	39	2	0.0016	0.0109	0.0676	680	816	0.000	59	LT Carapongo - Santa Rosa 220 kV
30	29	2	0.0070	0.0586	0.3713	305	366	0.000	60	LT Pomacocha - San Juan 220 kV
23	39	2	0.0006	0.0044	0.0276	304	365	0.000	61	LT Chavarria - Santa Rosa 220 kV
29	39	2	0.0020	0.0134	0.0849	305	366	0.000	62	LT San Juan - Santa Rosa 220 kV
1	29	4	0.0009	0.0090	0.4386	1402	1683	0.000	63	LT ChicaREP - San Juan 220 kV

Tabla A.3. 3 Datos de circuitos del SEIN 92 – segunda parte

Barra1	Barra2	n°Cr.	R (pu)	X(pu)	B(pu)	MVA_norr	MVA_eme	tap	Id_Lin	nombre_linea
1	40	1	0.0000	0.0269	0.0000	654	785	0.000	64	LT ChlcaREP - ChlcaCTM 220 kV
41	40	1	0.0000	0.0271	0.0000	600	720	1.000	65	SE ChlcaCTM 500/220
40	28	2	0.0027	0.0186	0.2241	700	840	0.000	66	LT ChlcaCTM - Planicie 220 kV
41	77	1	0.0008	0.0080	0.8319	1402	1682	0.000	67	LT ChlcaCTM - Carapongo 500 kV
77	21	1	0.0004	0.0036	0.3684	1402	1682	0.000	68	LT Carapongo - Carabaylo 500 kV
77	76	1	0.0000	0.0217	0.0000	750	900	1.000	69	SE Carapongo 500/220
1	82	1	0.0050	0.0293	0.0475	152	183	0.000	70	LT ChlcaREP - Asia 220 kV
1	79	1	0.0181	0.1068	0.1732	152	183	0.000	71	LT ChlcaREP - Desierto 220 kV
82	83	1	0.0095	0.0558	0.0905	152	183	0.000	72	LT Asia - Cantera 220 kV
83	35	1	0.0141	0.0832	0.1350	152	183	0.000	73	LT Cantera - Independenc 220 kV
79	35	1	0.0105	0.0618	0.1002	152	183	0.000	74	LT Desierto - Independenc 220 kV
35	36	2	0.0048	0.0285	0.1847	360	433	0.000	75	LT Independenc - Ica 220 kV
36	37	1	0.0266	0.1569	0.2545	180	216	0.000	76	LT Ica - Marcona 220 kV
37	84	2	0.0020	0.0140	0.0860	900	1080	0.000	77	LT Marcona - Poroma 220 kV
38	84	1	0.0000	0.0324	0.0000	450	540	1.000	78	SE Poroma 500/220
41	38	1	0.0037	0.0501	0.2191	841	1009	0.000	79	LT ChlcaCTM - Poroma 500 kV
72	38	1	0.0032	0.0239	0.9075	1403	1684	0.000	80	LT Cocabamba - Poroma 500 kV
38	69	1	0.0028	0.0137	0.6526	841	1009	0.000	81	LT Poroma - Ocona 500 kV
38	74	1	0.0040	0.0279	0.9608	1403	1684	0.000	82	LT Poroma - Yarabamba 500 kV
69	52	1	0.0014	0.0070	0.3682	841	1009	0.000	83	LT Ocona - San Jose 500 kV
52	51	1	0.0012	0.0059	0.1144	841	1009	0.000	84	LT San Jose - Montalvo 500 kV
74	51	1	0.0009	0.0131	1.2078	1403	1684	0.000	85	LT Yarabamba - Montalvo 500 kV
75	52	1	0.0006	0.0078	0.1909	866	1039	0.000	86	LT PuertoBravo - San Jose 500 kV
51	86	1	0.0000	0.0225	0.0000	750	900	1.000	87	SE Montalvo 500/220
73	38	1	0.0000	0.0216	0.0000	750	900	1.000	88	SE Yarabamba 220/500
72	33	1	0.0000	0.0216	0.0000	750	900	1.000	89	SE Cocabamba 500/220
71	33	1	0.0000	0.0310	0.0000	1000	1200	0.000	90	LT Cocabamba - Mantaro 220 kV
55	59	1	0.0000	0.1047	0.0000	120	144	1.000	91	SE Abancay 220/138
49	65	1	0.0000	0.0314	0.0000	300	360	1.000	92	SE Socabaya 220/138
56	57	1	0.0000	0.0559	0.0000	225	270	1.000	93	SE Suriray 220/138
68	62	1	0.0000	0.0730	0.0000	125	150	1.000	94	SE Tintaya 220/138
54	67	1	0.0000	0.1015	0.0000	120	144	1.000	95	SE Puno 220/138
33	48	2	0.0128	0.0415	0.2286	505	606	0.000	96	LT Mantaro - Cotaruse 220 kV
48	49	2	0.0137	0.0444	0.3164	505	606	0.000	97	LT Cotaruse - Socabaya 220 kV
49	50	2	0.0073	0.0541	0.3506	300	359	0.000	98	LT Socabaya - Moquegua 220 kV
50	53	1	0.0158	0.1314	0.1951	150	180	0.000	99	LT Moquegua - Tacna 220 kV
86	53	1	0.0182	0.1369	0.2248	236	283	0.000	100	LT Montalvo - Tacna 220 kV
50	86	1	0.0003	0.0035	0.0116	700	840	0.000	101	LT Moquegua - Montalvo 220 kV
50	54	1	0.0190	0.2019	0.3173	150	180	0.000	102	LT Moquegua - Puno 220 kV
49	73	2	0.0001	0.0010	0.0195	1201	1442	0.000	103	LT Socabaya - Yarabamba 220 kV
49	68	2	0.0120	0.1053	0.6469	399	479	0.000	104	LT Socabaya - Tintaya 220 kV
48	55	1	0.0134	0.1369	0.2063	250	300	0.000	105	LT Cotaruse - Abancay 220 kV
48	56	1	0.0194	0.1983	0.2989	250	300	0.000	106	LT Cotaruse - Suriray 220 kV
55	56	1	0.0060	0.0612	0.0922	250	300	0.000	107	LT Abancay - Suriray 220 kV
59	58	1	0.0654	0.2409	0.0580	90	108	0.000	108	LT Abancay - Cachimayo 138 kV
57	58	1	0.0648	0.2067	0.0493	71	85	0.000	109	LT Machupicchu - Cachimayo 138 kV
57	60	1	0.0762	0.2714	0.0600	84	100	0.000	110	LT Machupicchu - Quencoro 138 kV
58	61	1	0.0111	0.0355	0.0085	71	85	0.000	111	LT Cachimayo - Dolorespa 138 kV
60	61	1	0.0064	0.0228	0.0050	72	86	0.000	112	LT Quencoro - Dolorespa 138 kV
60	62	1	0.1548	0.4979	0.1192	84	100	0.000	113	LT Quencoro - Tintaya 138 kV
65	64	2	0.0115	0.0386	0.0356	270	324	0.000	114	LT Socabaya - Santuario 138 kV
64	63	1	0.0454	0.2390	0.0576	110	132	0.000	115	LT Santuario - Callali 138 kV
63	62	1	0.0532	0.2422	0.0584	84	100	0.000	116	LT Callali - Tintaya 138 kV
62	66	1	0.0893	0.3301	0.0807	90	108	0.000	117	LT Tintaya - Azangaro 138 kV
66	78	1	0.0607	0.2278	0.0557	80	96	0.000	118	LT Azangaro - Juliaca 138 kV
78	67	1	0.0176	0.0797	0.0193	80	96	0.000	119	LT Juliaca - Puno 138 kV
54	87	1	0.0036	0.0267	0.0678	477	572	0.000	120	LT Puno - SanRoman 220 kV
87	88	1	0.0084	0.0625	0.1588	477	572	0.000	121	LT SanRoman - Pumiri 220 kV
87	78	1	0.0000	0.1015	0.0000	120	144	1.000	122	SE SanRoman 220/138
88	66	1	0.0000	0.1015	0.0000	120	144	1.000	123	SE Pumiri 220/138
3	91	1	0.0000	0.0297	0.0000	300	360	1.000	124	SE Piura 220/60
2	92	1	0.0000	0.1613	0.0000	75	90	1.000	125	SE Talara 220/13

A.3.3. Datos para la simulación de FPORS en el SEIN 92

Tabla A.3. 4 Variables de control de potencia de generación P_g

Id	Barra	Central/Unidad	Pg min (MW)	Pg max. (MW)	a (\$/MWh ²)	b (\$/MWh)	c (\$/h)	fp (ind.)	fp (cap.)	Sg_max (MVA)
1	1	Chilca 220	200	950	0	4.0	0	0.95	0.99	1000
2	2	Talara 220	25	150	0	30.0	0	0.95	0.99	180
3	22	Ventanilla 220	200	450	0	2.5	0	0.95	0.99	500
4	39	Santa Rosa 220	100	200	0	3.5	0	0.95	0.99	250
5	41	Chilca CTM 500	300	500	0	3.0	0	0.95	0.99	600
6	47	Aguaytía 220	0	90	0	8.0	0	0.95	0.99	100
7	89	Reque 220	0	100	0	150.0	0	0.95	0.99	120
8	3	Piura 220	2	50	0	6000.0	0	0.95	0.95	52
9	4	La Niña 220	0	20	0	6000.0	0	0.95	0.95	20
10	6	Chiclayo 220	0	20	0	6000.0	0	0.95	0.95	20
11	24	Zorritos 220	2	20	0	6000.0	0	0.95	0.95	20

Tabla A.3. 5 Variables de control de tensión de generación V_g

Id	Barra	V min. (p.u.)	V max. (p.u.)
1	1	0.975	1.025
2	2	0.975	1.025
3	22	0.975	1.025
4	39	0.975	1.025
5	41	0.975	1.025
6	47	0.975	1.025
7	89	0.975	1.025
8	3	0.975	1.025
9	4	0.975	1.025
10	6	0.975	1.025
11	24	0.975	1.025

Tabla A.3. 6 Variables de control de compensación shunt b_s

Id	Circuito	Tap min.	Tap max.
1	7	0.98	1.04
2	124	0.98	1.04
3	87	0.98	1.04

Tabla A.3. 7 Variables de control taps de transformadores t_t

Id	Barra	Bsh min (p.u.)	Bsh max. (p.u.)
1	3	-0.20	0.00
2	24	0.00	0.20
3	70	-0.20	0.00
4	5	-1.00	0.00
5	6	-0.30	0.30
6	13	-1.20	0.00

A.3.4. Diagnóstico del sistema y determinación del área local

El sistema eléctrico de potencia peruano, de acuerdo con la Figura A.3.1, está conformado por tres zonas caracterizadas por el aporte de despacho de generación para abastecer la demanda del sistema. En la zona centro se concentra casi el 82% del despacho de generación (térmica a gas natural e hidroeléctrica), mientras que las zonas norte y sur cada una aporta un aproximado de 9% en el despacho.

Con respecto a los enlaces entre zonas, el enlace centro-sur tiene mayor desarrollo en la transmisión con líneas de transmisión de 500 kV y 220 kV, pero el enlace centro-norte no, y mientras se desarrollan los proyectos de transmisión que darán mayor confiabilidad a la zona norte, es importante en la planificación de la operación identificar los recursos disponibles para asegurar su operación segura.

Por lo tanto, en la zona norte se ha identificado un área local. A continuación, se describe el diagnóstico realizado para determinar el área local en la zona norte.

Se ha ejecutado 10 casos de FPO para determinar el mínimo costo térmico del sistema. De estos casos, los casos 5 y 8 resultaron con los menores costos de operación térmica (con una diferencia despreciable entre ambas), tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla A.3. 8 Resultados del costo térmico en el SEIN 92

	Demanda = 100%	Caso1	Caso2	Caso3	Caso4	Caso5	Caso6	Caso7	Caso8	Caso9	Caso10
Caso de FPO sin seguridad =====>		FPO-01	FPO-02	FPO-03	FPO-04	FPO-05	FPO-06	FPO-07	FPO-08	FPO-09	FPO-10
		US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
Costo de operación	Costo térmico	6187	6495	7129	7234	5755	7137	7038	5783	7176	6369
	Costo total	6593	6495	7129	7234	5755	7137	7038	5783	7176	6369
	Penalidades	406	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nombre Barra	N° Barra	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
ChilcaREP-220	1	554	536	507	609	589	509	539	640	585	624
Ventanilla-220	22	400	400	400	400	400	400	399	450	450	450
Santa Rosa-220	39	200	200	200	200	200	200	197	200	174	200
ChilcaCTM-220	40	697	697	697	697	697	697	697	697	697	697
ChilcaCTM-500	41	500	500	500	400	500	500	499	400	400	400
Aguaytia-220	47	50	50	50	50	25	50	25	25	50	13
Talara-220	2	12	25	50	50	0	50	50	0	50	25

De la premisa de retiro planeado de la CT Talara, se observa que no despacha. Dado el menor desarrollo de la transmisión en la zona norte, dicha condición de despacho podría afectar a la operación segura de esta zona. Por lo tanto, es necesario realizar un análisis de la seguridad de la zona norte y si es necesario determinar la generación RMR requerida.

Del monitoreo de los resultados del FPO de los casos 5 y 8, se observa que en el caso 8 se presentan menores valores de tensión en algunas barras de la zona norte, tal como

se muestra en la siguiente figura. Por lo tanto, este sería el caso elegido para el análisis de la seguridad en dicha zona, asimismo, de estos resultados se podría indicar que el área local debería incluir al sistema de potencia desde Piura hasta Zorritos.

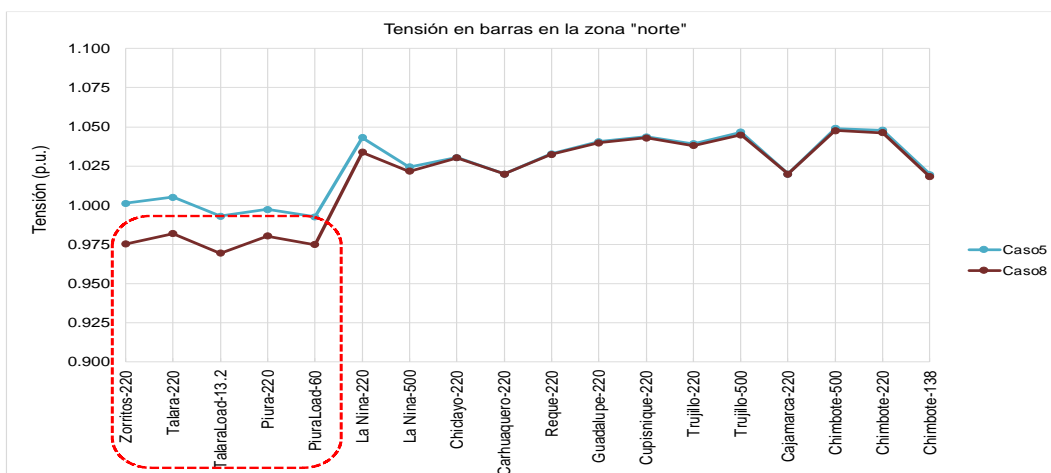


Figura A.3. 2 Resultados de tensión en barras en la zona norte

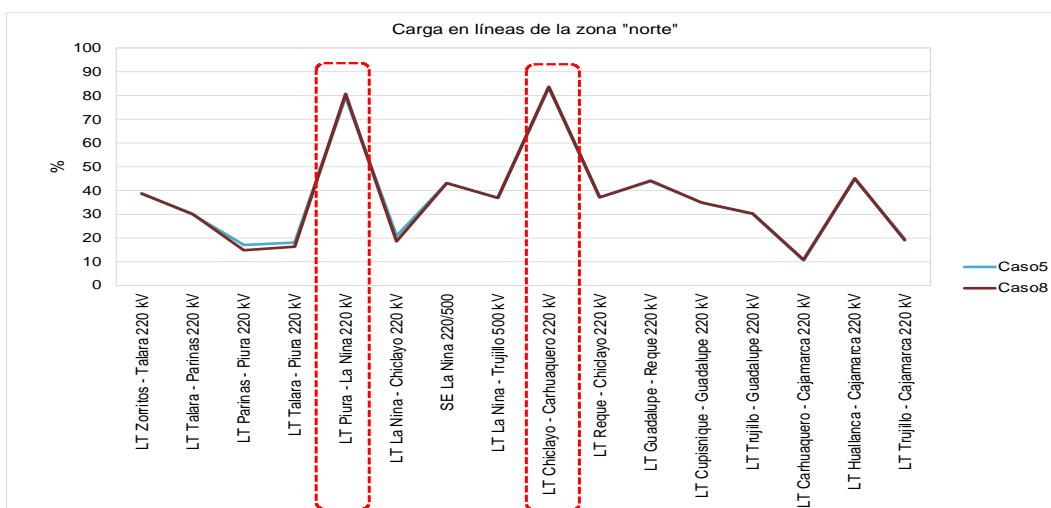


Figura A.3. 3 Resultados de carga en líneas en la zona norte

Del monitoreo de los resultados de carga en líneas se observa que el área local debería incluir a las barras de Chiclayo y La Niña, debido a las cargas elevadas en las líneas de 220 kV Carhuauquero – Chiclayo y La Niña – Piura, respectivamente. Por lo tanto, asumimos que el área local es del tipo cerrada y está delimitada por las siguientes líneas:

1. LT 220 kV Carhuauquero – Chiclayo
2. LT 220 kV Guadalupe – Chiclayo (Reque).
3. LT 500 kV Trujillo – La Niña

En el área local delimitada por las líneas indicadas se podría aplicar el concepto de generación Reliability Must-Run (RMR), ya que reúne las condiciones para ser considerada un área local:

- Dependencia de generación local que podría no ser programada a operar.
- Cargas elevadas en líneas de transmisión de dicha área que podrían resultar en elevadas sobrecargas ante contingencias.
- Tensión en barras con valores cercanos al mínimo permitido en condiciones normales de operación y ante contingencias.

A.3.5. Curva de duración de carga del área local identificada en el sistema SEIN 92

Se ha estimado una curva de duración de carga para el área local en el año 2021, tal como se aprecia en la siguiente figura. Para dicho año se asume que no ingresa nueva generación renovable en el área local, por lo que la única generación eólica estaría ubicada en la barra 70 (Pariñas).

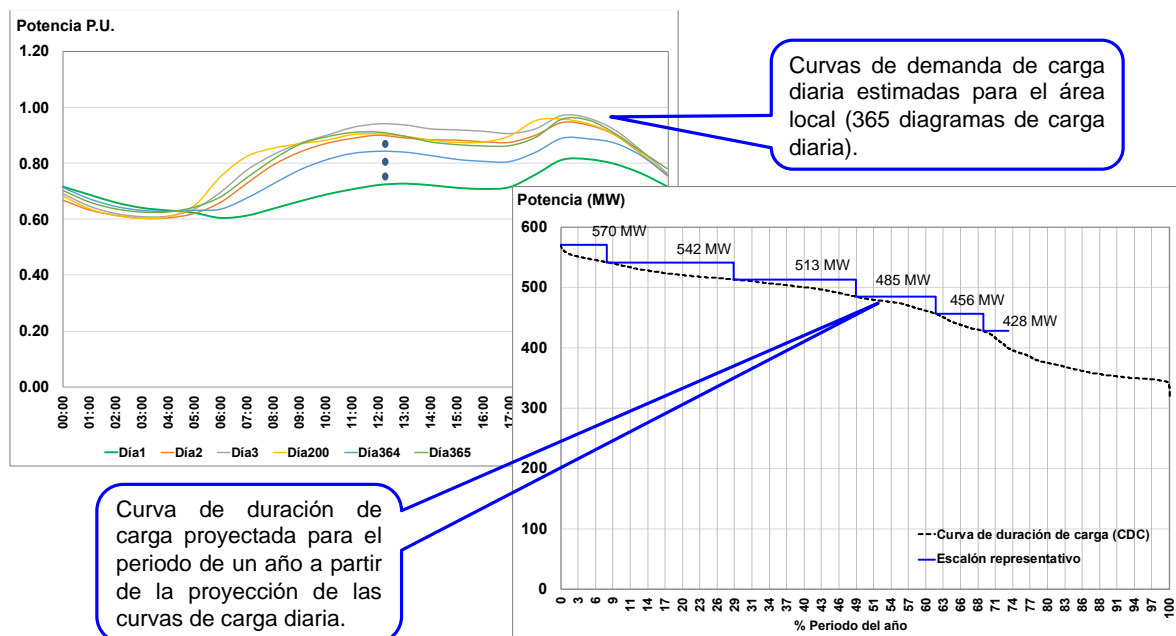


Figura A.3. 4 Curva de duración de carga (CDC) del área local del SEIN 92

La máxima demanda considerada para el área local es de 570 MW. En la siguiente tabla se muestra la demanda en el resto de los escalones representativos, así como el porcentaje del número de horas al año de cada uno de estos.

Tabla A.3. 9 Duración en porcentaje y horas de los escalones de demanda

Escalón representativo (MW)	570	542	513	485	456
% demanda del área local	100%	95%	90%	85%	80%
Duración del intervalo (% horas al año)	7.5%	20.9%	20.1%	13.0%	7.9%

Asimismo, en la siguiente tabla se muestra las barras que conforman el área local, indicando el nombre y la demanda en potencia activa (MW), y en potencia reactiva (MVAR) para cada escalón representativo.

Tabla A.3. 10 Demanda en barras del área local para cada escalón representativo

Porcentaje del escalón de demanda				100%		95%		90%		85%		80%	
Barra del área local (zona 4)				P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
Barra	Nombre	Tensión (kV)	Zona	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
2	Talara	220	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Piura	220	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	La Nina	220	4	19	2	18	2	17	2	16	2	15	2
5	La Nina	500	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Chiclayo	220	4	193	48	183	45	174	43	164	40	154	38
24	Zorritos	220	4	57	24	54	23	51	22	48	21	45	20
70	Parinas	220	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
89	Reque	220	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91	PiuraLoad	60	4	278	94	264	90	250	85	236	80	222	75
92	TalaraLoad	13.2	4	23	7	22	7	21	6	20	6	19	6
Totales (sin incluir pérdidas)				570	176	542	167	513	158	485	149	456	140

A.3.6. Lista de contingencias posibles para el análisis de la seguridad

Tal como se indica en la siguiente tabla, se ha identificado un total de 26 casos de contingencias posibles:

Tabla A.3. 11 Lista de contingencias para el análisis de seguridad en el área local

Línea para contingencia	kV	Circuitos	Tipo	CE Pariñas
LT Chiclayo - Carhuaquero 220 kV	220	1	n-1	-
LT La Nina - Trujillo 500 kV	500	1	n-1	-
LT Piura - La Nina 220 kV	220	2	n-1	F/S
LT La Nina - Chiclayo 220 kV	220	2	n-2	-
LT Chiclayo - Carhuaquero 220 kV	220	1	n-1	F/S
LT La Nina - Chiclayo 220 kV	220	2	n-2	F/S
LT Piura - La Nina 220 kV	220	2	n-1	-
LT Guadalupe - Reque 220 kV	220	2	n-2	F/S
LT Parinas - Piura 220 kV	220	1	n-1	F/S
LT La Nina - Chiclayo 220 kV	220	2	n-1	F/S
LT Reque - Chiclayo 220 kV	220	2	n-2	F/S
LT Talara - Parinas 220 kV	220	1	n-1	F/S
LT Guadalupe - Reque 220 kV	220	2	n-1	F/S
LT Talara - Piura 220 kV	220	1	n-1	-
LT Reque - Chiclayo 220 kV	220	2	n-1	F/S
LT Guadalupe - Reque 220 kV	220	2	n-2	-
Sin salida de línea	-	-	-	F/S
LT Reque - Chiclayo 220 kV	220	2	n-2	-
LT Parinas - Piura 220 kV	220	1	n-1	-
LT Trujillo - Guadalupe 220 kV	220	2	n-2	-
LT Talara - Parinas 220 kV	220	1	n-1	-
LT La Nina - Chiclayo 220 kV	220	2	n-1	-
Sin salida de línea (Caso Base)	-	-	-	-
LT Reque - Chiclayo 220 kV	220	2	n-1	-
LT Guadalupe - Reque 220 kV	220	2	n-1	-
LT Trujillo - Guadalupe 220 kV	220	2	n-1	-
LT Carhuaquero - Cajamarca 220 kV	220	1	n-1	-

CE: Central eólica, F/S: Fuera de servicio.

A.4. Artículos Científicos Publicados

Como parte del desarrollo de este trabajo de investigación se publicaron los artículos científicos que se indican a continuación:

1. **Colorado, M. y Bedriñana, M.** (2017). Improved planning must-run units considering system reliability and new renewable energy sources. *2017 IEEE Manchester PowerTech*.
DOI: 10.1109/PTC.2017.7981271.
2. **Colorado, M. y Bedriñana, M.** (2018). Planning of must-run units and optimal load shedding to maintain the security in power systems. *2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA)*.
DOI: 10.1109/TDC-LA.2018.8511699.