



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

CLUSTER PARA LA SELECCIÓN DE PUNTOS DE OPERACIÓN CRÍTICOS PARA ESTUDIOS
DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN.

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JAIME ANDRÉS PÉREZ BASTÍAS

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
DANIEL OLIVARES QUERO

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN
CIENCIAS DE LA ING. MENCIÓN ELÉCTRICA, Y DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: JAIME PÉREZ BASTÍAS
FECHA: OCTUBRE 2019
PROFESOR GUÍA: SRA. CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA
**CLUSTER PARA LA SELECCIÓN DE PUNTOS DE OPERACIÓN CRÍTICOS
PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE TENSION.**

Con el fin de asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), los operadores de red realizan una serie de estudios que permiten detectar condiciones de operación de alto riesgo para la seguridad del SEP y/o determinar las acciones correctivas necesarias para afrontar posibles contingencias. En general estos estudios requieren de la realización de simulaciones dinámicas de alto esfuerzo computacional, por lo que solo se analiza cantidad reducida de escenarios, incluyendo los “peores casos”. Sin embargo, la complejidad de los sistemas eléctricos de potencia junto con el incremento de las tecnologías de generación variable (TGV) han provocado que la identificación de estos “peores casos” sea cada vez más compleja.

En el contexto anterior, el objetivo de esta tesis es proponer una metodología que permita determinar puntos de operación críticos (P.O.C.) para estudios de estabilidad de tensión a partir de flujos DC calculados para la operación anual de un SEP. Para ello la metodología propuesta considera factores claves de la operación de los SEP que afectan la estabilidad de tensión y desarrolla a partir de estos, un conjunto de indicadores operacionales que permiten caracterizar el margen de estabilidad de voltaje en cada punto de operación. A partir de estos indicadores y del detalle de los resultados del flujo DC, la metodología contempla en primera instancia la realización de un proceso de caracterización filtrado de los puntos de operación, para luego ejecutar dos procesos de agrupamiento en base a técnicas de clustering: uno en torno a condiciones de operación y otro en torno a condiciones de despacho. Como resultado de esta propuesta se obtiene una cantidad reducida de puntos de operación potencialmente críticos.

Finalmente, dentro de esta tesis se contempla la validación de los resultados entregados por cada uno de los bloques de la metodología propuesta, mediante el uso de indicadores estáticos de estabilidad de voltaje, calculados para cada punto de operación a partir de los resultados de flujos de potencia AC. Mediante el análisis del comportamiento de estos indicadores dentro de los resultados obtenidos, se demuestra que la propuesta es capaz de identificar puntos críticos de operación desde la perspectiva de estabilidad de tensión.

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a mis padres. Si no fuera por todas las veces que me escucharon y me aconsejaron, si no fuera por los cafés acompañados de palabras de aliento a las 2 de la mañana, hacer esta tesis hubiera sido una tarea imposible. Gracias por su comprensión, por su amor y por su ayuda, si no los tuviera de mi lado, la existencia misma sería infinitamente más oscura y vacía.

Agradezco a mis abuelos por esforzarse constantemente en entregarme el conocimiento que han adquirido sobre la vida. Realmente son un ejemplo de humildad, esfuerzo y trabajo duro. De ustedes obtuve la fuerza y la motivación para esforzarme al máximo en cada una de mis metas. De corazón les agradezco por todo lo que han hecho por mí desde que nací y espero haber aprovechado y seguir aprovechando al máximo, cada una de las oportunidades que, junto a mis padres, han armado para mí.

Agradezco a mis hermanos. Aranza, gracias por ser la mejor hermana que podría haber tenido, sin lugar a duda, eres la persona que más me entiende en este mundo y sin ti en mi vida el universo entero carecería de varios colores. Rafael, gracias por escucharme en tantas ocasiones y por la confianza que llegamos a tener, te aseguro que tu existencia en mi familia es uno de los mejores y más interesantes sucesos que me ocurrieron durante los últimos años y si pudiera, no cambiaría absolutamente nada de lo que vivimos.

Agradezco también a mi polola Rocío, por el apoyo entregado durante este último tiempo. Tu visión de la vida, tu personalidad y por sobre todo, tu forma tenaz y apasionada de perseguir las metas que te has planteado, han sido fuente de inspiración claves para que pudiera lograr mantener mi motivación en alto durante este último periodo. Eres una de las personas que mejor me ha complementado y agradezco cada uno de los consejos y de las palabras alentadoras que me has dado. Sin ti en mi vida todo este proceso hubiera sido infinitamente más nefasto y difícil.

Agradezco de manera especial a Alberto, mi primer amigo en la universidad, que me acompañó desde el comienzo en todas esas tardes de estudio y en cada estupidez que se me ocurría. Así también agradezco a Sebastián Chamito, mi eterno partner en todo, sin tu compañía y apoyo no sé como habría sobrevivido a los desafíos que nos trajo la vida universitaria (*"close your eyes bro..."*). También agradezco a Daniel Parada, por enseñarme a disfrutar más los placeres de la vida y ayudarme a transformar momentos que parecían extremadamente abrumadores en meros trámites. Sin duda son de los personajes más icónicos de mi vida universitaria y les agradezco por ser parte de mi vida.

Agradezco a Mancilla-kun por cada conversación aclaradora y existencialista de los últimos años, sin la singularidad de tu mente me hubiese costado mucho más encontrar las soluciones a los eternos problemas de la existencia. Agradezco también a Fedilberto Fidi, por ayudarme a mantener la curiosidad y las ganas de aprender en alto, ya que en muchas ocasiones estuvieron a punto de apagarse. Gracias a ambos por entregarme tanta alegría y confianza, son de los más grande amigos que he hecho en el último tiempo.

Agradezco a Pablo Perrito Gonzalez y a Ricardo Richy por las salvadas épicas a lo largo de la carrera y por enseñarme que, aunque las cosas en ocasiones cuesten, siempre se pueden lograr si uno le pone más esfuerzo. Son unas personas únicas y maravillosas, estoy muy agradecido de tener su amistad y confianza.

Agradezco de manera especial y encarecida a Diego Ortiz por todas las dudas que me ayudó a resolver y por todas las veces en que se dio el tiempo para explicarme de forma pedagógica, cuando mi mente no me permitía entender algún concepto. De verdad te deseo mucho éxito para tu vida.

Agradezco a todos los amigos que hice en eléctrica porque si no los hubiera tenido en mi equipo, nada hubiese sido igual. Agradezco a Alvarado por su gran voluntad para ayudar, a Cami la Blondie por enseñarme a abrir mi mundo y ayudarme a dar cuenta de lo pequeño que este estaba siendo, a Erick por enseñarme que se puede ser auténtico sin importar donde ni con quién se esté y al resto de mis electroamigues por cada vez que me brindaron su apoyo y por cada cosa de aprendí a través de ustedes.

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos.....	2
1.4. Alcances	3
Capítulo 2: Marco teórico.....	4
2.1. Introducción a la estabilidad de voltaje	4
2.1.1. Características del sistema de transmisión [8].....	4
2.1.2. Características de la generación	12
2.1.3. Características de la carga	14
2.2. Factores que influyen la capacidad de carga en líneas de transmisión	18
2.3. Herramientas estáticas para el estudio de la estabilidad de voltaje en SEP .	26
2.4. Indicadores de estabilidad de voltaje	35
2.4.1. Índices basados en flujos de múltiples soluciones.....	36
2.4.2. Índices basados en límites de transferencia de potencia	42
2.5. Método de Newton-Raphson desacoplado [32].....	48
2.6. Flujos de potencia lineal o de corriente continua [32]	49
2.7. Selección de puntos de operación en estudios de estabilidad de voltaje.....	51
2.8. Análisis en base a clusters	54
2.8.1. Técnicas de clustering jerárquicas [47].....	55
2.8.2. Técnicas de clustering de partición	56
2.8.3. Técnicas de extracción de features	59
Capítulo 3: Modelo propuesto y metodología.....	60

3.1. Metodología para la selección de puntos críticos de operación para estudios de estabilidad de tensión	60
3.1.1. Bloque 1: Flujo DC.....	62
3.1.2. Bloque 2: Caracterización y filtrado de P.O.	62
3.1.3. Bloque 3: Proceso de agrupamiento.....	69
3.2. Metodología para validación de la propuesta	73
Capítulo 4: Caso de estudio.....	78
4.1. Caso base.....	78
4.2. Variantes casos de estudio.....	80
Capítulo 5: Análisis de resultados.....	81
5.1. Bloque 1: Flujo DC	81
5.2. Bloque 2: Proceso de caracterización y filtrado de P.O.	83
5.3. Bloque 3: Proceso de agrupamiento.....	87
5.3.1. Proceso de agrupamiento en torno a condiciones de operación.....	87
5.3.2. Proceso de agrupamiento en torno al despacho	93
Capítulo 6: Conclusiones.....	99
6.1. Trabajos futuros.....	101
Capítulo 7: Bibliografía	102
Capítulo 8: Anexos	107
8.1. Modificaciones al sistema.....	107
8.2. Modificaciones implementadas al sistema para generar los distintos casos	108
8.3. Proceso de agrupamiento en torno a condiciones de operación: Diferencia de los indicadores estáticos de estabilidad de todos los miembros de un cluster con respecto al de sus centroide.....	109

Índice de Tablas

TABLA 1: COEFICIENTES DE CARGA PARA LOS DIFERENTES CASOS ESTUDIADOS [11]	16
TABLA 2: RESUMEN DE POC_{Ac} ENCONTRADOS EN BASE A INDICADORES ESTÁTICOS DE ESTABILIDAD	83
TABLA 3: RESUMEN RESULTADOS PRIMER PROCESO DE AGRUPAMIENTO CON ESTRUCTURA CLX-DN-PCA	93
TABLA 4: CANTIDAD DE CLUSTERS OBTENIDOS PARA CADA CASO DE ESTUDIO	94
TABLA 5: RESUMEN DE LOS RESULTADOS ENTREGADOS POR EL SEGUNDO PROCESO DE AGRUPAMIENTO.....	97
TABLA 6: LÍNEAS AGREGADAS AL SISTEMA	107
TABLA 7: LÍNEAS REMOVIDAS PARA GENERAR LOS CASOS DE ESTUDIO	108

Índice de Figuras

FIGURA 1: CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA RED Y SU DIAGRAMA FASORIAL [8]	5
FIGURA 2: FAMILIA DE CURVAS DE LA NARIZ CON: (1) $\varphi = 45^\circ \text{ ind}$; (2) $\varphi = 30^\circ \text{ ind}$; (3) $\varphi = 0^\circ$; (4) $\varphi = 30^\circ \text{ cap}$ [8]	7
FIGURA 3: ESTABILIDAD DEL PUNTO DE OPERACIÓN SEGÚN CURVA P-V [7]	8
FIGURA 4: FAMILIA DE CIRCUNFERENCIAS Y SU ENVOLVENTE [8]	9
FIGURA 5: SISTEMA CON GENERADOR FICTICIO	10
FIGURA 6: CURVAS V-Q	11
FIGURA 7: GENERADOR CONECTADO A UNA BARRA DE POTENCIA INFINITA [9]	12
FIGURA 8: IMPACTO DEL OXL EN LA CURVA DE LA NARIZ [9]	13
FIGURA 9: FORMA DEL ÁREA DE SOLUCIONES FACTIBLES PARA DIFERENTES MODELOS DE CARGA [8]	15
FIGURA 10: CURVAS P-V PARA DISTINTAS CARGAS ZIP EN UNA BARRA. ADAPTACIÓN DE [11]	17
FIGURA 11: CURVA DE CAPACIDAD DE CARGA OBTENIDA DE FORMA ANALÍTICA. MODIFICADA DESDE [16]	20
FIGURA 12: LÍNEA CONECTADA A TENSIONES IGUALES	20
FIGURA 13: CURVA P-V PARA DISTINTOS LARGOS DE LÍNEA EN UNA RED RADIAL	22
FIGURA 14: MARGEN DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN CURVA $P - V$	23
FIGURA 15: MARGEN DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN CURVA CARACTERÍSTICA DE POTENCIA-ÁNGULO DE DESFASE DE TENSIÓN	23
FIGURA 16: CURVA DE CAPACIDAD DE CARGA. MODIFICADO DE [7]	24
FIGURA 17: CURVA DE CAPACIDAD DE CARGA PARA DISTINTOS CRITERIOS DE CAÍDA DE VOLTAJE. MODIFICADO DE [16]	25
FIGURA 18: CURVA DE CAPACIDAD DE CARGA PARA DISTINTOS MÁRGENES DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL. MODIFICADO DE [16]	26
FIGURA 19: AGRUPACIONES DE ÍNDICES DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN.	36
FIGURA 20: SISTEMA RADIAL DE TRANSMISIÓN [7]	37
FIGURA 21: SISTEMA CON CORRIENTE FLUYENDO DESDE EL BUS 1 AL BUS 2	41
FIGURA 22: SISTEMA REPRESENTADO EN BASE A EQUIVALENTE DE THÉVENIN	44
FIGURA 23: ESQUEMA METODOLÓGICO GENERAL	61
FIGURA 24: PROCESO DE CARACTERIZACIÓN Y FILTRADO	63
FIGURA 25: ESQUEMA GENERAL DEL PROCESO DE AGRUPAMIENTO	70
FIGURA 26: DETALLE DE PROCESO DE CLUSTERIZADO	72
FIGURA 27: ESQUEMA GENERAL DE LA METODOLOGÍA PARA LA VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA DE SELECCIÓN DE POC	73
FIGURA 28: BLOQUE DE CÁLCULO DE INDICADORES ESTÁTICOS DE ESTABILIDAD	74
FIGURA 29: VALIDACIÓN Y ANÁLISIS DEL PROCESO DE AGRUPAMIENTO EN BASE A CONDICIONES DE OPERACIÓN	76
FIGURA 30: SISTEMA DE 118 BARRAS MODIFICADO CON ALTA PENETRACIÓN ERNC	78
FIGURA 31: DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN TOTAL INSTALADA EN CASO DE ESTUDIO	79
FIGURA 32: CANTIDAD DE PUNTOS DE OPERACIÓN CRÍTICOS EN BASE A INDICADORES ESTÁTICOS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN	82
FIGURA 33: CRITERIOS DE FILTRADO PARA INDICADORES EN EL CASO BASE	83
FIGURA 34: CRITERIO DE FILTRADO PARA EL NIVEL DE CARGA EN LAS LÍNEAS EN LAS DISTINTAS VARIANTES DEL CASO DE ESTUDIO	84
FIGURA 35: CANTIDAD DE PUNTOS OBTENIDOS DESPUÉS DEL PROCESO DE FILTRADO	85
FIGURA 36: VALOR PROMEDIO DE LOS INDICADORES OPERACIONALES	86
FIGURA 37: CANTIDAD DE PUNTOS CRÍTICOS EN BASE A INDICADORES DE ESTABILIDAD, OBTENIDOS DESPUÉS DE APLICAR EL FILTRO	87
FIGURA 38: ERROR PROMEDIO OBTENIDO PARA DIFERENTE NÚMERO DE CLUSTERS EN EL CASO BASE	88
FIGURA 39: CANTIDAD DE CLUSTERS OBTENIDAS PARA CADA CASO DE ESTUDIO	89
FIGURA 40: COMPARACIÓN DE LA MEJOR CANTIDAD DE CLUSTERS OBTENIDAS PARA CADA TIPO DE OBJETO, EN LOS DISTINTOS CASOS	89
FIGURA 41: DIFERENCIA MÁXIMA PROMEDIO DE LOS INDICADORES ESTÁTICOS DE ESTABILIDAD DE LOS POC CON RESPECTO A SU CENTROIDE	90
FIGURA 42: CANTIDAD DE POC _{AC} ESCOGIDOS COMO REPRESENTATES DE SUS CLUSTER EN CADA TIPO DE CLUSTERIZADO	91
FIGURA 43: DIFERENCIA CON RESPECTO AL INDICADOR DEL CENTROIDE EN LOS CLUSTERS QUE CONTIENEN POC _{AC} EN EL CASO EÓLICO	92
FIGURA 44: DIFERENCIA POTENCIA DESPACHADA/CAPACIDAD INSTALADA EN CADA CLUSTER, CASO BASE	94
FIGURA 45: DIFERENCIA POTENCIA DESPACHADA/CAPACIDAD INSTALADA EN CADA CLUSTER, RESTO DE LOS CASOS DE ESTUDIO	95
FIGURA 46: DIFERENCIA CON RESPECTO AL INDICADOR DEL REPRESENTANTE PARA CADA CLUSTER, CASO BASE	96
FIGURA 47: DIFERENCIA CON RESPECTO AL INDICADOR DEL REPRESENTANTE PARA CADA CLUSTER, OTROS CASOS DE ESTUDIO	97
FIGURA 48: COMPARACIÓN DE LA CANTIDAD DE POC _{AC} CORRECTAMENTE REPRESENTADOS, OBTENIDOS EN CADA FASE DE AGRUPAMIENTO	98
FIGURA 49: DIFERENCIA CON RESPECTO AL INDICADOR DEL CENTROIDE EN LOS CLUSTERS QUE CONTIENEN POC _{AC} EN EL CASO BASE	109
FIGURA 50: DIFERENCIA CON RESPECTO AL INDICADOR DEL CENTROIDE EN LOS CLUSTERS QUE CONTIENEN POC _{AC} EN EL CASO 123A	110

FIGURA 51: DIFERENCIA CON RESPECTO AL INDICADOR DEL CENTROIDE EN LOS CLUSTERS QUE CONTIENEN POC_{AC} EN EL CASO 123B111

FIGURA 52: DIFERENCIA CON RESPECTO AL INDICADOR DEL CENTROIDE EN LOS CLUSTERS QUE CONTIENEN POC_{AC} EN EL CASO SOLAR.....112

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

Las situaciones más críticas que pueden enfrentar los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se presentan cuando algún accidente o contingencia puntual (caída de un árbol sobre una línea de transmisión, incendio de un transformador, entre otros), altera la operación normal del sistema y lo lleva a una condición de inestabilidad irrecuperable. La pérdida de estabilidad en SEP implica el corte de suministro de energía a la población y el sector productivo, con costos sociales tangibles como lo son la alteración de la calidad de vida de la población y las pérdidas económicas directas. A modo de ejemplo, el mayor black out de la historia de USA (ocurrido el año 2003), involucró una pérdida económica estimada de 6 billones de USD, dejando a 50 millones de personas sin electricidad [1]. Problemas similares han ocurrido en diversas partes del mundo: India (2012, 620 millones de personas afectadas por 2 días), Brasil (2011, 53 millones de personas afectadas durante 16 horas), China (2008, 4 millones de personas afectadas), entre otros. En el sistema chileno, los cortes de suministro ocurridos durante el año 2015 produjeron costos y pérdidas cercanas a los US\$7 millones [2] (CLP 4.620 millones).

Por lo anterior, los temas de estabilidad en SEP han sido uno de los mayores desafíos de los operadores de red y reguladores a nivel mundial desde el inicio de los sistemas interconectados [3]. Para enfrentar y resolver los problemas de estabilidad, así como minimizar sus posibles consecuencias, los operadores realizan diferentes estudios para definir medidas correctivas apropiadas que permitan mantener la estabilidad del sistema ante contingencias intempestivas y así asegurar el suministro de energía eléctrica a la población [4].

Para realizar estudios de estabilidad en SEP, se requiere ejecutar simulaciones dinámicas complejas considerando diferentes puntos de operación y contingencias. Sin embargo, la gran complejidad involucrada en el desarrollo de modelos dinámicos para SEP, así como los tiempos de ejecución de la simulación dinámica de los mismos, lleva a que analizar la operación de 8760 horas del año considerando todas las fallas que podrían surgir en el sistema sea un problema inabordable debido al tiempo que se requeriría para su desarrollo. Lo anterior resulta aún más evidente si se consideran varios escenarios, en cuyo caso un estudio dinámico detallado, incluyendo todos los puntos de operación posibles de un sistema resulta imposible. Por esto, en todo estudio dinámico se limita la cantidad de simulaciones a realizar, acotando los puntos de operación y contingencias a simular en cada uno de ellos. Tradicionalmente, el concepto para seleccionar los puntos de operación y contingencias es en base al criterio del “peor escenario”, es decir, se seleccionan aquellos escenarios que representan, desde el punto de vista de estabilidad, las peores circunstancias que podría experimentar el SEP [1].

Si bien los estudios basados en el concepto de peor escenario han mostrado gran nivel de aceptación a nivel mundial, el aumento sostenido de las ERNC en los últimos años ha llevado a cuestionar su validez. En efecto, el aumento de ERNC lleva a que la respuesta dinámica de los SEP comience a ser progresivamente más dependiente de dispositivos de electrónica de potencia, lo que afecta significativamente la estabilidad del sistema [1]. En consecuencia, los criterios ampliamente aceptados podrían ser incapaces de identificar todas las condiciones críticas en que la estabilidad del sistema podría ser vulnerada.

En el marco anterior, esta tesis se enfoca en el problema de la selección de puntos de operación para la realización de estudios de estabilidad de tensión en SEP con alta penetración de energías renovables. La metodología propuesta considera el uso de una operación anual de un SEP con resolución horaria, ante diferentes escenarios de inyección de ERNC definidos mediante series sintéticas en los distintos puntos de inyección.

1.2. Hipótesis

Este trabajo postula que es posible implementar una metodología general capaz de determinar puntos críticos de operación desde el punto de vista de estabilidad de voltaje, utilizando únicamente las variables de operación de un SEP, obtenidas a partir de flujos de corriente continua. En particular, se espera encontrar puntos de operación críticos que no se considerarían si se seleccionaran puntos utilizando el enfoque tradicional de “peor escenario” en estudios de estabilidad de voltaje.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es desarrollar una propuesta metodológica para determinar puntos de operación críticos desde el punto de vista de estabilidad de tensión, haciendo uso de parámetros operacionales del sistema, determinados netamente a partir de los resultados entregados por un flujo en corriente continua.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Definir la combinación de parámetros operacionales y/o indicadores de estabilidad a clusterizar, que permitan definir los puntos de operación críticos del sistema, desde el punto de vista de estabilidad de voltaje.
2. Proponer una metodología que, mediante el uso de clusters, permita la selección de los puntos de operación críticos en cualquier sistema eléctrico de potencia.
3. Implementar la metodología en un caso de estudio compuesto por un SEP mediano con alta inserción ERNC
4. Validar la metodología realizando simulaciones dinámicas con algunos de los puntos de operación obtenidos en base al cluster.

1.4. Alcances

Esta tesis se enfoca en la selección de puntos de operación para estudios de estabilidad de tensión, es decir, no se considerará en la metodología criterios de estabilidad de pequeña señal ni de estabilidad de ángulo.

Esta tesis no tiene como propósito reemplazar los enfoques utilizados tradicionalmente por los estudios de estabilidad de voltaje para determinar el “peor caso”, como tampoco tiene como propósito reemplazar a otros métodos utilizados para la selección de puntos de operación críticos. Sino que pretende entregar una propuesta metodológica que permita encontrar, a partir de los resultados de un flujo en corriente continua, a una selección de puntos críticos de operación, para la evaluación de la estabilidad de tensión frente a altos niveles de incertidumbre producto de las ERNC.

Por otro lado, la metodología será validada utilizando el sistema IEEE de 118 barras con modificaciones entregadas a partir de un estudio de planificación realizado en [5].

Capítulo 2: Marco teórico

2.1. Introducción a la estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje se refiere a la habilidad de un sistema de potencia de mantener un perfil de tensión aceptable en sus barras durante condiciones de operación normal, así como a su capacidad para restaurar sus niveles de voltaje en la red, luego de ocurrida una perturbación o falla [3].

Durante los últimos años, los sistemas eléctricos de potencia se han complejizado enormemente debido a diferentes factores como la presencia de interconexiones regionales, aumento de la penetración de energías con fuentes renovables de generación variable y uso de dispositivos de electrónica de potencia. Todo esto ha llevado a dar mayor importancia a los temas de estabilidad y en particular los relacionados con la estabilidad de voltaje. Los problemas vinculados a esta temática han ido en aumento debido a que las redes eléctricas actuales trabajan bajo condiciones constantes de altos niveles de estrés [6].

La estabilidad de voltaje en una red se ve afectada por una serie de factores entre los que destacan[7] :

- Límites de transmisión de potencia
- Longitud de las líneas de transmisión
- Límites de potencia reactiva y de tensión de los generadores convencionales
- Características de los dispositivos de compensación de reactivos
- Actuación de otros dispositivos empleados en el control de tensión como los cambiadores de derivación bajo carga de los transformadores o ULTC (under load tap changer en inglés).

A continuación, se detallan los aspectos más importantes que afectan la estabilidad de voltaje de los sistemas eléctricos.

2.1.1. Características del sistema de transmisión [8]

El sistema de transmisión afecta de manera importante la estabilidad de voltaje, principalmente a través de la potencia activa transmitida, la tensión en las barras de la red y las inyecciones de potencia reactiva en el sistema.

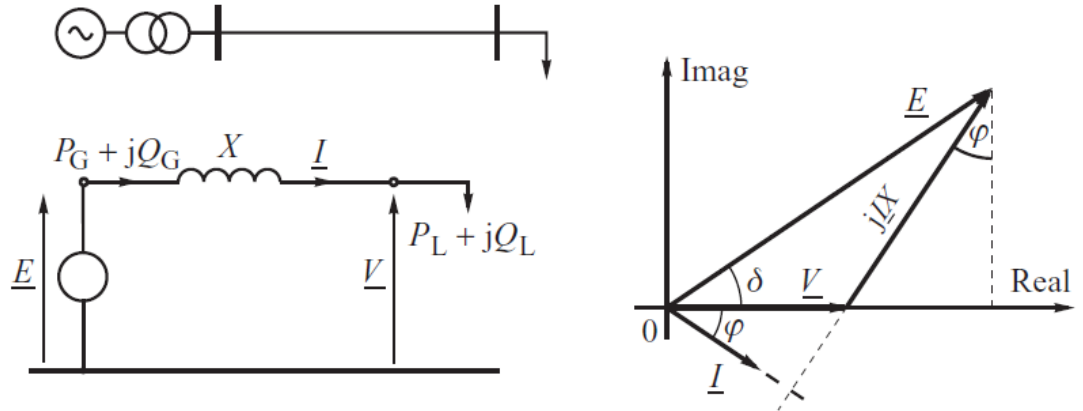


Figura 1: Circuito equivalente de una red y su diagrama fasorial [8]

En la Figura 1 se presenta el circuito equivalente de una red radial simple junto a su diagrama fasorial. La red representada se compone de un generador con tensión interna E y un desfase δ , con respecto al extremo receptor, que entrega una potencia $P_G + jQ_G$. Por otro lado, la barra receptora tiene una tensión V y una carga con un consumo de potencia $P_L + jQ_L$. El modelo desprecia la componente resistiva tanto del modelo del generador como de la línea de transmisión, ya que se toma el supuesto de que esta es mucho más pequeña que la reactancia, por lo cual se considera que X condensa el efecto en la pérdida de reactivos producto del transformador, de la línea y del modelo del generador. A partir de esto se genera el diagrama fasorial del circuito, en base al cual se obtienen las siguientes relaciones:

$$IX \cos\varphi = E \sin\delta \quad (1)$$

$$IX \sin\varphi = E \cos\delta - V \quad (2)$$

Por definición, las expresiones que definen la potencia activa y reactiva en la carga son:

$$P_L(V) = VI \cos\varphi \quad (3)$$

$$Q_L(V) = VI \sin\varphi \quad (4)$$

Reemplazando las relaciones (1) y (2) en (3) y (4), respectivamente, se reescriben las expresiones de potencia activa y reactiva como:

$$P_L = V \frac{IX \cos \varphi}{X} = -\frac{EV}{X} \sin \delta \quad (5)$$

$$Q_L = V \frac{IX \sin \varphi}{X} = \frac{EV}{X} \cos \delta - \frac{V^2}{X} \quad (6)$$

A partir de las ecuaciones (5) y (6) se puede obtener una relación independiente del ángulo δ entre la tensión en la barra de carga y la del generador, usando la identidad trigonométrica: $\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$. Además, si se asume que la carga es independiente de la tensión, es decir, que consume potencia constante, $P_n = P_L(V_n)$ y $Q_n = Q_L(V_n)$, se llega a la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{EV}{X}\right)^2 = [P_L(V)]^2 + \left[Q_L(V) + \frac{V^2}{X}\right]^2 = P_n^2 + \left[Q_n + \frac{V^2}{X}\right]^2 \quad (7)$$

La ecuación (7) puede ser reescrita en función de la potencia activa, reemplazando la relación $Q_n = P_n \tan \varphi$:

$$P_n^2 + P_n^2 \tan^2 \varphi + 2P_n \frac{V^2}{X} \tan \varphi = \left(\frac{EV}{X}\right)^2 - \left(\frac{V^2}{X}\right)^2 \quad (8)$$

Luego, despejando en función de P_n y haciendo uso de las relaciones $\tan \varphi = \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi}$ y

$\sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi = 1$ se llega a:

$$P_n = -\frac{V^2}{X} \sin \varphi \cos \varphi + \frac{V}{X} \cos \varphi \sqrt{E^2 - V^2 \cos^2 \varphi} \quad (9)$$

Finalmente, expresando la tensión en por unidad y utilizando el cambio de variable $v = \frac{V}{E}$, $p = \frac{P_n}{\frac{E^2}{X}}$, se reescribe la ecuación (9) como:

$$p = -v^2 \sin \varphi \cos \varphi + v \cos \varphi \sqrt{1 - v^2 \cos^2 \varphi} \quad (10)$$

La ecuación (10) describe una familia de curvas que tienen como parámetro al factor de potencia de la carga φ , las cuales son conocidas como curvas $P - V$ o curvas de la nariz. En la Figura 2 se observan un grupo de curvas generadas a partir de factores de potencia distintos. Las curvas 1 y 2 se generan con factores inductivos, lo cual implica que a medida que aumenta la carga real, la tensión disminuye, mientras que en la curva 4 se tiene un factor capacitivo. En este caso, en un comienzo el voltaje aumenta más allá de la tensión interna E , para luego decaer.

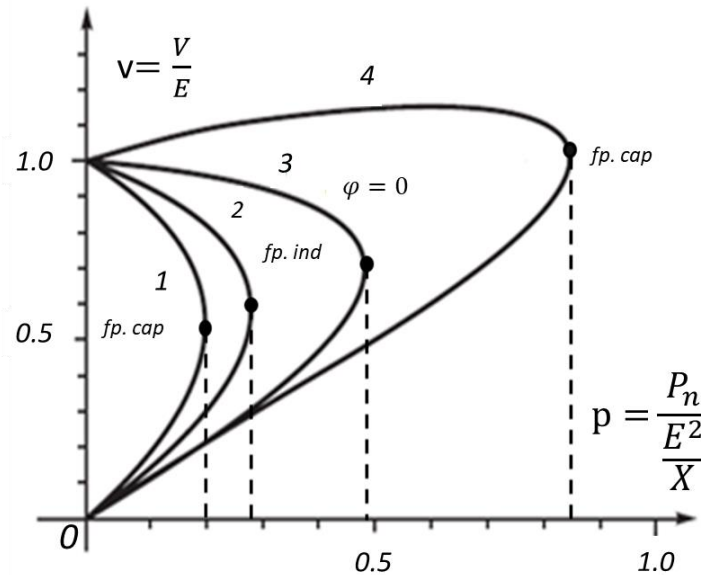


Figura 2: Familia de curvas de la nariz con: (1) $\varphi = 45^\circ \text{ ind}$; (2) $\varphi = 30^\circ \text{ ind}$; (3) $\varphi = 0^\circ$; (4) $\varphi = 30^\circ \text{ cap}$ [8]

Este tipo de curvas presentan un punto crítico en el que se alcanza la potencia máxima transmisible para una determinada tensión, conocido como voltaje crítico. Este punto se utiliza como referencia para definir la zona estable e inestable de operación [8].

Observando la Figura 2, se puede notar que las cargas inductivas, en comparación a las capacitivas, tienen niveles de potencia transmisible menores, los cuales se alcanzan con tensiones críticas también menores. Por otro lado, las cargas capacitivas alcanzan el nivel crítico de voltaje con potencias transferidas mayores y tensiones mayores, lo cual disminuye el margen de estabilidad del sistema con respecto a la operación normal.

En la Figura 2, cuando la potencia reactiva (Q_n) es nula, decir, cuando se tiene $\varphi = 0^\circ$ (curva 3), el punto de máxima potencia transmisible se alcanza cuando $p = 0.5$, lo cual implica que $P_n = \frac{E^2}{2X}$, lo que se considera como la máxima potencia transmisible [8].

A partir de la Figura 3 se observa que para un nivel de potencia transferida existen dos posibles puntos de operación para el voltaje en la carga. A medida que aumenta la potencia transferida, los puntos ubicados en la zona inferior de la curva presentan un aumento en la tensión, mientras que aquellos puntos ubicados en la zona superior muestran el comportamiento contrario. Para determinar cuál de los dos puntos que satisfacen la

ecuación (10) es estable, se realiza un análisis de pequeña señal. Si en la Figura 3, se toma el punto (P_1, V_1) y se genera un pequeño aumento ΔP en la potencia, se tendrá que el voltaje V_1 ubicado en la zona superior de la curva se desplazará hacia la derecha lo cual hará que disminuya su valor, cambiando a $V_1 - \Delta V$. De acuerdo a la ecuación (5), una disminución en la tensión en la carga implica que la potencia transferida disminuye, lo cual provoca que el sistema tienda a volver al punto de operación inicial. Por lo tanto, este punto es estable. Ahora, tomando el punto (P_1, V_2) de la Figura 3, y aplicando el mismo aumento pequeño ΔP en la potencia, la tensión V_2 experimentará un aumento, cambiando su valor a $V_2 + \Delta V$. A partir de la ecuación (5), se observa que este aumento de voltaje, hará que la potencia transferida aumente más, por lo que se tendrá que tanto P_1 como V_2 aumentarán indefinidamente, escapando así del punto de operación inicial. El punto (P_1, V_2) se considera, por ende, inestable.

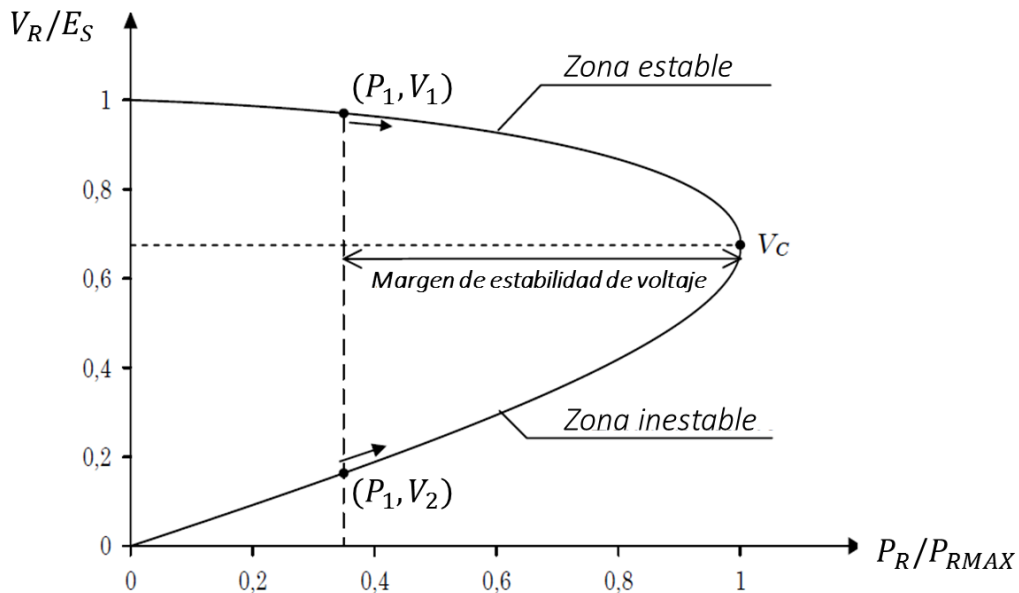


Figura 3: Estabilidad del punto de operación según curva P-V [7]

Las curvas $P - V$ representan el lugar geométrico de la relación entre la potencia activa transferida y la tensión en la barra de carga, asumiendo para esto que el factor de potencia es un parámetro. Sin embargo, con este tipo de curvas no se logra obtener información acerca de la potencia reactiva. Para esto, se puede emplear la ecuación (7) que define una relación entre Q_n y P_n tomando como parámetro la tensión. Se observa que esta relación describe una circunferencia en el espacio $Q_n - P_n$ con centro en V^2/X . Tomando distintas tensiones, se puede generar una curva utilizando la envolvente de las distintas circunferencias generadas como en la Figura 4.

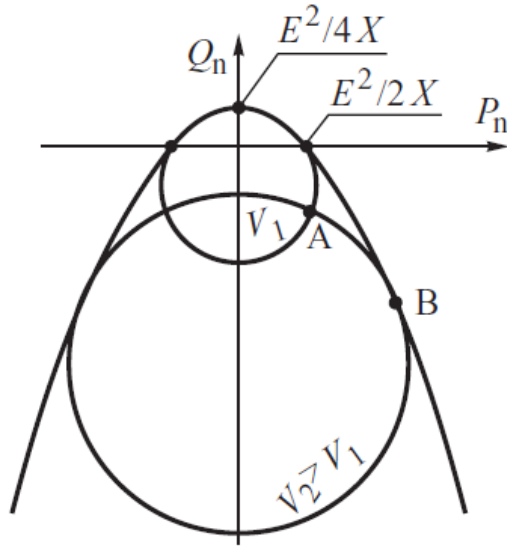


Figura 4: Familia de circunferencias y su envolvente [8]

Luego, se puede obtener una relación que describa esta envolvente. Para ello se reordena la ecuación (7) como:

$$\left(\frac{V^2}{X}\right)^2 + \left(2 Q_n - \frac{E^2}{X}\right)\left(\frac{V^2}{X}\right) + (P_n^2 + Q_n^2) = 0 \quad (11)$$

Se observa que la ecuación (11) representa una cuadrática con respecto a (V^2/X) . Para que se tenga sólo una solución, se necesita que el determinante sea nulo, es decir, que se cumpla la siguiente relación:

$$\Delta = \left(2 Q_n - \frac{E^2}{X}\right)^2 - 4 (P_n^2 + Q_n^2) = 0 \quad (12)$$

Resolviendo con respecto a la potencia reactiva se llega a que:

$$Q_n = \frac{E^2}{4X} - \frac{P_n^2}{E^2/X} \quad (13)$$

La ecuación (13) describe una parábola invertida que corta el eje de P_n cuando $P_n = E^2/2X$ y que alcanza su máximo en:

$$P_n = 0 \quad Q_n = \frac{E^2}{4X} \quad (14)$$

Luego, se tiene que en el interior de la parábola existen dos soluciones para cada combinación (Q_n, P_n) las cuales se generan a partir de dos valores distintos de tensión, mientras que cada punto en la parábola satisface una sola solución para la red. No existen soluciones factibles fuera de la parábola, es decir, no es posible suministrar una combinación de potencias (Q_n, P_n) que se ubique a las afueras de la envolvente.

Cabe destacar, que además de las curvas $P - V$ y $Q - P$, existe otro método que permite analizar la estabilidad del sistema, las curvas $V - Q$. Estas curvas son una característica conjunta de la red y la carga del sistema y representan la cantidad de potencia reactiva que debe ser inyectada en un nodo para mantener un nivel de tensión deseado.

Para la construcción de una curva $V - Q$, se utiliza el sistema de la Figura 5, donde se conecta un generador ficticio configurado como condensador síncrono ($P = 0$ y $Q_C \neq 0$) en la barra que se pretende analizar. Además, se asume que la transferencia de potencia activa se mantiene constante.

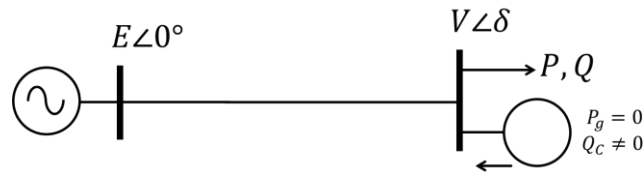


Figura 5: Sistema con generador ficticio.

Con esto la ecuación de flujo de potencia para la potencia reactiva, queda definido como:

$$Q - Q_c = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \delta \quad (15)$$

Mientras que para la potencia activa se conserva la relación de la ecuación (5) ($P = -\frac{EV}{X} \sin \delta$).

Luego, mediante el cálculo de sucesivos flujos de potencia y utilizando la ecuación (5), se obtiene δ para distintos valores de tensión en la barra analizada. Posterior a esto se obtiene la inyección de potencia reactiva del generador ficticio Q_c . El proceso se repite para obtener distintos puntos, con lo cual se logran armar curvas como las expuestas en la Figura 6, donde cada una se genera para un punto distinto de operación del sistema.

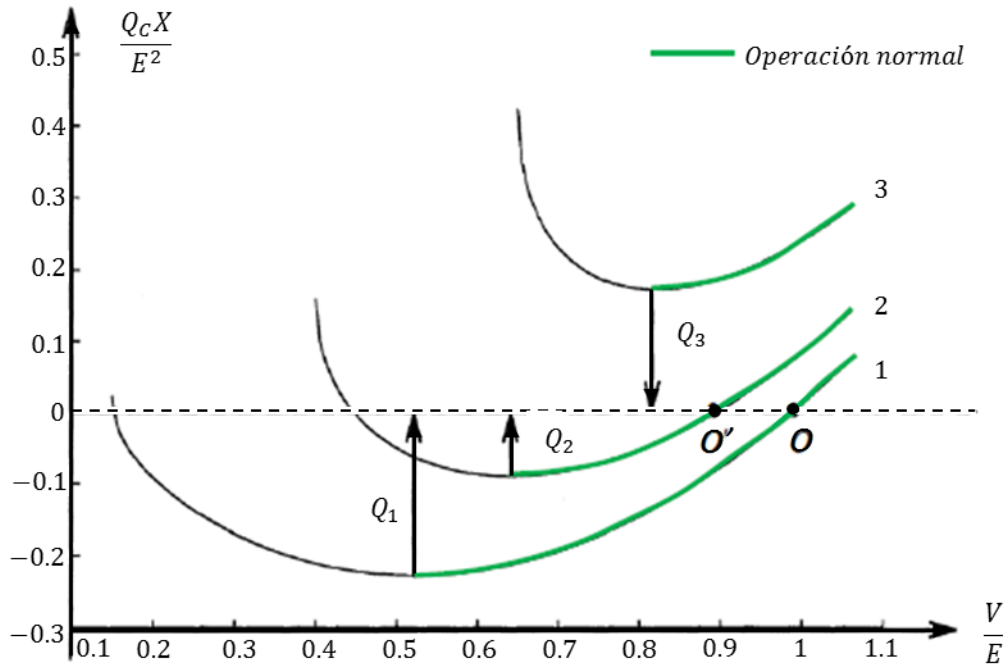


Figura 6: Curvas V-Q

Los puntos ubicados en la parte derecha de las curvas representan los puntos de operación estables. La intersección con el eje x (punto O y O') representa el caso en que se puede operar sin compensación, es decir, el caso en que el generador ficticio no entrega potencia reactiva. Adicionalmente, se tiene que el límite de estabilidad queda representado por el punto más bajo de las curvas, donde se cumple que $\frac{\partial Q}{\partial V} = 0$.

En la Figura 6, la curva 1 representa una operación muy por debajo de la potencia máxima. A medida que las curvas se desplazan hacia arriba, se tiene que el punto de operación implica una mayor carga.

Al igual que las curvas $P - V$, este tipo de curvas permiten indicar la proximidad de un SEP a experimentar un colapso de tensión a través de la determinación de un margen de potencia reactiva. Los valores de Q_1 y Q_2 representan los márgenes de potencia reactiva antes de entrar en una zona de inestabilidad para el nivel de transferencia de potencia establecido en la obtención de las curvas. La curva 3 presenta un nivel de transferencia de potencia con el cual no se puede operar sin un aporte de potencia reactiva adicional igual a Q_3 .

A partir de los conceptos explicados hasta ahora, se puede concluir que las principales causas de inestabilidad en cuanto al sistema de transmisión son:

- Nivel de carga de las líneas de transmisión. Cuando una línea trabaja a un nivel de carga cercano a su máximo, entonces se está trabajando con un margen de estabilidad menor desde el punto de vista de tensión, es decir, se trabaja cercano al punto de máxima potencia transmisible.

- Generación alejada de los centros de carga. Los generadores son las principales fuentes de potencia reactiva en la red y por ende, a medida que se ubican más lejos de los centros de carga, la mantención de un perfil de tensiones en las barras del sistema se va dificultando, producto de las pérdidas de potencia reactiva por las líneas.

2.1.2. Características de la generación

Las unidades de generación son otro aspecto que afecta la estabilidad de tensión y lo hacen a través de las características de los controladores empleados, siendo el más crítico el AVR. Este controlador mantiene la tensión en bornes del generador constante durante la operación normal. Sin embargo, cuando se producen caídas de tensión en el sistema debido, por ejemplo, a una contingencia, el aumento de la demanda de potencia reactiva puede provocar que el generador alcance su límite de corriente de campo llevando a que la tensión en bornes no pueda mantenerse controlada debido a la acción de los limitadores de sobreexcitación o OXL (overexcitation limiter en inglés) [7].

Para ilustrar el efecto de la pérdida del control de tensión en los generadores, debido a la acción del OXL, considere el sistema de la Figura 7. El sistema se compone de un generador síncrono equipado con regulador de tensión y un limitador de sobreexcitación, una barra de potencia infinita conectada a través de una línea larga (1-3) y una carga que se conecta al sistema mediante una línea corta (3-2).

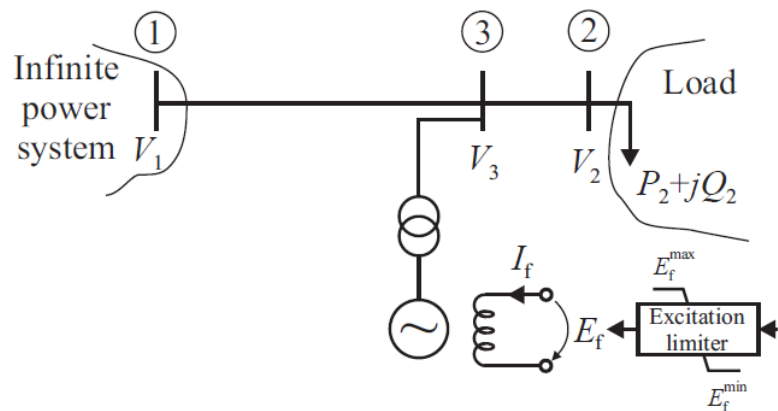


Figura 7: Generador conectado a una barra de potencia infinita [9]

El generador tiene un regulador de tensión, por lo cual es capaz de mantener una tensión constante en la barra 3, permitiendo así hacer el supuesto de que el aporte a la regulación de tensión por parte de la barra infinita puede ser despreciado. Además, debido a la longitud de la línea 1-3, el control de voltaje desde la barra infinita es difícil, lo cual avala aún más el supuesto [9].

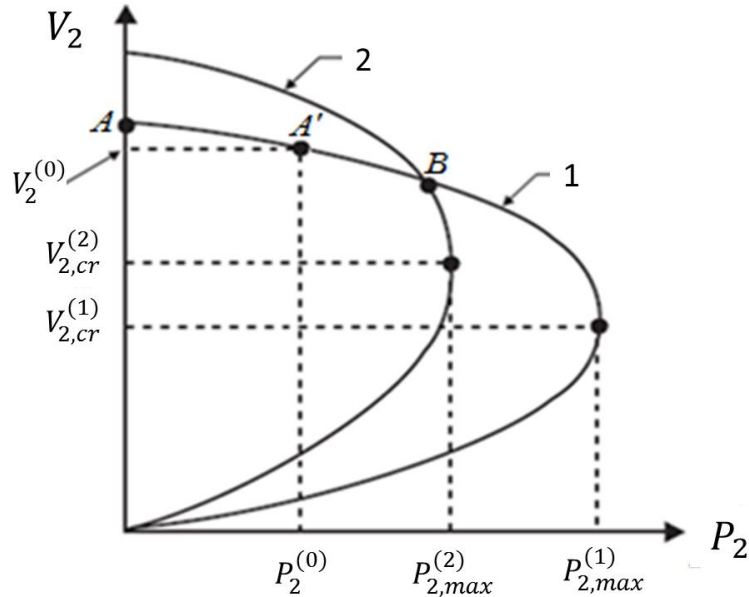


Figura 8: Impacto del OXL en la curva de la nariz [9]

En la Figura 8 se muestran dos curvas $P - V$: la curva 1 representa la operación normal del generador mientras que la curva 2 representa la operación una vez que actúa el OXL. Durante una operación normal, el generador cuenta con suficiente reserva de potencia reactiva para controlar la tensión en la barra 3 manteniéndola en un valor constante, lo cual permite controlar el flujo hacia la carga e indirectamente la tensión en la barra 2 (debido a que la línea 2-3 es corta). Para un determinado punto de operación normal, se tiene que la barra 2 tiene un perfil de tensión $V_2^{(0)}$, lo que corresponde a una potencia consumida $P_2^{(0)}$ en la carga (punto A' de la curva de la nariz de la Figura 8). En la misma figura, se observa también la máxima potencia transmisible $P_{2,max}^{(1)}$ y la tensión crítica $V_{2,cr}^{(1)}$.

Cuando la carga aumenta, el punto de operación se traslada hacia una nueva posición. A medida que la carga crece, el generador intentará aumentar la inyección de reactivos con el fin de mantener constante el perfil de tensión en la barra 3. Una vez que la demanda en la barra 2 aumenta demasiado, actúa el limitador de sobreexcitación o OXL (punto B de la curva). Luego que el OXL se activa, la corriente de campo se mantiene casi constante y el generador se comienza a comportar como una fem, que solo puede mantener una tensión interna fija E_q antes de la reactancia interna del generador X_d , es decir, deja de controlar la tensión en bornes. Con esto, la impedancia equivalente entre las barras 2 y 3 aumenta, provocando que la curva característica se contraiga (curva 2). De esta forma se tiene que la máxima potencia transmisible ($P_{2,max}^{(2)}$) es menor y la tensión crítica ($V_{2,cr}^{(2)}$) es mayor, lo que provoca que se llegue a una condición de inestabilidad de voltaje con cambios más pequeños de carga [9].

En resumen, una de las principales causas de inestabilidad de tensión asociadas a las unidades generadoras es la limitación automática de la corriente de campo por el OXL. De esta forma, la cantidad de generadores síncronos con capacidad de regulación de tensión en bornes operando, es un aspecto clave que define la estabilidad del SEP.

2.1.3. Características de la carga

La estabilidad de tensión a veces es referida como “estabilidad de carga”, puesto que se ve fuertemente influenciada por la respuesta dinámica de las cargas [9]. Es por esto que el modelamiento de la carga tiene gran importancia para los estudios de estabilidad de voltaje, lo cual representa siempre un gran desafío. Por otro lado, la carga de un SEP se compone de una serie de dispositivos de diferente naturaleza, como motores de inducción, cargas resistivas, cargas inductivas, entre otros, los cuales no pueden ser modelados de forma detallada. Por lo anterior, nace la necesidad de encontrar una representación “equivalente” que intente plasmar de la mejor forma la naturaleza agregada de estos dispositivos. Por otro lado, se tiene que la carga de un SEP presenta un comportamiento estocástico, debido a que la carga está constantemente variando tanto en cantidad de consumo como en la naturaleza de su composición. Estos dos motivos llevan a que encontrar un solo modelo de carga aplicable a todos los SEP sea una tarea dificultosa [10].

Para representar una carga existen diversos modelos, los cuales utilizan una serie de parámetros tales como el factor de potencia de la carga o la variación que experimentan la potencia activa y reactiva frente a cambios en la tensión y frecuencia. Matemáticamente el consumo de potencia activa y reactiva se modela, de forma genérica como [9]:

$$\begin{aligned} P &= K_p \cdot P_n \cdot f_p(V, f) \\ Q &= K_Q \cdot Q_n \cdot f_Q(V, f) \end{aligned} \tag{16}$$

Donde P_n, Q_n son el valor de la potencia activa y reactiva consumida por la carga en un punto normal de operación, donde se tiene que la tensión y la frecuencia son V_0 y f_0 respectivamente. Por otro lado, K_p y K_Q son conocidos como coeficientes de demanda de carga y son valores independientes. Finalmente $f_p(V, f)$ y $f_Q(V, f)$ son funciones que expresan la dependencia de la carga con respecto a la tensión y frecuencia en un determinado punto de operación. Cabe destacar que generalmente en estudios de estabilidad de tensión, se desprecia la dependencia de la carga con respecto a la frecuencia, teniendo que la ecuación (16) se reescribe como:

$$\begin{aligned} P &= K_p \cdot P_n \cdot f_p(V) \\ Q &= K_Q \cdot Q_n \cdot f_Q(V) \end{aligned}$$

A partir de esta representación general, se han implementado diferentes modelos de carga, siendo el modelo exponencial, uno de los más comunes. Este se define como:

$$\begin{aligned} P &= P_n \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_P} \\ Q &= Q_n \cdot \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha_Q} \end{aligned} \tag{17}$$

Donde V_0 es el voltaje nominal y los coeficientes α_p y α_Q son los coeficientes que definen el nivel de sensibilidad de la carga con respecto a la tensión. Cabe destacar que, con el fin de simplificar las ecuaciones, se estableció $K_p = K_Q = 1$.

Una las variaciones del modelo exponencial más usadas en estudios de estabilidad, es el modelo de carga $P - Q$ constante, en el cual la potencia demandada es independiente de cualquier otro parámetro del sistema eléctrico, es decir, α_p y α_Q son iguales a cero. Sin embargo, la demanda de carga real del sistema presenta una dependencia con la tensión, con lo cual, la solución de la ecuación (7) no queda acotada a una simple parábola como en el caso del modelo de carga con potencia constante, sino que el área donde se encuentran las soluciones factibles de la red para P_n y Q_n , varía según la sensibilidad que tenga la carga con respecto a la tensión. Lo anterior se aprecia en la Figura 9, donde se representa el espacio de soluciones con distintos tipos de sensibilidad de carga. Cuanto mayor sea la sensibilidad, el área de solución será más abierta [8].

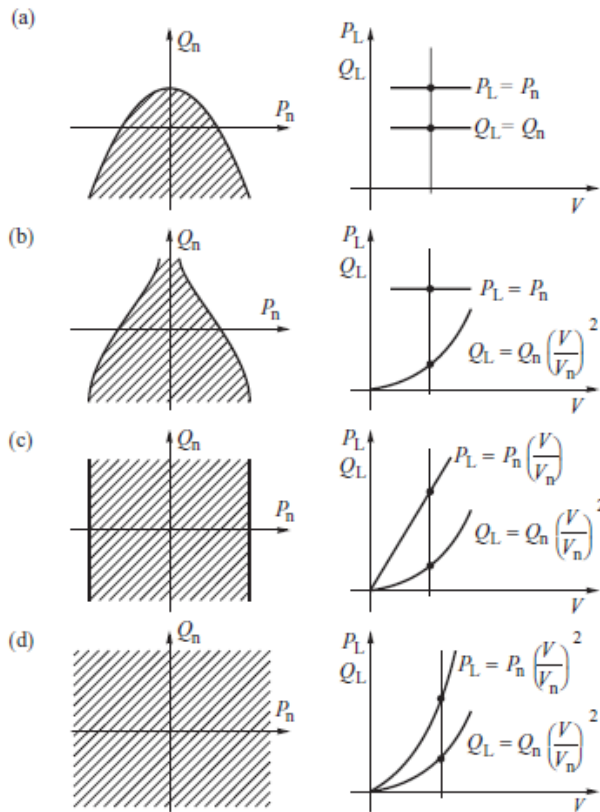


Figura 9: Forma del área de soluciones factibles para diferentes modelos de carga [8]

Tal como se mostró en la sección 2.1, para una carga con potencia constante, el área de solución comprende el interior de una parábola invertida (Figura 9a). Otros espacios de solución pueden hallarse al establecer diferentes sensibilidades, tal y como se aprecia en la Figura 9b y Figura 9c.

En la Figura 9d, tanto la potencia activa como la reactiva se relacionan cuadráticamente con la tensión, lo cual implica que no existen límites para los valores de P_n y Q_n . Esto se puede explicar expresando el modelo de carga como:

$$P_L(V) = P_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 = \frac{P_n}{V_n^2} \cdot V^2 = G_n V^2 \quad (18)$$

$$Q_L(V) = Q_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 = \frac{Q_n}{V_n^2} \cdot V^2 = B_n V^2 \quad (19)$$

Los distintos modelos de carga expuestos pueden unirse en forma polinomial para formar lo que se conoce como modelo ZIP. Este se representa como:

$$P_n \left(p_1 \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_n} \right) + p_3 \right) \quad (20)$$

Donde p_1, p_2 y p_3 especifican la proporción en por unidad de carga que se comporta como impedancia constante, corriente constante y potencia constante, respectivamente. La representación de la potencia reactiva es análoga a la descrita por la ecuación (20).

En la literatura se pueden hallar diferentes investigaciones en donde se compara el efecto sobre la estabilidad de tensión del sistema de distintos modelos de carga, incluyendo no solo el modelo ZIP, sino que otros modelos. En particular en [11], se compara cómo afecta al margen de estabilidad de tensión el modelamiento de distintas cargas ZIP. Esto se realiza comparando las curvas $P - V$ de un sistema de prueba de 14 barras de la IEEE. En el estudio se consideran 5 casos con diferentes coeficientes de carga, los cuales se exponen en la Tabla 1.

Tabla 1: Coeficientes de carga para los diferentes casos estudiados [11]

Coeficientes de carga ZIP				
		p_3	p_2	p_1
Casos	Componente			
Caso 0	Real	1.00	0.00	0.00
	Reactiva	1.00	0.00	0.00

Caso 1	Real	0.85	0.03	0.12
	Reactiva	0.70	0.03	0.25
Caso 2	Real	0.74	0.04	0.22
	Reactiva	0.65	0.08	0.27
Caso 3	Real	0.59	0.06	0.35
	Reactiva	0.40	0.06	0.54
Caso 4	Real	0.30	0.30	0.40
	Reactiva	0.40	0.10	0.50

A medida que los parámetros de los modelos de carga se modifican, se observa un cambio en el margen de estabilidad de la curva $P - V$, tal y como se muestra en la Figura 10.

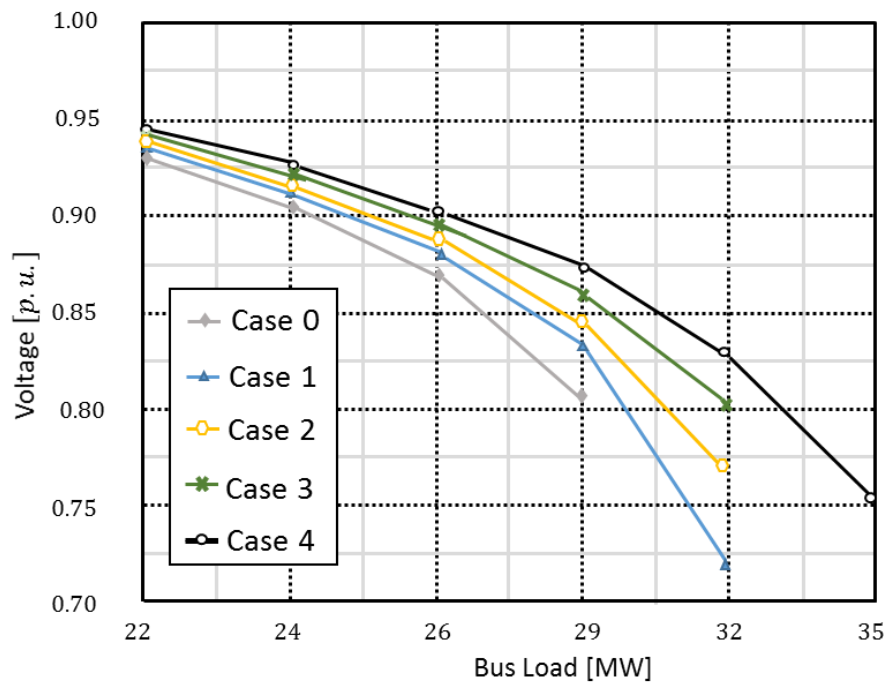


Figura 10: Curvas P-V para distintas cargas ZIP en una barra. Adaptación de [11]

En base a estas pruebas se concluye que el modelamiento de las cargas afecta de manera importante el margen de estabilidad. Se resalta que el modelo ZIP modifica el margen de estabilidad de la curva $P - V$ considerablemente, teniéndose que mientras mayor es la componente de impedancia constante, el perfil de tensión en la barra se mantiene a un nivel mayor cuando se somete a una misma cantidad de carga. El estudio de [11] contempla también el análisis de los resultados al ubicar la carga en distintas barras, lo cual, si bien generó que el punto de operación del sistema se modificara, no generó grandes cambios en cuanto a la comparación de los perfiles de tensión obtenidos en los cinco casos estudiados.

Se debe resaltar que existen otros modelos de carga aparte de los ya detallados. Algunos de estos modelos son los llamados modelos compuestos, los cuales han sido ampliamente analizados. Estos incluyen la modelación de motores de inducción para representar carga industrial como en [12], donde se analiza el efecto que tiene modificar la composición de la carga, sobre el margen de estabilidad de la curva $P - V$ de un sistema. Con esto, en [12] concluyen que mientras mayor es el porcentaje de carga modelada como motor de inducción, menor es el margen de estabilidad. Cabe destacar, que también se pueden hallar otros modelos de carga, menos tradicionales como lo son los modelos estocásticos y dinámicos [13].

Se ha demostrado que el modelo de carga afecta también en el nivel de confiabilidad de los estudios de estáticos de estabilidad de tensión. En [14] se estudia el efecto sobre la estabilidad del sistema de distintos tipos de carga. En este estudio se demuestra mediante la realización de simulaciones dinámicas ya análisis modal que el margen de estabilidad es menor que el predicho a través de curvas $P - V$. Se tiene que el margen encontrado por las simulaciones en los casos en que la carga se representa mediante el modelo de potencia constante y en los que se modelan motores de inducción, es menor que el establecido por las curvas $P - V$. Por otro lado, para el caso en que se utiliza el modelo de carga de impedancia constante, se observa que el margen encontrado por la curva es el mismo que el que se encuentra a través de las simulaciones y el análisis modal.

En resumen, la forma como se modela la carga es de gran importancia en estudios de estabilidad de tensión. En diversos estudios ([11], [14], [15]) se demuestra que el modelo de carga utilizado afecta de forma importante al margen de estabilidad del SEP, teniéndose que un sistema puede ser estable para un determinado modelo pero inestable para otro.

2.2. Factores que influyen la capacidad de carga en líneas de transmisión

Tal como se vio en la sección 2.1.1, el nivel de carga de las líneas de transmisión afecta directamente a la estabilidad de tensión del SEP. Es por esto que en el marco del análisis de estabilidad de un sistema, resulta clave entender los factores que influyen en la capacidad de carga de las líneas.

Usualmente la capacidad de carga de una línea se representa como una relación entre la carga máxima transmisible normalizada por la carga natural o *SIL* (surge impedance loading en inglés) y el largo de la línea. Este concepto fue introducido por H.P. St. Clair en 1953, quien modeló en base a consideraciones prácticas y su experiencia, curvas de

capacidad de carga de líneas de transmisión con niveles de tensión entre 34.5 kV y 330 kV, tomando en cuenta largos de línea de hasta 645 km [7].

Las curvas de capacidad de carga de St. Clair fueron generalizadas a distintos niveles de tensión en [16], donde se obtiene una curva de carga a partir de dos curvas generadas mediante la realización de dos simulaciones. En una de ellas se asume como restricción el criterio de caída de voltaje, mientras que en la otra se tiene como factor limitante el margen de estabilidad de pequeña señal. En la Figura 11 se aprecia la curva de capacidad de carga obtenida como resultado de estas simulaciones. Se observa que ambas curvas se intersectan en un largo de línea aproximado de 320 kilómetros. A la izquierda de dicha intersección la curva que restringe la capacidad de la línea es la que se obtiene a partir de la simulación que utiliza el criterio de caída de voltaje, mientras que a la derecha la situación se revierte, siendo la curva obtenida en base al criterio de estabilidad de pequeña señal la que restringe la capacidad de carga de la línea.

El punto donde se intersecan ambas curvas varía según el nivel de tensión de la línea, teniéndose que, para mayores tensiones, este punto puede ubicarse incluso bajo las 160 kilómetros, razón por la cual se dice que, en líneas con tensiones superiores a los 500 kV, la capacidad de carga se ve limitada principalmente por el margen de estabilidad de pequeña señal [16].

A continuación, se analiza esta curva de forma conceptual abordando los factores que la influncian.

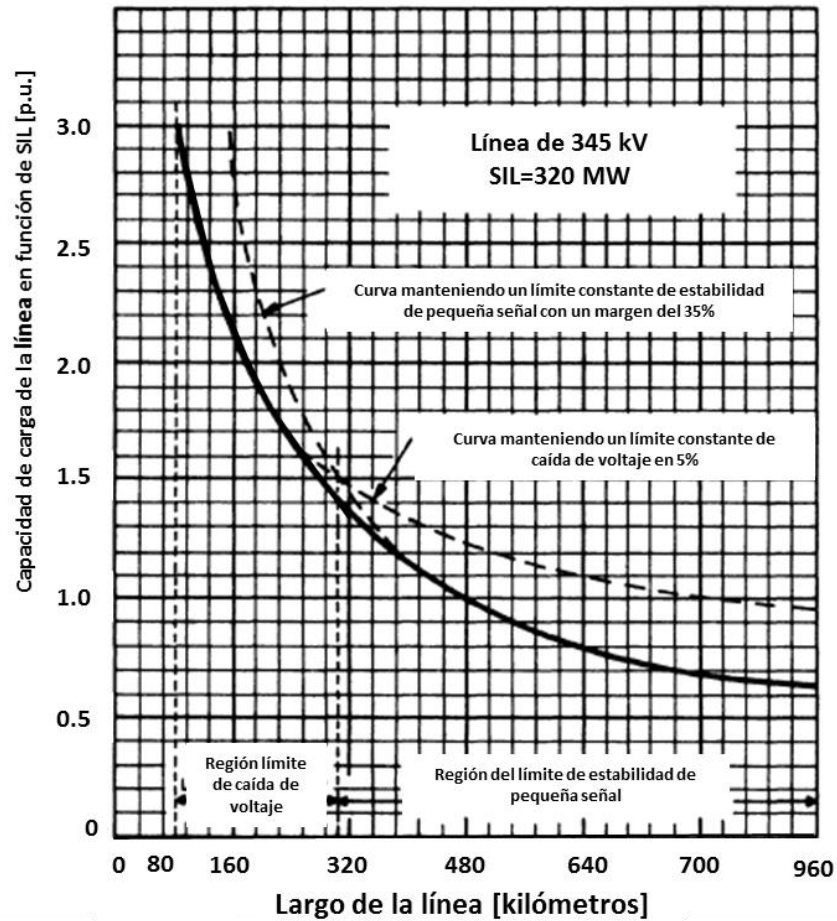


Figura 11: Curva de capacidad de carga obtenida de forma analítica. Modificada desde [16].

Curvas $P - V$ [7]

En el sistema sin pérdidas de la Figura 12, E_S denota la tensión de la barra emisora y V_R la tensión de la barra receptora. La línea es de largo l y sistema tiene una carga en la barra receptora, cuya demanda de potencia es $P_R + jQ_R$.

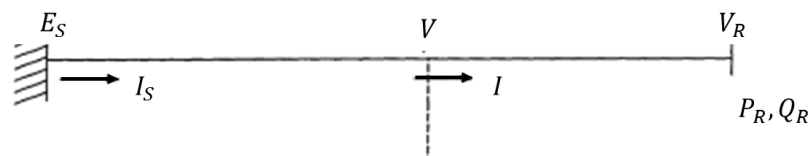


Figura 12: Línea conectada a tensiones iguales

En este caso se tiene que la corriente I_R que llega a la barra receptora viene dada por:

$$I_R = \frac{P_R - jQ_R}{V_R^*} \quad (21)$$

Por otro lado, la tensión de la fuente puede ser descrita en base a la ecuación de propagación de onda como [7]:

$$E_S = \frac{V_R + Z_C I_R}{2} e^{\gamma l} + \frac{V_R - Z_C I_R}{2} e^{-\gamma l} \quad (22)$$

Donde Z_C es la impedancia característica de la línea y γ se conoce como constante de propagación. Esta última se compone de una parte real llamada constante de atenuación α y una parte imaginaria conocida como constante de fase β . Si se asume que la línea no tiene pérdidas, entonces se tendrá que $\gamma = j\beta$, con β en *rad/km*.

Reemplazando la ecuación (21) en (22) y desarrollando las expresiones exponenciales en su forma trigonométrica, se llega a:

$$E_S = V_R \cos(\beta l) + jZ_C \sin(\beta l) \left(\frac{P_R - jQ_R}{V_R^*} \right) \quad (23)$$

La ecuación (23) muestra que el largo de la línea determina el desfase entre las barras emisora y receptora, lo cual define el ángulo de carga δ de la línea.

En la Figura 13, se ilustra la relación entre la tensión en la barra receptora (en por unidad al dividir por E_S) y la potencia demandada por la carga en la barra receptora (normalizada al dividir por la carga natural P_o). Se tiene que la curva $P - V$, considerando un factor de potencia unitario en todos los casos, refleja un encogimiento de la curva a medida que el largo de la línea aumenta. Además, para líneas de largo mayor a 600 km, se tiene que la tensión V_R se encuentra en la zona inestable de la curva (zona inferior) al considerar carga natural, lo cual implica que operar a carga natural sería inviable en líneas de este largo.

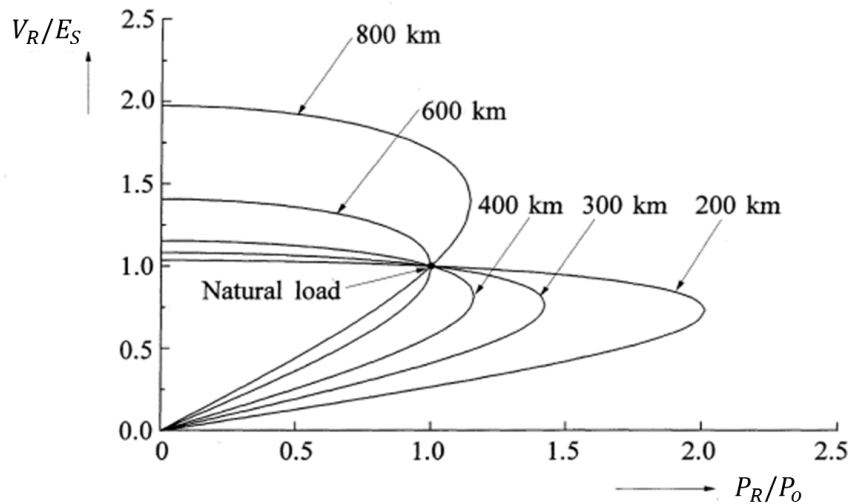


Figura 13: Curva P-V para distintos largos de línea en una red radial

De la Figura 13 se concluye que el largo de la línea afecta fuertemente la curva característica $P - V$ de la línea. Concretamente, a medida que aumenta el largo de la línea la capacidad de transmisión a través de ella disminuye hasta ser incluso menor que la carga natural.

Además del largo de la línea, existen otros factores que limitan la capacidad de transmisión de una línea [16]:

- Limitaciones térmicas
- Limitaciones por caída de voltaje
- Limitaciones por estabilidad de pequeña señal

Las limitaciones térmicas tienen su origen en los aspectos de diseño de la línea, puesto que dependen principalmente de las características físicas del tipo de conductor escogido y las condiciones ambientales de operación. Sin embargo, para líneas de altas tensiones (sobre 138 kV), este factor afecta sólo en líneas muy cortas, por lo tanto, no afecta en gran medida la capacidad de carga de la línea [16].

Los otros dos factores (limitación por caída de voltaje y margen de estabilidad de pequeña señal) son criterios limitantes establecidos por el operador. El margen de estabilidad de la línea se define como el cociente entre la máxima capacidad de transmisión de potencia del sistema (P_{MAX}) menos el flujo transmitido realmente en la operación (P_{op}) dividido por P_{MAX} . El margen de estabilidad se expresa como:

$$\%SM = \frac{P_{MAX} - P_{op}}{P_{MAX}} (100) \quad (24)$$

Este margen se establece de forma de asegurar la estabilidad del sistema ante una variedad creíble de contingencias. Estas limitaciones afectan en mayor o menor medida

dependiendo del largo de la línea [16]. En la Figura 14 se observa gráficamente el margen de estabilidad y su relación con la magnitud de la tensión, mientras que en la Figura 15 se representa el margen pero ahora relacionándolo con el desfase angular entre las tensiones.

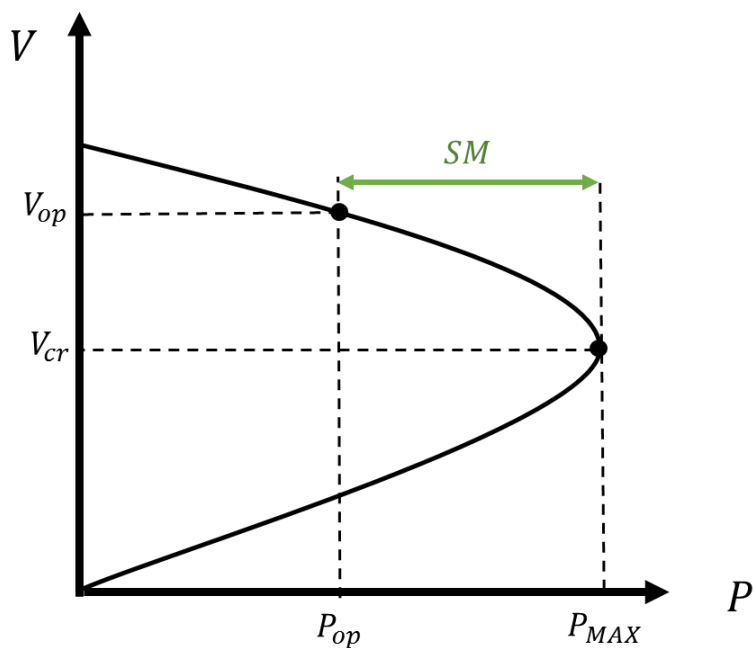


Figura 14: Margen de estabilidad de voltaje en curva $P - V$

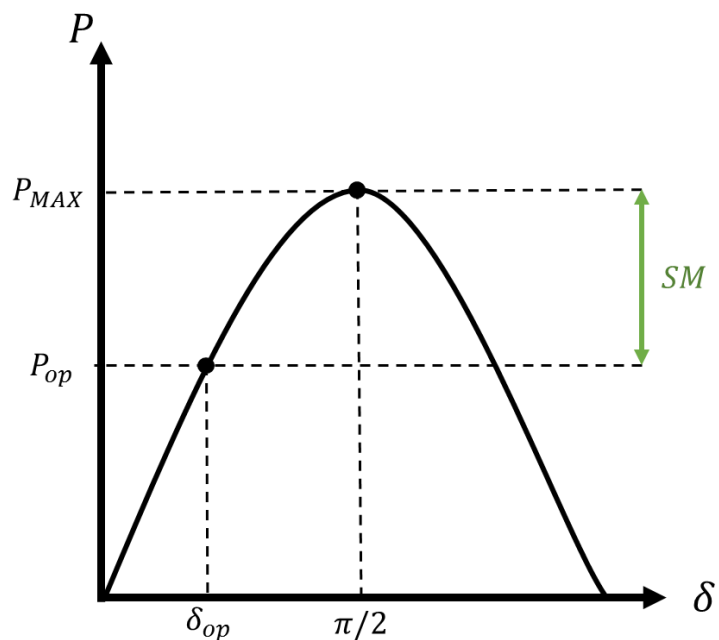


Figura 15: Margen de estabilidad de voltaje en curva característica de potencia-ángulo de desfase de tensión.

Las curvas de capacidad de carga introducidas por St. Clair consideran estos tres factores, detallando su influencia según el largo de la línea. Mayores detalles al respecto se presentan a continuación.

Curva universal de St.Clair [7]

La Figura 16 muestra la curva universal de capacidad de carga para una línea sin compensación aplicable a todos los niveles de tensión. Para la construcción de esta curva se establece un límite de caída de tensión de un 5% y un margen de estabilidad de pequeña señal de un 30%, lo que equivale a un ángulo de carga o de desfase entre los ángulos de los voltajes de las barras emisora-receptora de $\delta = 44^\circ$. Para las curvas se considera un sistema de 345 kV cuya robustez en ambos extremos de la línea tiene una corriente de cortocircuito de 50 kA.

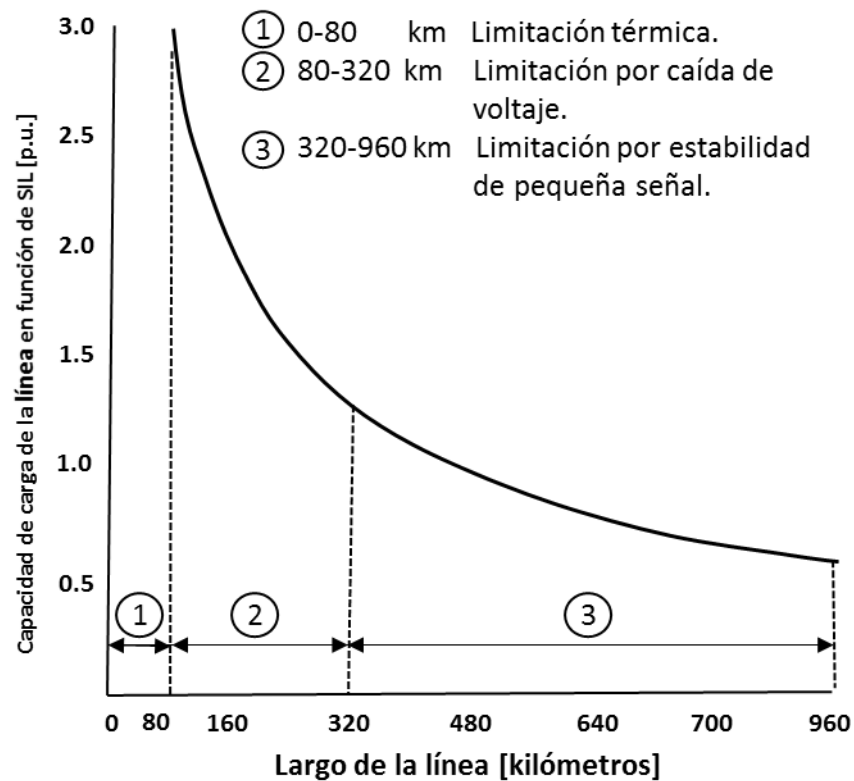


Figura 16: Curva de capacidad de carga. Modificado de [7]

Se observa que para líneas con largos de entre 80 a 320 kilómetros la curva resultante se ve afectada principalmente por la limitación de caída de voltaje. Para líneas con largos entre 320 a 960 kilómetros el principal factor que afecta la capacidad de carga de la línea es el margen de estabilidad de pequeña señal. Además, se destaca que para este nivel de tensión, el límite térmico no es un factor importante puesto que la línea debería tener una carga demasiado alta para que lograr ser un factor limitante (mayor a 3 veces la carga natural o SIL).

En la Figura 17 se muestran las curvas de capacidad de carga para distintos criterios de caída de voltaje. Se observa que el límite de caída de voltaje restringe en mayor o menor medida la capacidad de la línea, dependiendo del criterio de caída que se fije, teniendo que la capacidad de carga aumenta a medida que la caída permisible sea mayor.

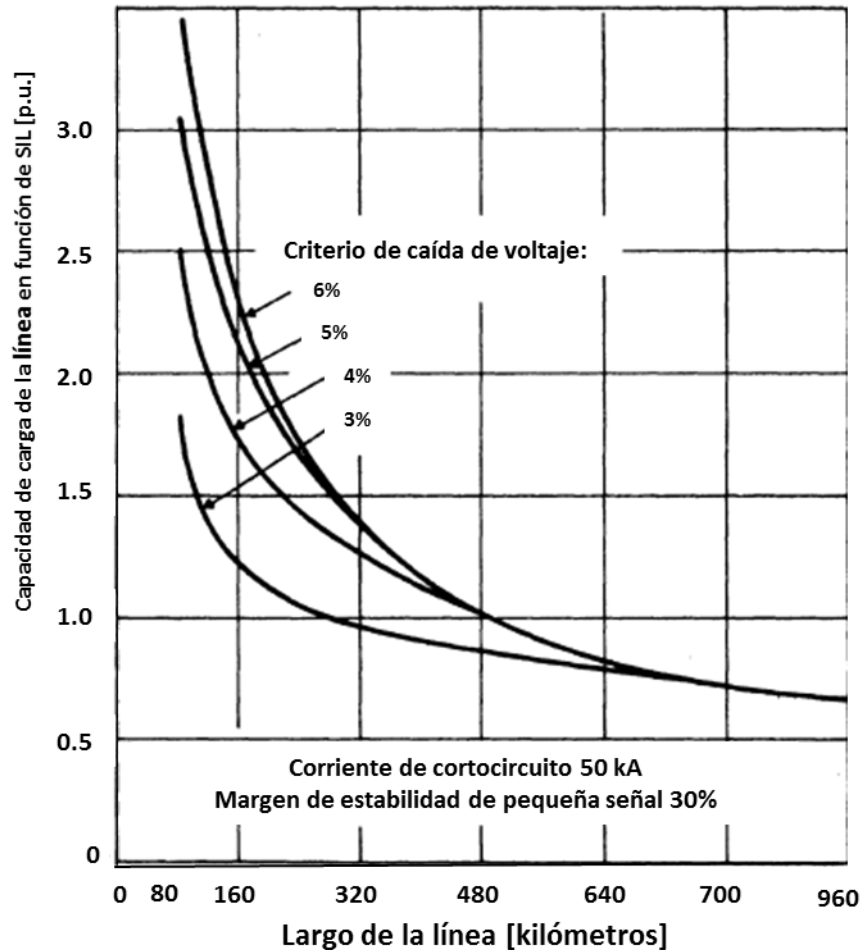


Figura 17: Curva de capacidad de carga para distintos criterios de caída de voltaje. Modificado de [16]

En la Figura 18 se aprecia cómo se modifica una curva de capacidad de carga al modificar el margen de estabilidad de pequeña señal. Mientras mayor sea el margen establecido y, por tanto, menor sea el ángulo de desfase δ , menor es la capacidad de carga de la línea.

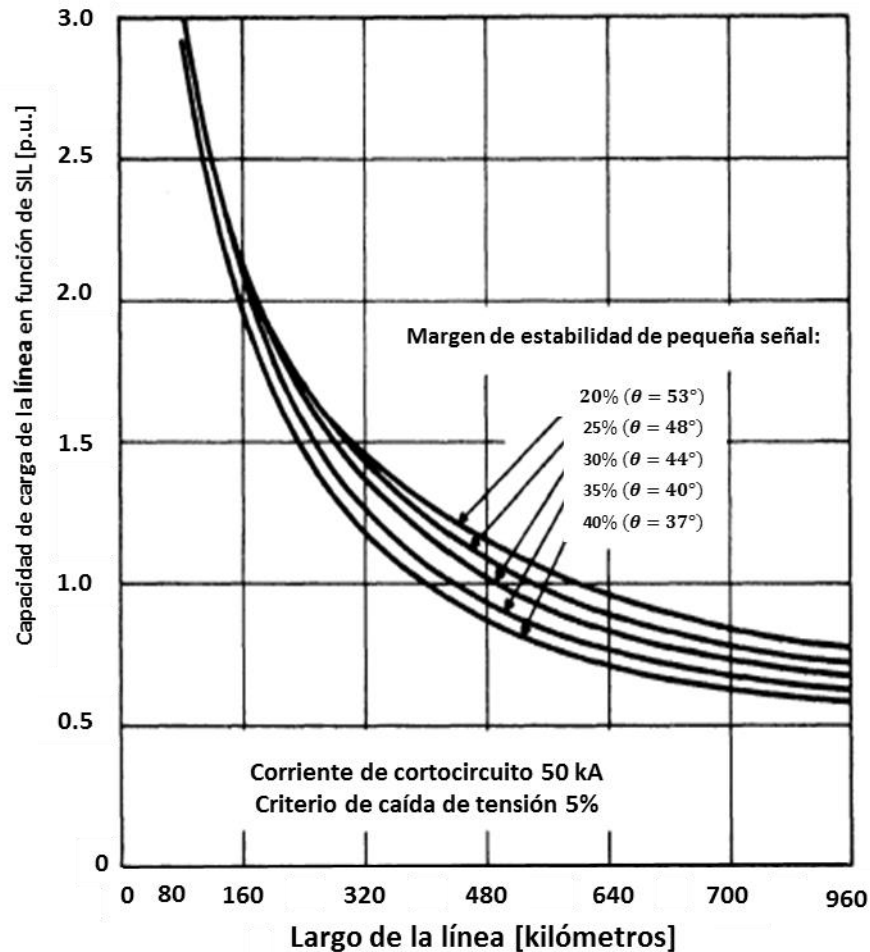


Figura 18: Curva de capacidad de carga para distintos márgenes de estabilidad de pequeña señal. Modificado de [16]

2.3. Herramientas estáticas para el estudio de la estabilidad de voltaje en SEP

Los sistemas eléctricos de potencia pueden ser descritos por un conjunto de ecuaciones algebraicas y diferenciales de la forma [9]:

$$[\dot{x}] = F([x], [w], [u]) \quad (25)$$

$$[y] = G([x], [w], [z]) \quad (26)$$

Donde las ecuaciones diferenciales de (25) representa la dinámica de los generadores síncronos y sus controladores. Por otro lado, la ecuación (26) representa el comportamiento de la red, despreciando los fenómenos transitorios asociados a esta.

En el sistema representado por las ecuaciones (25) y (26) se tiene que las variables utilizadas son:

- $[x] \in R^n$ es el vector de variables de estado como el ángulo del rotor, la velocidad del rotor, variables electromecánicas del rotor $(e''_d, e''_q, e'_d, e'_q)$, variables de excitación del control de tensión y variables del control de frecuencia primaria.
- $[w] \in R^n$ es el vector de las tensiones y sus ángulos en las barras de generación.
- $[z] \in R^n$ es el vector de las variaciones de amplitud y ángulos de las tensiones en todas las barras de carga
- $[u] \in R^n$ es el vector de entradas entregadas por los controladores como, por ejemplo, controles primarios de frecuencia y de tensión.

La representación exacta de los SEP involucra un alto nivel de complejidad en cuanto a su modelamiento matemático, además de presentar altos tiempos asociados para las simulaciones dinámicas. Es por esto que para la realización de estudios de estabilidad, se ha adoptado el uso de modelos simplificados con el fin de disminuir los tiempos de simulación y reducir la necesidad de herramientas computacionales. Dichos estudios se realizan en base a las ecuaciones de flujo de potencia del SEP.

Dentro de los métodos estáticos más usados se encuentran las curvas $P - V$, el análisis de sensibilidad $V - Q$ y el análisis modal $Q - V$. Los dos últimos hacen uso de la matriz Jacobiana (J) obtenida mediante la linealización de las ecuaciones de flujo de potencia [7].

Para obtener $[J]$, primero se considera la relación que define a la potencia aparente en función de sus componentes activa y reactiva:

$$S_k = P_k + jQ_k = \widetilde{V}_k I_k^* \quad (27)$$

La corriente puede ser reemplazada utilizando su definición en base a las admitancias del sistema (Y_{km}) como:

$$I_k = \sum_{m=1}^n Y_{km} \widetilde{V}_m = \sum_{m=1}^n (G_{km} + jB_{km}) \widetilde{V}_m \quad (28)$$

Reemplazando la relación (28) en (27), se llega a:

$$P_k + jQ_k = \widetilde{V}_k \sum_{m=1}^n (G_{km} - jB_{km}) \widetilde{V}_m^* \quad (29)$$

Donde el producto de los fasores de tensión se reemplaza por:

$$\widetilde{V}_k \widetilde{V}_m^* = V_k V_m (\cos(\theta_{km}) + j \sin(\theta_{km})) \quad (30)$$

Considerando $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$. Las expresiones para la potencia activa y reactiva quedan dadas por:

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \cos(\theta_{km}) + B_{km} V_m \sin(\theta_{km})) \quad (31)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \sin(\theta_{km}) - B_{km} V_m \cos(\theta_{km})) \quad (32)$$

En base a las ecuaciones (31) y (32), se puede concluir que la potencia en cada barra puede ser descrita en función de la tensión y el ángulo θ de todas las barras del sistema.

Considerando estas ecuaciones y utilizando el método iterativo de Newton-Raphson, se puede describir todo el sistema de forma lineal. A grandes rasgos, Newton-Raphson parte del problema matemático de resolver una cantidad de n relaciones no lineales del tipo $f_v(x_i) = 0$. Suponiendo una solución inicial x_i^0 , se puede desarrollar una serie de Taylor en torno de los valores x_i^0 de la forma:

$$\begin{aligned} f_i(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_1} \right)^0 + \dots + \Delta x_n^0 \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_n} \right)^0 + \frac{1}{2} (\Delta x_1^0)^2 \left(\frac{\partial^2 f_i}{\partial x_1^2} \right)^0 \\ + \dots + \frac{1}{2} (\Delta x_n^0)^2 \left(\frac{\partial^2 f_i}{\partial x_n^2} \right)^0 = 0 \end{aligned} \quad (33)$$

El conjunto de n ecuaciones con la forma de (33) se puede escribir de forma matricial como:

$$J(x^k) \cdot \Delta x^k = f(x^k) \quad \text{con } \Delta x^k = x^{k+1} - x^k$$

Al plantear las ecuaciones de flujo de potencia mediante este método, se deja como funciones f a los errores en las consignas de potencia $\Delta P, \Delta Q$ en cada nodo según:

$$\Rightarrow f(x) = [\Delta P \ \Delta Q]^T = [\Delta P_1, \dots, \Delta P_{n-1}, \Delta Q_1, \dots, \Delta Q_{n_D}]^T \quad (34)$$

Donde se asume que se tienen n_D nodos de consumo y $n_G = n - n_D - 1$ nodos de generación (un nodo como barra slack).

Reescribiendo la definición de las ecuaciones de flujo de potencia ((31) y (32)) como la diferencia o el residuo entre una potencia especificada y la calculada en el estado actual, se tiene que las ecuaciones a anular para cada nodo del SEP se expresan como:

$$\begin{aligned}\Delta P_k &= P_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \cos(\theta_{km}) + B_{km} V_m \sin(\theta_{km})) \\ \Delta Q_k &= Q_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \sin(\theta_{km}) - B_{km} V_m \cos(\theta_{km}))\end{aligned}\tag{35}$$

El sistema de ecuaciones descrito para todas las barras, mediante las relaciones de (35) puede ser reformulado de la forma descrita en (33) y arreglado en forma matricial. Con esto se llega a la expresión:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \dots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_2 \\ \dots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_1} \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1} \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_1} \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \dots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_2 \\ \dots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}\tag{36}$$

Donde no se incluyen los errores de la barra slack, lo cual implica que las variaciones $\Delta \theta_1, \Delta |V_1|$ sean iguales a cero. En este caso se asumió la barra 1 como la barra slack.

La matriz del lado derecho de la ecuación (36) se conoce como la matriz Jacobiana (J).

El sistema matricial en (36) puede ser escrito como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}\tag{37}$$

Donde se tiene que:

- ΔP corresponde al vector con las variaciones de potencia activa en las barras del SEP respecto a la iteración anterior.
- ΔQ corresponde al vector con las variaciones de potencia reactiva en las barras respecto a la iteración anterior.

- $\Delta\theta$ corresponde al vector con las variaciones incrementales de los ángulos de la tensión en las barras respecto a la iteración anterior.
- ΔV corresponde al vector con las variaciones incrementales de la magnitud de tensión en las barras respecto a la iteración anterior.

La matriz $[J]$ puede ser escrita como:

$$J = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix}$$

Donde los términos al interior de la matriz representan los vectores de derivadas parciales evaluadas en el punto de operación (x_o) en torno al cual se linealiza el sistema. Estos términos se definen de forma genérica como:

- $J_{P\theta} = \frac{\partial P}{\partial \theta} |_{x_o}$
- $J_{PV} = \frac{\partial P}{\partial V} |_{x_o}$
- $J_{Q\theta} = \frac{\partial Q}{\partial \theta} |_{x_o}$
- $J_{QV} = \frac{\partial Q}{\partial V} |_{x_o}$

Ya conociendo los conceptos básicos y aclarando la nomenclatura que se utilizará, en las siguientes secciones se presentan las herramientas de análisis estático de estabilidad de tensión.

Análisis de sensibilidad $V - Q$ [7]

Para este tipo de análisis se asume que la variación de potencia activa es nula ($\Delta P = 0$), es decir, para un determinado punto de operación es posible mantener la potencia activa constante. Tomando este supuesto, la ecuación (37) puede ser reescrita como:

$$[\Delta P] = 0 = [J_{P\theta}][\Delta\theta] + [J_{PV}][\Delta V] \quad (38)$$

$$[\Delta Q] = [J_{Q\theta}][\Delta\theta] + [J_{QV}][\Delta V] \quad (39)$$

De la ecuación (38) se puede deducir la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} [\Delta P] = 0 &= [J_{P\theta}][\Delta\theta] + [J_{PV}][\Delta V] \\ \Rightarrow [\Delta\theta] &= -[J_{P\theta}]^{-1}[J_{PV}][\Delta V] \end{aligned} \quad (40)$$

Reemplazando la expresión (40) en la ecuación (39), se obtiene la relación para la potencia reactiva:

$$[\Delta Q] = \left([J_{QV}] - [J_{Q\theta}] [J_{P\theta}]^{-1} [J_{PV}] \right) [\Delta V] = [J_R] [\Delta V] \quad (41)$$

Donde la matriz $\left([J_{QV}] - [J_{Q\theta}] [J_{P\theta}]^{-1} [J_{PV}] \right)$ se conoce como la matriz Jacobiana reducida ($[J_R]$). Para fines prácticos, la matriz J_R se puede asumir simétrica, con lo cual la mayoría de sus valores propios estarán siempre cercanos a ser puramente reales. Si J_R es definida positiva, entonces la sensibilidad de Q con respecto a V también lo será, con lo cual el sistema es estable. A medida que el sistema se estresa, los valores propios de J_R se vuelven cada vez más pequeños hasta que alcanzan un punto crítico donde al menos uno se vuelve cero [17].

De la ecuación (41) se deduce que:

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (42)$$

El i -ésimo elemento de la diagonal de la inversa del Jacobiano reducido, representa la sensibilidad $V - Q$ de la barra i . La sensibilidad $V - Q$ se define como la variación que experimenta la tensión en una determinada barra, ante cambios en la inyección de potencia reactiva, es decir, representa la pendiente de la curva $Q - V$ en el punto de operación analizado. Esto es consistente con lo representado en la Figura 6, donde la mitad delantera de las curvas $Q - V$ es considerada la zona estable de operación.

Un sistema es estable desde el punto de vista de la tensión para una determinada condición de operación, si para cada bus del sistema la sensibilidad $V - Q$ es positiva, es decir, si la tensión aumenta a medida que aumenta la inyección de potencia reactiva en el mismo bus. El margen de estabilidad aumenta a medida que la sensibilidad disminuye. En efecto, a medida que la sensibilidad de un sistema aumenta, se tiene que la tensión se modifica de forma más drástica con menores variaciones de potencia reactiva [8].

Análisis modal Q-V [17]

Esta herramienta de análisis también involucra el uso de la matriz Jacobiana reducida. Su mayor ventaja con respecto al método de sensibilidad $V - Q$, es que entrega información acerca de los mecanismos que causan la inestabilidad mediante el cálculo de valores y vectores propios.

Para implementar este método se debe recordar que una matriz no singular e invertible puede ser reescrita en función de sus vectores y valores propios. Usando esto se escribe el Jacobiano reducido como:

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (43)$$

Donde:

- $\xi = [\xi_1 \ \xi_2 \ \dots \ \xi_n]$ corresponde a la matriz de vectores propios derechos de J_R
- Λ corresponde a la matriz diagonal formada por los valores propios de J_R
- $\eta = [\eta_1^T \ \eta_2^T \ \dots \ \eta_n^T]^T$ corresponde a la matriz de vectores propios izquierdos de J_R

Los vectores propios cumplen las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned}
 J_R \xi_i &= \lambda_i \xi_i \\
 \eta_i J_R &= \lambda_i \eta_i \\
 \eta_i \xi_i &= 1 \quad \wedge \quad \eta_i \xi_j = 0 \quad \forall i \neq j
 \end{aligned}
 \tag{44}$$

Con lo cual se llega a que:

$$\eta \xi = I \Rightarrow \eta = \xi^{-1} \quad \wedge \quad \xi = \eta^{-1}
 \tag{45}$$

De esta forma se tiene la relación:

$$\begin{aligned}
 J_R^{-1} &= \xi \Lambda^{-1} \eta \\
 \Rightarrow \Delta V &= \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q
 \end{aligned}
 \tag{46}$$

Considerando la ecuación (45) se puede reescribir (46) como:

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q
 \tag{47}$$

La ecuación (47) se puede reescribir usando los cambios de variable que se describen en (48) y (49).

$$v = \eta \Delta V
 \tag{48}$$

$$q = \eta \Delta Q
 \tag{49}$$

Reemplazando estas relaciones en la ecuación (47) se obtiene la ecuación de primer orden desacoplado:

$$v = \Lambda^{-1}q \quad (50)$$

La ecuación (50) facilita el análisis, puesto que Λ^{-1} es una matriz diagonal. En base a esto se llega a que la variación del i –ésimo voltaje modal con respecto a la potencia reactiva es:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (51)$$

Para cada modo se tendrá [17]:

- El sistema es estable si $\lambda_i > 0$, puesto que cuando la potencia reactiva varía, el i -ésimo voltaje modal se mueve en el mismo sentido.
- Para $\lambda_i = 0$, se tiene que el i -ésimo valor de voltaje modal colapsa puesto que un pequeño cambio en la potencia reactiva genera un gran cambio en el voltaje modal.
- El sistema es inestable si $\lambda_i < 0$, puesto que la variación del voltaje y de la potencia reactiva están en direcciones opuestas.

Para hallar una relación entre las sensibilidades de la barra $V - Q$ y los valores propios de la matriz J_R . Para esto, se asume que la variación de potencia reactiva ΔQ es nula excepto en su k –ésimo elemento, que tiene como valor 1. Considerando esto y reemplazándolo en la ecuación (46), se llega a que:

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q$$

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \dots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = [\xi_1 \ \xi_2 \ \dots \ \xi_n] \begin{bmatrix} \frac{1}{\lambda_1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \frac{1}{\lambda_n} \end{bmatrix} [\eta_1^T \ \eta_2^T \ \dots \ \eta_n^T]^T \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ 1 \\ \dots \\ 0_n \end{bmatrix} \quad (52)$$

Donde se tiene que:

$$\xi_i = \begin{bmatrix} \xi_{i1} \\ \dots \\ \xi_{in} \end{bmatrix}, \eta_i^T = [\eta_{i1} \ \dots \ \eta_{in}] \quad (53)$$

Reescribiendo la ecuación (52) como:

$$\begin{aligned}
[\Delta V] &= \begin{bmatrix} \xi_{11} & \xi_{21} & \dots & \xi_{n1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \xi_{1n} & \xi_{2n} & \dots & \xi_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{1}{\lambda_1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \frac{1}{\lambda_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \eta_1^T \\ \eta_2^T \\ \dots \\ \eta_n^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ 1 \\ \dots \\ 0_n \end{bmatrix} \\
[\Delta V] &= \begin{bmatrix} \frac{\xi_{11}}{\lambda_1} & \frac{\xi_{21}}{\lambda_2} & \dots & \frac{\xi_{n1}}{\lambda_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\xi_{1n}}{\lambda_1} & \frac{\xi_{2n}}{\lambda_2} & \dots & \frac{\xi_{nn}}{\lambda_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \eta_{1k} \\ \eta_{2k} \\ \dots \\ \eta_{nk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_i \frac{\xi_{i1} \eta_{ik}}{\lambda_i} \\ \sum_i \frac{\xi_{i2} \eta_{ik}}{\lambda_i} \\ \dots \\ \sum_i \frac{\xi_{in} \eta_{ik}}{\lambda_i} \end{bmatrix} \cong \sum_i \frac{\xi_i \eta_{ik}}{\lambda_i}
\end{aligned} \tag{54}$$

Donde η_{ik} representa el k –ésimo elemento del vector η_i . Con esto finalmente se llega a la expresión:

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_{ik}}{\lambda_i} \tag{55}$$

Donde cada término $\frac{\xi_i \eta_{ik}}{\lambda_i}$ representa al i –ésimo modo del sistema asociado a la barra k .

A partir de la ecuación (55) se puede realizar una comparación con el análisis de sensibilidad $V - Q$. Esto se aborda obteniendo la derivada parcial con respecto a la potencia reactiva en una determinada barra k . En el lado derecho de la ecuación, esta derivada será nula en los vectores ξ_i para todos sus elementos, exceptuando aquellos asociados a la barra k . Con esto se llega a la relación [17]:

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_i \frac{\xi_{ki} \eta_{ik}}{\lambda_i} \tag{56}$$

A partir de (56) se observa que el análisis de sensibilidad $V - Q$, no puede identificar de forma individual los modos $Q - V$ del sistema, sino que entrega información considerando la sumatoria de todos los modos de las variaciones de voltaje con respecto a la potencia reactiva, es decir, el análisis modal es una herramienta más precisa para el análisis de estabilidad.

Cuando el sistema alcanza el punto crítico de estabilidad de tensión, con el análisis modal se pueden identificar áreas críticas donde podrían existir problemas de tensión e identificar los elementos que participan en cada modo.

2.4. Indicadores de estabilidad de voltaje

Durante las últimas décadas, la estabilidad de voltaje se ha vuelto un tema relevante en los sistemas eléctricos, principalmente debido a distintos eventos de inestabilidad experimentan en diversas partes del mundo. Los indicadores de estabilidad de voltaje son herramientas que, considerando características de todos los elementos de la red y el punto de operación, permiten definir el margen de estabilidad de un sistema eléctrico, el cual se define como la distancia entre el punto de operación y el punto de máxima transferencia de potencia alcanzable [18].

Para el análisis de la estabilidad de voltaje de un sistema, se pueden utilizar distintas herramientas. Las más convencionales son el análisis de sensibilidad $V - Q$ y el análisis modal $Q - V$. Por otro lado, existen otros métodos los cuales calculan índices en base a el nivel de cargabilidad del sistema para definir la proximidad a la inestabilidad de voltaje. Usualmente este tipo de indicadores tienen valores entre 0 (sin carga) y 1 (colapso de tensión) [18].

Dentro de los indicadores de estabilidad de tensión, existen dos grandes grupos:

1. **Indicadores estáticos:** Consideran capturas de las condiciones de operación del sistema en un instante o “snapshots”. Esto permite asumir las derivadas de las variables de estado nulas, con lo que las ecuaciones del sistema se vuelven puramente algebraicas.
2. **Indicadores dinámicos:** Consideran el modelamiento del sistema mediante un sistema de ecuaciones diferenciales y generalmente trabajan en base a mediciones en tiempo real de las variables del SEP [7].

Existe una gran cantidad de indicadores estáticos de estabilidad de voltaje. La Figura 19 muestra cómo se pueden clasificar según la herramienta en la cual se basan [19].

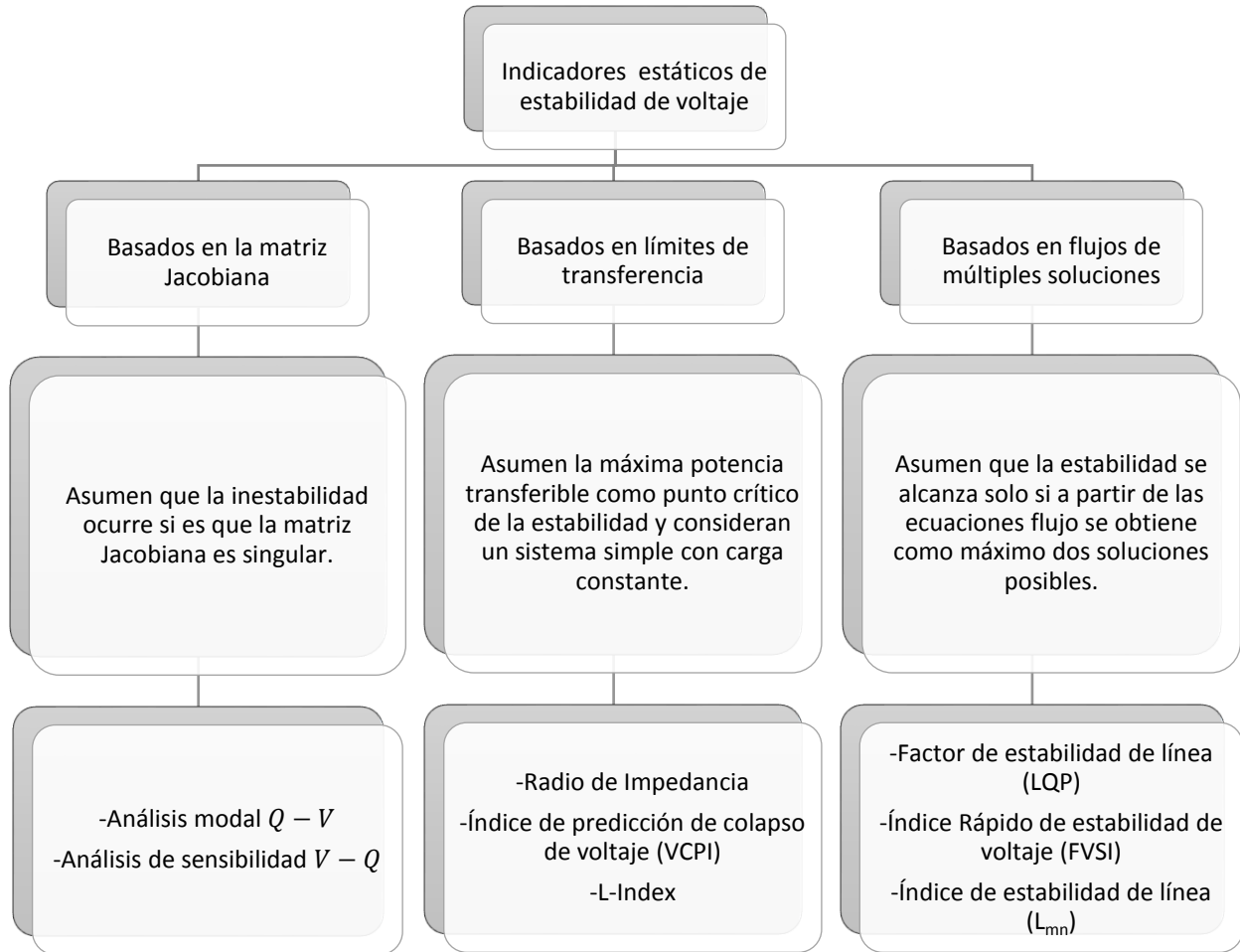


Figura 19: Agrupaciones de índices de estabilidad de tensión.

2.4.1. Índices basados en flujos de múltiples soluciones

Índice de estabilidad de línea (L_{mn}) [20]

Este índice se basa en las ecuaciones usadas para el cálculo de los flujos de potencia de un SEP.

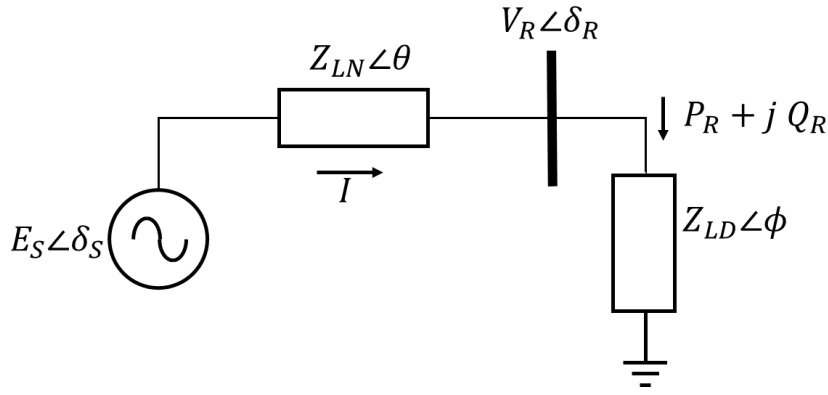


Figura 20: Sistema radial de transmisión [7]

Si se considera el sistema de la Figura 20, la ecuación para la potencia consumida se define como:

$$S_R = V_R \angle \delta_R \cdot \tilde{I}^* \quad (57)$$

Notando que $\tilde{I}^* = \frac{(E_S \angle -\delta_S) - (V_R \angle -\delta_R)}{Z_{LN} \angle -\theta}$ y luego reemplazando en la ecuación(57), se llega a la expresión:

$$S_R = \frac{|V_R| \cdot |E_S|}{|Z_{LN}|} \angle(\theta - \delta_S + \delta_R) - \frac{|V_R|^2}{|Z_{LN}|} \angle\theta$$

En base a la ecuación anterior, se pueden obtener definiciones algebraicas para la potencia activa y reactiva en el extremo receptor:

$$P_R = \frac{V_R \cdot E_S}{Z_{LN}} \cos(\theta - \Delta\delta) - \frac{V_R^2}{Z_{LN}} \cos(\theta) \quad (58)$$

$$Q_R = \frac{V_R \cdot E_S}{Z_{LN}} \sin(\theta - \Delta\delta) - \frac{V_R^2}{Z_{LN}} \sin(\theta) \quad (59)$$

Donde $\Delta\delta = \delta_S - \delta_R$

Cabe destacar que el término V_R , es el módulo del fasor de tensión de la barra receptora, por lo que su valor debe ser mayor o igual que cero. Luego, resolviendo la ecuación (59) para V_R , se llega a la solución:

$$V_R = \frac{E_S \cdot \sin(\theta - \Delta\delta) \pm \sqrt{\{[E_S \sin(\theta - \Delta\delta)]^2 - 4Z_{LN}Q_R \cdot \sin(\theta)\}}}{2\sin(\theta)} \quad (60)$$

Con esto se puede notar que para obtener valores posibles de V_R (es decir, mayores o iguales que cero), en términos de Q_R , la ecuación debe tener raíces reales. En base a ello se puede utilizar como criterio de estabilidad la relación:

$$\{[E_S \sin(\theta - \Delta\delta)]^2 - 4Z_{LN}Q_R \sin(\theta)\} \geq 0 \quad (61)$$

Reordenando términos y considerando $z = Z_{LN} \sin(\theta)$ se tiene que (61) es equivalente a:

$$\frac{4zQ_R}{[E_S \sin(\theta - \Delta\delta)]^2} = L_{mn} \leq 1 \quad (62)$$

L_{mn} es el llamado índice de estabilidad de línea. Este indicador puede ser determinado para cualquier línea conectada entre dos barras del sistema. Mientras el índice calculado sea menor que 1, se dice que el sistema es estable. El punto crítico se alcanza cuando el índice obtenido es igual a 1, punto a partir del cual el sistema se vuelve inestable.

Factor de estabilidad de línea (LQP)

Este índice se basa en las ecuaciones de flujo de potencia y, al igual que el índice de estabilidad de línea, busca que el discriminante de la ecuación cuadrática de voltaje sea mayor o igual que cero (solución real para el módulo de la tensión).

A diferencia del índice de estabilidad de línea, el LQP asume que el sistema no tiene pérdidas ($X \gg R \Rightarrow \theta = \frac{\pi}{2} [rad]$), con lo que las ecuaciones (58) y (59) se pueden reescribir de la forma:

$$\begin{aligned} P_R &= \frac{V_R \cdot E_S}{Z_{LN}} \sin(\Delta\delta) \\ Q_R &= \frac{V_R \cdot E_S \cdot \cos(\Delta\delta) - V_R^2}{Z_{LN}} \end{aligned} \quad (63)$$

Luego procediendo de forma similar a la que se utilizó en la obtención de la ecuación (7), se llega a la expresión:

$$\left(\frac{Z_{LN} \cdot P_R}{E_S \cdot V_R}\right)^2 + \left(\frac{Z_{LN} \cdot Q_R + V_R^2}{E_S \cdot V_R}\right)^2 = 1 \quad (64)$$

La ecuación (64) puede reescribirse como una ecuación cuadrática para V_R como:

$$V_R^4 + (2Z_{LN}Q_R - E_S^2)V_R^2 + Z_{LN}^2Q_R^2 + Z_{LN}^2P_R^2 = 0 \quad (65)$$

La ecuación anterior tendrá raíces reales si su discriminante es mayor que cero, lo cual impone la siguiente relación:

$$(2 \cdot Z_{LN} \cdot Q_R - E_S^2)^2 - 4 \cdot (Z_{LN}^2 \cdot Q_R^2 + Z_{LN}^2 \cdot P_R^2) \geq 0 \quad (66)$$

Finalmente, el índice LQP se obtiene al reordenar la ecuación (66):

$$LQP = 4 \cdot \left(\frac{Z_{LN}}{E_S^2}\right) \cdot \left(\frac{Z_{LN}}{E_S^2} \cdot P_R^2 + Q_R\right) \leq 1 \quad (67)$$

El sistema se considera dentro de un margen estable si LQP es menor a 1. El LQP considera la demanda de potencia activa en la barra de carga. La diferencia del L_{mn} con el LQP es que este último utiliza la demanda de potencia reactiva en su cálculo.

Índice rápido de estabilidad de voltaje (FVSI) [21]

Este indicador también se calcula en base a los resultados de los flujos de potencia. Si se considera la identidad trigonométrica: $\sin(\theta - \Delta\delta) = \sin(\theta) \cos(\Delta\delta) - \cos(\theta) \sin(\Delta\delta)$ y las relaciones:

$$\begin{aligned} \cos(\theta) &= \frac{R_{LN}}{Z_{LN}} \\ \sin(\theta) &= \frac{X_{LN}}{Z_{LN}} \end{aligned} \quad (68)$$

La ecuación (59) se puede reescribir como:

$$Q_R = \frac{V_R \cdot E_S}{Z_{LN}} \sin(\theta - \Delta\delta) - \frac{V_R^2}{Z_{LN}} \sin(\theta) \quad (69)$$

$$\Leftrightarrow Q_R = \frac{E_S \cdot V_R}{Z_{LN}} \cdot (\sin(\theta) \cos(\Delta\delta) - \cos(\theta) \sin(\Delta\delta)) - \frac{V_R^2}{Z_{LN}} \cdot \sin(\theta)$$

$$\Leftrightarrow Z_{LN} \cdot Q_R = E_S \cdot V_R \cdot \left(\frac{X_{LN}}{Z_{LN}} \cdot \cos(\Delta\delta) - \frac{R_{LN}}{Z_{LN}} \cdot \sin(\Delta\delta) \right) - V_R^2 \cdot \frac{X_{LN}}{Z_{LN}}$$

Luego, si se referencian los ángulos como:

- $\delta_S = 0$
- $\delta_R = \delta$

y se reemplazan en la ecuación (69), se obtiene la expresión:

$$V_R^2 - V_R \left(E_S \cdot \left(\frac{R_{LN}}{Z_{LN}} \cdot \sin(\delta) + \cos(\delta) \right) \right) + \frac{Z_{LN}^2}{X_{LN}} \cdot Q_R = 0 \quad (70)$$

(70) define una ecuación cuadrática para el voltaje en la barra receptora. Como ya se mencionó en secciones anteriores, para que se tengan soluciones reales, se requiere que el discriminante sea mayor o igual que cero:

$$E_S^2 \cdot \left(\frac{R_{LN}}{Z_{LN}} \cdot \sin(\delta) + \cos(\delta) \right)^2 + 4 \cdot \left(X_{LN} + \frac{R_{LN}^2}{X_{LN}} \right) \geq 0 \quad (71)$$

Esta última expresión puede reordenarse como:

$$\frac{4 \cdot Z_{LN}^2 \cdot Q_R}{E_S^2} \cdot \frac{X_{LN}}{(R_{LN} \cdot \sin(\delta) + X_{LN} \cdot \cos(\delta))^2} \leq 1 \quad (72)$$

Tomando el supuesto de que la diferencia angular es muy pequeña durante la operación normal, es decir:

$$\delta \approx 0 \Rightarrow R_{LN} \cdot \sin(\delta) \approx 0 \text{ y } X_{LN} \cdot \cos(\delta) \approx X_{LN}$$

Se puede reescribir la ecuación (72) de manera reducida, obteniéndose el índice *FVSI*:

$$FVSI_{ij} = \frac{4 \cdot Z_{LN}^2 \cdot Q_j}{E_i^2 \cdot X_{LN}} \leq 1 \quad (73)$$

Donde el subíndice i denota a la barra emisora y j la barra receptora.

Al igual que el resto de los indicadores, se considera que el sistema es estable mientras el indicador se mantenga dentro del conjunto $[0,1]$ e inestable cuando no.

Este índice es similar al de estabilidad de línea (L_{mn}). Sin embargo, este último cuenta con una mayor precisión puesto que no asume que la diferencia angular entre barras es pequeña como para aproximarla a cero.

Nuevo índice de estabilidad de voltaje (NVSÍ) [22]

Este indicador al igual que todos los abordados en esta sección, se basa en las ecuaciones de flujo de potencia, buscando nuevamente, que el discriminante de la ecuación cuadrática de voltaje sea mayor o igual que cero.

En específico para la derivación de este indicador se utilizará la Figura 21. En ella se observan dos buses donde la corriente fluye desde el bus 1 hacia el bus 2. Matemáticamente dicha corriente esta definida como:

$$I = \frac{V_1 \angle 0 - V_2 \angle \delta}{R + jX} \quad (74)$$

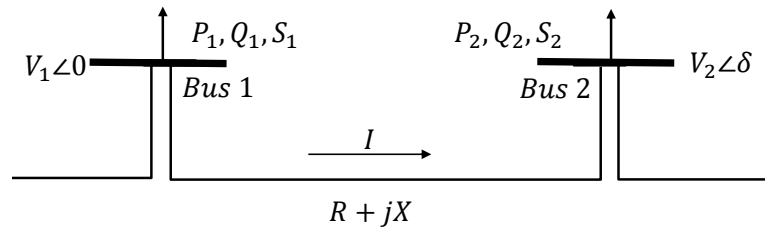


Figura 21: Sistema con corriente fluyendo desde el Bus 1 al Bus 2

Luego, asumiendo que la resistencia de las líneas es mucho menor que la reactancia de la línea, se tiene que el conjugado de la corriente puede ser escrito como:

$$\bar{I}^* = \frac{\bar{V}_1^* - \bar{V}_2^*}{-jX} \quad (75)$$

Considerando esta ecuación, se puede determinar la potencia aparente recibida en el bus 2 como:

$$S_2 = \bar{V}_2 \cdot \bar{I}^* \quad (76)$$

Luego reemplazando la ecuación (75) y separando la potencia aparente entre sus componentes activa y reactiva se llega a la ya conocida expresión de flujo por una línea:

$$P_2 = -\frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta)$$

$$Q_2 = -\frac{V_2^2}{X} + \frac{V_1 V_2}{X} \cos(\delta)$$

Eliminando δ mediante la combinación de estas últimas dos expresiones, se puede obtener la ecuación de segundo grado en torno la tensión V_2 , como en la ecuación (77).

$$(V_2^2)^2 + (2Q_2 X - V_1^2) V_2^2 + X^2 (P_2^2 + Q_2^2) = 0 \quad (77)$$

Resolviendo para V_2 , se llega a que la condición necesaria para que la ecuación (77) tenga solución es:

$$(2Q_2 X - V_1^2)^2 - 4X^2 (P_2^2 + Q_2^2) \geq 0$$

$$\Rightarrow \frac{2X \sqrt{(P_2^2 + Q_2^2)}}{2Q_2 X - V_1^2} \leq 1 \quad (78)$$

Finalmente, considerando el subíndice r para denotar la barra receptora y e para la emisora, se tiene que el NVSI para la línea $r - e$ se define como en la ecuación (79).

$$NVSI = \frac{2X \sqrt{(P_r^2 + Q_r^2)}}{2Q_r X - V_e^2} \quad (79)$$

2.4.2. Índices basados en límites de transferencia de potencia

Índice basado en el radio de impedancia [23]

Este índice se basa en el cálculo de la máxima potencia transferible y en el concepto de voltaje crítico. Para detallar estos conceptos, se considera nuevamente la Figura 20. En el análisis se considera que sólo el módulo de la impedancia de carga puede variar, mientras que el factor de potencia se asume constante ($\phi = constante$). Además, para simplificar el cálculo, se asume $\delta_s = 0$. En base al circuito representado se llega a que la corriente queda determinada por:

$$I = \frac{E_s}{\sqrt{(Z_{LN} \cos \theta + Z_{LD} \cos \phi)^2 + (Z_{LN} \sin \theta + Z_{LD} \sin \phi)^2}} \quad (80)$$

$$I = \frac{I_{cc}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right) \cos(\theta - \phi)}}$$

Donde $I_{cc} = \frac{V_s}{Z_s}$ es la corriente de cortocircuito en los terminales de la carga.

Luego, la tensión en la carga queda dada por la siguiente relación:

$$V_R = Z_{LD} I = \frac{Z_{LD} I_{cc}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right) \cos(\theta - \phi)}} \quad (81)$$

Utilizando las expresiones (80) y (81) se puede obtener la expresión para la potencia consumida en la carga:

$$P_R = V_R I \cos \phi = \frac{E_s^2 / Z_{LN}}{1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right) \cos(\theta - \phi)} \frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \cos \phi \quad (82)$$

A partir de la ecuación (82) se puede hallar la máxima potencia transferible a la carga, cuando $\frac{\partial P_L}{\partial Z_L} = 0$. En base a esto se llega a que el máximo se alcanza cuando $\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} = 1$, es decir, cuando la impedancia de carga es igual a la impedancia de la línea. Para el punto de máxima transferencia de potencia se tiene que:

$$P_R^{crit} = \frac{E_s^2}{Z_{LN}} \frac{\cos \phi}{2[1 + \cos(\theta - \phi)]} = \frac{E_s^2}{Z_{LN}} \frac{\cos \phi}{4 \cos^2 \frac{\theta - \phi}{2}} \quad (83)$$

$$V_R^{crit} = \frac{E_s}{\sqrt{2[1 + \cos(\theta - \phi)]}} \quad (84)$$

$$I^{crit} = \frac{E_s}{Z_{LN} \sqrt{2[1 + \cos(\theta - \phi)]}} \quad (85)$$

El índice basado en el radio de impedancia parte de la premisa de que cualquier red conformada de elementos lineales y fuentes de energía, puede representarse mediante la combinación de un voltaje ideal V y una impedancia Z . En el caso más simple estos términos son el voltaje en circuito abierto del generador y el equivalente de Thévenin de la impedancia de la red. Entonces, para el caso de una red de n barras se puede definir que la impedancia equivalente vista entre una barra i y la tierra es $Z_{ii}\angle\theta_i$. Con esto cualquier sistema puede adquirir la forma general del circuito representado en la Figura 22.

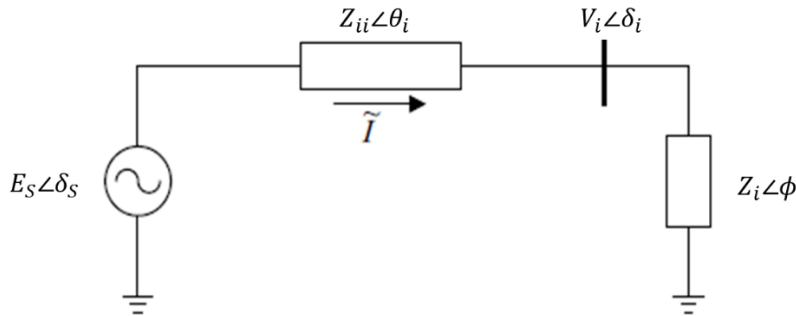


Figura 22: Sistema representado en base a equivalente de Thévenin

La potencia demandada por una carga aumenta a medida que disminuye su impedancia. Luego, considerando esto y el punto de máxima transferencia de potencia, el índice basado en el radio de impedancia se define como $\frac{Z_{ii}}{Z_i}$ para cualquier sistema, considerándose que este es estable cuando el valor del índice es menor a 1, es decir, cuando la impedancia de carga es mayor que la impedancia equivalente de la red vista desde la barra en estudio.

Índice de predicción de colapso de voltaje (VCPI)

Este índice se basa en las ecuaciones de flujo de potencia. Para poder calcularlo, se requiere información de los ángulos de la tensión en las barras del sistema. En base a estos datos y la matriz de admitancia de la red, se puede calcular el VCPI en cualquier punto de la red.

Este índice se basa en la proximidad del sistema a alcanzar la máxima potencia transferible y se define como:

$$VCPI_k = \frac{P_{Rk}}{P_{Rk}^{max}} = \frac{Q_{Rk}}{Q_{Rk}^{max}} \quad (86)$$

Donde se considera P_{Rk} y Q_{Rk} como la potencia activa y reactiva recibida en la barra k .

Considerando ϕ_k como el ángulo entre las componentes activa y reactiva de la potencia de carga en la barra k y Z_{LNk} como la impedancia equivalente vista desde la barra, se puede reescribir la expresión (83) para la máxima potencia transferible como:

$$P_R^{crit} = \frac{E_S^2}{Z_{LNk}} \frac{\cos(\phi_k)}{4 \cos^2\left(\frac{\theta - \phi_k}{2}\right)}$$

Análogamente esto se puede hacer para la potencia reactiva, obteniéndose:

$$Q_R^{crit} = \frac{E_S^2}{Z_{LNk}} \frac{\sin(\phi_k)}{4 \cos^2\left(\frac{\theta - \phi_k}{2}\right)}$$

Aunque lo más común es calcular el índice en base a la potencia activa.

El índice toma valores entre 0 y 1, siendo $VCPI_k = 1$ el caso crítico para la estabilidad, es decir, cuando la potencia transferida y la potencia máxima son iguales [24].

L-Index

Este índice estima la distancia entre el estado actual del sistema y el límite de estabilidad, considerando la estabilidad del sistema completo. El L -index varía entre 0 (caso en que no se tiene carga) y 1 (colapso de voltaje) [25].

El L -index se obtiene en función de los elementos de la matriz de admitancia Y del sistema eléctrico. Considerando la relación $[I] = [Y] \cdot [V]$ [26], se pueden hallar las expresiones para corriente y tensión en un sistema de n barras con m generadores como [27]:

$$\begin{bmatrix} I_g \\ I_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{gg} & Y_{gL} \\ Y_{Lg} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_g \\ V_L \end{bmatrix} \quad (87)$$

$$\Rightarrow I_g = Y_{gg}V_g + Y_{gL}V_L$$

$$I_L = Y_{Lg}V_g + Y_{LL}V_L$$

Donde el subíndice g se asocia a las barras emisoras (generación) y L a las barras receptoras (cargas).

Por otro lado, se puede expresar una relación similar a la de la ecuación (87) para la tensión:

$$\begin{bmatrix} V_g \\ V_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{gg} & Z_{gL} \\ Z_{Lg} & Z_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_g \\ I_L \end{bmatrix} \quad (88)$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow V_g &= Z_{gg}I_g + Z_{gL}I_L \\ V_L &= Z_{Lg}I_g + Z_{LL}I_L \end{aligned}$$

En base a la ecuación (87) se puede despejar la tensión en la carga V_L como:

$$V_L = \frac{(I_L - Y_{Lg}V_g)}{Y_{LL}} \quad (89)$$

Reemplazando la relación (89) en (87), se llega a que:

$$I_g = Y_{gg}V_g + Y_{gL} \frac{(I_L - Y_{Lg}V_g)}{Y_{LL}} \quad (90)$$

Considerando las ecuaciones (89) y (90), se puede describir el sistema como:

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL} & -Y_{Lg}Z_{LL} \\ Y_{Lg} & Y_{gg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_g \end{bmatrix} \quad (91)$$

Luego, el voltaje en una barra de carga i se puede escribir como [28]:

$$V_j = \sum_{i \in S_L} Z_{ij} \cdot I_i + \sum_{i \in S_G} (-Y_{ji}Z_{jj}) \cdot V_i \quad (92)$$

Donde S_L y S_G definen el conjunto de barras de carga y de generación, respectivamente.

En la ecuación (92) se ve que la tensión en la barra en cuestión (j) depende tanto de la carga de otros nodos (reflejado en la corriente de la primera sumatoria), como de la tensión en las barras de generación (segunda sumatoria). Cabe destacar que la segunda sumatoria, al ser un término relacionado con la generación, es aquel sobre el cual se tiene mayor control y es el que durante una operación normal del sistema puede ser más influyente. Lo anterior puesto que, si bien las cargas de los otros nodos están continuamente variando, en general se tendrá que sus variaciones serán menores [26]. Esto permite, desprestigiar el término dependiente de la corriente de la carga ($\sum_{i \in S_L} Z_{ij} \cdot I_i \approx 0$). Considerando esto se define el L -index para la barra j como [28]:

$$L_j = 1 - \frac{(\sum_{i \in S_G} Y_{ji} Z_{jj} \cdot V_i)}{V_j} \quad (93)$$

Analizando su construcción, se puede notar que a medida que las variaciones de carga aumentan haciendo que las variaciones de corriente no sean despreciables ($V_j \neq \sum_{i \in S_G} (-Y_{ji} Z_{jj}) \cdot V_i$), el índice se acercará a la inestabilidad de voltaje.

El L-index puede expresarse también en función de la potencia aparente. Para ello se reescribe la ecuación (92), expresando el término de corriente en función de la potencia aparente y la tensión de la barra, con lo que se llega a:

$$V_j = \sum_{i \in S_L} Z_{ij} \cdot \frac{S_i}{V_i} + \sum_{i \in S_G} (-Y_{ji} Z_{jj}) \cdot V_i \quad (94)$$

Luego, multiplicando el lado derecho por el conjugado de la tensión en la barra j y reordenando los términos se obtiene:

$$V_j - \sum_{i \in S_G} (Y_{ji} Z_{jj}) \cdot V_i = \left(\sum_{i \in S_L} Z_{ij} \cdot \frac{S_i}{V_i} \right) \cdot V_j^* \cdot \frac{1}{V_j} \quad (95)$$

Reemplazando el término a la derecha de la ecuación (95) por la expresión:

$$\frac{S'_j}{Y_{jj}} = \left(\sum_{i \in S_L} \frac{Z_{ij}}{Z_{jj}} \cdot \frac{S_i}{V_i} \right) \cdot V_j^* \cdot \frac{1}{Y_{jj}}$$

Se llega a que el L-index puede reescribirse como:

$$L_j = \left| \frac{V_j - (\sum_{i \in S_G} Y_{ji} Z_{jj} \cdot V_i)}{V_j} \right| = \left| \frac{S'_j}{V_j^* \cdot V_j \cdot Y_{jj}} \right| = \frac{|S'_j|}{V_j^2 Y_{jj}} \quad (96)$$

En la ecuación (96) se observa que esta forma de calcular el indicador considera la potencia aparente de la carga del bus j y la contribución de los otros buses de carga.

Se observa que hasta este punto, el índice se calcula para una sola barra j . Luego, para considerar todo el sistema, se establece el L-index como:

$$L = \max_{j \in S_L} L_j \quad (97)$$

De esta forma el L-index es un índice de estabilidad del sistema que toma como referencia su valor en el nodo más cargado y por ende cercano a la inestabilidad.

En la literatura se pueden hallar diferentes estudios [18], [23], [24], [29]–[31], donde se realizan pruebas para comparar el desempeño de diferentes índices estáticos de estabilidad de voltaje. Al comparar el desempeño de los índices, se puede concluir que, si bien estos permiten identificar las condiciones de operación en que el sistema podría volverse inestable, su efectividad no está garantizada siempre. Además, se concluye que no existe gran diferencia entre el uso de un determinado índice u otro.

Finalmente, se puede concluir que los índices de estabilidad de voltaje son herramientas rápidas de gran utilidad para identificar puntos de operación en los cuales se tiene cercanía al colapso o inestabilidad de voltaje. Esto permite tener una idea general con respecto al nivel de estabilidad de los SEP, sin embargo, jamás se debe considerar este tipo de herramientas como único criterio para estudiar la estabilidad de un sistema. Esto debido a que por las simplificaciones realizadas para su cálculo y al uso de parámetros condensados o equivalentes, los índices están lejos de reflejar completamente el comportamiento del sistema y por ende deben ser usados sólo como referencia para la realización de otros estudios más profundos.

2.5. Método de Newton-Raphson desacoplado [32]

El método de Newton-Raphson desacoplado se utiliza principalmente con el fin de acortar el tiempo requerido para el cálculo de los flujos de potencia. El nivel de complejidad de los cálculos de flujos de potencia requiere de un gran esfuerzo computacional para su cálculo, sobre todo en el caso de sistemas de gran envergadura.

En sistemas de transmisión con tensiones superiores a 100 kV, la parte resistiva de las líneas de transmisión puede despreciarse debido a que es mucho menor que la parte reactiva. Por otro lado, la conductancia paralela también se considera despreciable y se asume que las diferencias angulares entre barras son pequeñas, por lo que las funciones trigonométricas se pueden aproximar como $\cos(\theta_k - \theta_m) \approx 1$ y $\sin(\theta_k - \theta_m) \approx 0$.

Considerando que se tienen las condiciones para tomar estos supuestos, se puede aprovechar la poca dependencia de la potencia reactiva (Q) con respecto al ángulo de las tensiones y de la potencia activa (P) con respecto al módulo de las tensiones, para simplificar el Jacobiano. Para hacer esto se asume $\frac{\partial P}{\partial V} = 0$ y $\frac{\partial Q}{\partial \theta} = 0$, con lo cual se obtiene que la matriz Jacobiana queda definida como:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & 0 \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & 0 \dots & 0 \\ 0 \dots & 0 & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 \dots & 0 & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (98)$$

Este procedimiento para el cálculo de flujos de potencia se conoce como el proceso desacoplado, puesto que separa el cálculo de los flujos en dos procesos independientes. Reemplazando la ecuación (98) en la (37), se llega a las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} [\Delta\theta] &= [J_a]^{-1}[\Delta P] \\ [\Delta V] &= [J_b]^{-1}[\Delta Q] \end{aligned} \quad (99)$$

Donde las matrices $[J_a]$ y $[J_b]$ se definen como:

$$\begin{aligned} [J_a] &= \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \\ \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \\ [J_b] &= \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (100)$$

La parte más compleja de los cálculos requeridos en este método es la inversión de la matriz Jacobiana, por lo que simplificar esta matriz representa un gran alivio en cuanto a requerimientos de memoria para el cálculo de flujos en sistemas eléctricos reales.

2.6. Flujos de potencia lineal o de corriente continua [32]

El flujo de potencia de corriente continua es un método aproximado para resolver las ecuaciones de flujo de potencia (no lineal) de forma simplificada. Las simplificaciones utilizadas por este método son:

- Despreciar la componente resistiva de las líneas ($G_{km} \approx 0$)
- Las amplitudes de los perfiles de tensión se asumen constantes e iguales en todas las barras (asume una perfecta compensación y manejo de reactivos).
- Las variaciones angulares de las tensiones entre barras se asumen pequeñas ($\cos(\theta_{km}) \cong 0$ y $\sin(\theta_{km}) \cong \theta_k - \theta_m$)

Reordenando la ecuación (99):

$$[\Delta P] = [J_a][\Delta\theta] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} [\Delta\theta] \quad (101)$$

Y considerando la expresión de la ecuación (31) para la potencia activa:

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \cos(\theta_{km}) + B_{km} V_m \sin(\theta_{km}))$$

Asumiendo que la parte resistiva de las líneas es despreciable:

$$\begin{aligned} \Rightarrow \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} &= -B_{km} |V_k| |V_m| \\ \Rightarrow \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} &= B_{km} |V_k| |V_m| \quad \text{con } k \neq m \end{aligned} \quad (102)$$

Al observar (102), se aprecia que los elementos de la matriz Jacobiana $[J_a]$ cambian de valor conforme se ajustan las tensiones en las barras. En un sistema enmallado, con líneas no muy largas y que cuente con buena regulación de tensión, se puede asumir que las tensiones en ambos extremos de una línea son iguales a 1 p.u.. Lo anterior permite introducir la segunda simplificación llevando a que la ecuación (101) se describa como:

$$[\Delta P] = [B'][\Delta\theta] \quad (103)$$

En donde los elementos de la matriz de admitancia B' ($B_{km} = \frac{1}{x_{km}}$) no cambian de una a otra iteración y sólo dependen de la topología del sistema y de los parámetros de reactancia serie de los elementos de transmisión. Debido a la relación lineal que se alcanza con estas simplificaciones, los flujos de potencia por las líneas del sistema pueden ser descritos como:

$$[P] = [B'] [\theta] \quad (104)$$

Con lo cual la potencia activa transmitida entre dos nodos k y m pueda ser descrita como:

$$P_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (105)$$

En donde x_{km} es la reactancia entre las barras k y m , mientras que θ_k y θ_m son los ángulos de las tensiones en dichas barras.

Uno de los principales problemas de utilizar este tipo de flujos radica en el supuesto de que las amplitudes de los perfiles de tensión son constantes e iguales a 1 p.u. Sin embargo, tener un SEP donde no existan fluctuaciones en los valores de las tensiones es irreal e imposible. Asumir que no hay variaciones de amplitud de las tensiones implica dejar de considerar en el cálculo, el flujo de potencia reactiva. Esto provoca que se tengan problemas como falta de compensación de reactivos e imposibilidad de despacho de centrales donde la inyección de potencia activa calculada no puede ser suministrada debido a restricciones de reactivos (carta de operación de la máquina síncrona). Debido a ello este supuesto es la principal fuente de error de los flujos de potencia lineal [33].

En general, se observa que los resultados obtenidos con el método de flujo lineal presentan valores de flujo de potencia activa bastante similares a los obtenidos por flujos no lineales [33]. Esto a pesar de que no toma en cuenta las magnitudes de las tensiones nodales ni el flujo de potencia reactiva. Sin embargo, para utilizar este método se debe considerar que sus simplificaciones solo son válidas en sistemas de transmisión de alta tensión, donde las pérdidas resistivas puedan ser despreciadas.

2.7. Selección de puntos de operación en estudios de estabilidad de voltaje

La selección de puntos de operación es un proceso necesario para la realización de cualquier estudio de estabilidad de tensión. Esto debido a la gran complejidad del modelamiento y simulación de un SEP real, con una gran cantidad de barras y generadores. Esto lleva a la necesidad de acotar los estudios evaluando un conjunto de puntos de operación considerados como los “peores casos” (o “worst case” en inglés). El motivo de esta reducción del espectro de puntos de operación se fundamenta en que realizar un análisis de estabilidad de voltaje para todas las condiciones de operación de un sistema real es inviable ya que requeriría de grandes esfuerzos computacionales [35].

En la mayoría de los estudios de estabilidad de voltaje, se utiliza el criterio de “peor caso” para la selección de puntos críticos de operación, dando poco énfasis al análisis necesario para este proceso. Estos peores casos son mayoritariamente establecidos en base a la experiencia del operador, teniéndose que los escenarios de operación más utilizados son situaciones donde se presenta una alta generación a partir de fuentes ERNC junto con máximas transferencia de potencia en un determinado tramo del sistema de

transmisión. A continuación se presenta una revisión bibliográfica de estudios de estabilidad de tensión, dando énfasis al método de selección de puntos de operación que utilizan.

Si bien algunos estudios establecen otros criterios con el fin de obtener más puntos para analizar, en general se observa que estos no escapan, al fin y al cabo, de la forma clásica de selección, utilizando el “worst case” como base para generar otros puntos de operación. Esto se logra, por ejemplo, utilizando escenarios donde el sistema trabaja con carga media y carga baja, lo cual se establece en la mayoría de los estudios de forma arbitraria y en función de la demanda punta (usualmente considerada como “worst case”). A continuación, se presenta una revisión bibliográfica de estudios de estabilidad de tensión, dando énfasis al método de selección de puntos de operación que utilizan.

En [37] se realiza un análisis de estabilidad de voltaje basado en distintos escenarios con el fin de evaluar la efectividad de restricciones externas impuestas al sistema. El análisis es aplicado en el sistema eléctrico de Holanda y la restricción externa evaluada es el flujo máximo permitido en la frontera del sistema con el resto de la red europea. En este estudio, la selección de los puntos de operación se realiza mediante el uso de tres perfiles de nivel de carga acumulada, es decir, la carga para un año se organiza según nivel de demanda y cantidad de horas que se tiene dicha demanda durante el año (curva de duración de demanda). El primer perfil utiliza en su construcción todas las horas del año. Por otro lado, el segundo perfil utiliza solamente las horas “off-peak” de demanda (20:00-8:00 hrs) mientras que el tercero emplea únicamente las horas peak (8:00-20:00 hrs). De estos tres perfiles se obtienen tres puntos de operación para el estudio:

- Carga baja, obtenido como el punto ubicado en el 50/50% del perfil off-peak, lo que es a la vez el punto ubicado en el 25/75% del perfil total de carga.
- Carga media, obtenido como el punto medio del perfil total de carga.
- Carga alta, obtenida como el punto ubicado en el 75/25% del perfil de carga peak, que también es el punto ubicado en el 90/10% del perfil de carga total.

En base a dichos puntos, el estudio genera distintos escenarios de operación, utilizando para esto diferentes combinaciones de factores externos a la red holandesa como lo son flujos AC y DC producto de las conexiones internacionales y la tensión en las barras de borde.

En [38] se propone un nuevo método para mejorar el margen de estabilidad de voltaje desde un punto de vista económico, mediante “line switching” óptimo. La elección de las líneas para hacer el switching se realiza mediante un algoritmo de optimización de enjambre de partículas binarias modificado, integrando también como un sub-problema a la estabilidad de voltaje. Los resultados entregados por este método son validados a través de la simulación dinámica de dos casos en el sistema de prueba IEEE de 118 barras. En el primer caso se opera el sistema sin considerar el switching de las líneas, mientras que en el segundo caso si se considera. La selección de los puntos de operación para realizar este estudio se hace en base al criterio “worst case”, escogiendo la demanda máxima como primer punto y a la demanda mínima como segundo punto (60% de la demanda máxima).

Los temas de estabilidad de voltaje no sólo han sido abordados en el ámbito científico, sino que también presentan gran relevancia para los coordinadores del sector eléctrico. Dentro de estos, se encuentra el Western Electricity Coordinating Council (WECC) que coordina el sistema formado por la red de dos provincias de Canadá, 14 estados del oeste de E.E.U.U. y parte del norte de México. En la guía de estándares de planificación para mejoramiento de la tensión y potencia reactiva [39], el WECC establece estándares necesarios para la realización de estudios de planificación, considerando la estabilidad de voltaje. La guía establece también la metodología para realizar estudios de estabilidad de tensión por áreas y/o estabilidad de tensión en corredores de altos niveles de transferencia. Como caso base para la realización de estos estudios, el WECC propone utilizar condiciones de operación críticas, las cuales son: demanda punta con importes máximos de flujos, demanda baja con mínima generación y máximos flujos inter-área como peor escenario de carga posible.

En [40] se expone el informe 2016 del análisis de seguridad de la zona norte del sistema interconectado de Nueva Zelanda. Dicho informe es realizado por el operador de dicho país, Transpower. Dentro de los análisis llevados a cabo, se encuentra el estudio de estabilidad de voltaje ante cortocircuitos trifásicos de distintas líneas tanto en invierno como en verano. Los puntos de operación utilizados por Transpower para este estudio son la demanda máxima de verano y de invierno pronosticadas para los años 2017, 2018 y 2019. En cuanto a la generación, el estudio asume participación de generadores en base a tecnología geotérmica y térmica, las cuales inyectan en subestaciones tales que permiten generar altos niveles de transferencia en las líneas de transmisión que se desean analizar.

El operador del sistema eléctrico de New York (NYISO), ha realizado una serie de estudios para establecer los límites de estabilidad y de colapso de voltaje. En particular en [41], realiza un estudio para evaluar los límites de la zona centro-este del sistema al integrarse compensación serie (235 MW). El sistema utilizado para este estudio es el modelo dinámico base de operación del NYISO 2015. Los estudios de estabilidad y colapso de voltaje realizados en este sistema utilizan como punto de operación la demanda punta del verano de 2015. En cuanto a la generación, esta se establece de forma tal que se obtengan altos niveles de transferencia entre dos zonas importantes para el sistema eléctrico.

El operador independiente del oeste de EE.UU. conocido como PJM (Pensilvania-Jersey-Maryland) detalla en el reporte de “Línea base para estudios de confiabilidad” [42] la metodología que utilizó para la realización de diversos estudios sistémicos para el período 2017-2032. En este reporte también define la metodología empleada en los estudios de estabilidad de voltaje. En dichos estudios, la selección de los puntos de operación se hace mediante el concepto de “worst case”. El operador estableció como puntos de operación pre-contingencia a escenarios de demanda baja con alta generación eólica o escenarios de alta demanda donde la generación despachada se encuentre tan exigida que cuente con bajas reservas de potencia reactiva.

En Chile el operador del sistema (Coordinador Eléctrico Nacional o CEN) realiza un estudio al menos, cada cuatro años llamado Plan de Defensa contra Contingencias Extremas. Este estudio busca identificar las contingencias extremas que conducirían a un apagón total de sistema y diseñar para ellas acciones automáticas de control correctivo [43]. El análisis se hace mediante flujos de potencia y simulaciones de estabilidad

transitoria y considera como criterios de evaluación la estabilidad de tensión, de frecuencia, niveles de transmisión por los elementos serie, estabilidad angular y niveles de tensión por barras. En [44] se presenta el estudio realizado en 2016 para establecer el plan de defensa contra contingencias extremas en el sistema interconectado del norte grande (SING), donde se utilizó un horizonte de 2 años para evaluar (2016 y 2017) puesto que a partir del 2018 la puesta en operación de una línea de interconexión con el SIC (sistema interconectado central) obliga a la redefinición de recursos. En este estudio se analizan dos tipos de fallas producidas por la operación errónea de las protecciones, la primera en una línea de doble circuito y la segunda en distintas subestaciones. Para la realización de este estudio se escogen como puntos de operación dos condiciones del sistema, una con demanda máxima y mínima generación renovable, lo que significa una menor cantidad de unidades síncronas en servicio a la vez que se tienen menores transferencias de potencia en el sistema. La otra condición considera demanda mínima y máxima generación renovable, lo que implica mayores transferencias de potencia a dentro del sistema.

Otro estudio realizado por el CEN es el Estudio de restricciones en el sistema de transmisión (ERST). Este estudio busca encontrar restricciones en el sistema de transmisión, *“contemplando las limitaciones impuestas por las capacidades térmicas de las líneas y los elementos serie del sistema de transmisión, las limitaciones operacionales por estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia, estabilidad transitoria y permanente”*. Este estudio utiliza cuatro escenarios de demanda alta, los cuales se diferencian en las zonas donde se sitúa la mayor parte de la generación. Tres escenarios consideran una alta penetración de generación ERNC en distintas zonas cada una y uno considerando bajo aporte ERNC.

En base a los estudios de estabilidad de voltaje presentados, se puede concluir que la mayoría de ellos no da gran énfasis al proceso de selección de puntos de operación, como tampoco se tiene una metodología para ello, siendo la elección más común puntos donde se tiene una alta demanda y una alta penetración de generación a partir de ERNC o puntos de alta demanda y altas transferencias interáreas. Sobre todo en la elección de este último escenario lo que prima es la experiencia del operador y el conocimiento acerca de la red en estudio y su comportamiento. Dicha elección se ha justificado hasta ahora porque el comportamiento de los SEP solía ser más predecible y controlable pues eran dominados por generación síncrona. Sin embargo, el aumento sostenido de las ERNC que usan convertidores estáticos de potencia como interface entre el generador y la red, como es el caso de los sistemas eólicos y fotovoltaicos, hacen que los fenómenos y la dinámica de la red sean aún más complejos, aumentando los desafíos para el análisis de la estabilidad del sistema, haciendo que puedan aparecer nuevos escenarios, no vistos en el pasado y que representen situaciones críticas de operación que no logren ser cubiertas o detectadas en los escenarios tradicionales de “peor caso” obtenidos en base a demanda y generación.

2.8. Análisis en base a clusters

Si bien no existe una definición precisa de “cluster”, se han realizado diversas propuestas de análisis, las cuales tienen diferentes principios de inclusión y organización [45]. Sin embargo, todos tienen un objetivo en común que es descomponer o particionar un set de datos en grupos. Un set de datos consiste en una colección de objetos caracterizados por una serie de atributos. Lo que se busca obtener como resultado final es

que todos los puntos dentro de un mismo grupo sean similares o tengan algún nivel de relación, mientras que se espera que sean diferentes a los de otros grupos [46].

Existen diversas propuestas para la clasificación de clusters [47]. En particular en [48] se propone dividir los clusters en dos grupos: en base a técnicas de jerarquización y en base a técnicas de partición. A continuación, se presentan ambos tipos de técnicas de clusterización, presentando algunas propuestas de cluster que se enmarcan en cada categoría.

2.8.1. Técnicas de clustering jerárquicas [47]

Consisten en la división de patrones de forma iterativa. Existen dos formas de abordar este método, una es la aglomerativa y la otra es la divisiva. La primera comienza construyendo clusters de un solo elemento (bottom up), los cuales va agrupando con el fin de crear clusters cada vez más grandes, hasta que se satisface cierta condición o hasta que se logra agrupar a todos los objetos en un único cluster. Por otro lado, la forma divisiva trabaja agrupando inicialmente todos los objetos en un solo cluster, para luego comenzar a dividirlo en grupos cada vez menos numerosos (top-down), hasta que se cumple cierta condición o hasta que cada objeto representa una clase por sí mismo.

Los métodos jerárquicos de clustering trabajan generalmente en función de tres tipos de medidas de similitud (linkage), las cuales son:

- **Single-linkage clustering** [47]: Conocido también como el método del vecino más cercano, consiste en enlazar dos clusters a través del par de objetos (uno de cada cluster) que estén más cerca. Por tanto, se asume que la distancia entre dos cluster es determinada por la menor distancia que se pueda lograr entre los objetos de uno y del otro. Su representación matemática para dos clusters A y B , se muestra en (106)

$$\min\{d(a, b): a \in A, b \in B\} \quad (106)$$

- **Complete-linkage clustering** [47]: Al contrario del single-linkage, asume que la distancia entre dos clusters, es determinada por la mayor distancia que se pueda establecer entre un par de objetos (uno de cada grupo). Para dos sets de clusters A y B , este tipo de clustering se define como:

$$\max\{d(a, b): a \in A, b \in B\} \quad (107)$$

- **Average-linkage clustering** [47]: Conocido también como el método de varianza mínima, establece que la distancia entre dos clusters está dada por el promedio de la distancia entre cualquier elemento de un cluster con respecto a cualquier objeto de la otra clase. El criterio para establecer la distancia entre dos clusters A y B es determinado por

$$\frac{1}{|A||B|} \sum_{a \in A} \sum_{b \in B} d(a, b) \quad (108)$$

Si bien los algoritmos jerárquicos son fáciles de implementar, tiene como desventaja que son poco robustos, ya que, son sensibles al ruido y a valores atípicos (outliers). Además, una vez que un objeto es asignado a un determinado cluster, no se le vuelve a considerar. Esto implica que el algoritmo no es capaz de corregir errores de clasificación. Algunos de estos errores han sido corregidos por ciertos métodos de clustering los cuales se presentan a continuación.

Clustering using representatives (CURE)

Es un método aglomerativo que introduce dos novedades al método convencional. Primero, para representar a un cluster utilizan un conjunto de puntos dispersos. En segundo lugar, este método encoge a los grupos representativos en cada iteración utilizando un factor de reducción constante. EN cada iteración el par de clusters que tengan los conjuntos representativos más cercanos se unen. El uso de representativos múltiples permite al CURE manejar cluster de diversas formas y tamaños, mientras que el encogimiento permite amortiguar el efecto de outliers y del ruido.

Balanced Iterative Reducing and Clustering Using Hierarchies (BIRCH)

Este método introduce una estructura jerárquica de árbol que permite comprimir los datos en pequeños sub-clusters para luego realizar el análisis cluster sobre ellos en vez del conjunto completo de datos. Estos sub-clusters son representados por un conjunto de características (CF o cluster features) que son guardadas en cada hoja o nodo extremo del árbol. Los nodos que no son hojas, contienen las características o cluster features (CF) de los cluster que nacen a partir de los nodos anteriores o también llamados hijos. La cantidad de hijos y el diámetro máximo de cada sub-cluster en las hojas, debe ser definido y delimitado Estas dos variables son parámetros de entrada para el cluster puesto que permiten al cluster adaptar su estructura a la memoria computacional disponible.

Una vez que el árbol es construido, puede ser utilizado por cualquier algoritmo tanto particional como jerárquico.

La gran desventaja de este método es que su resultado depende del orden de los datos y carece de la habilidad para tratar con clusters no esféricos de tamaño variable puesto que utiliza el concepto de diámetro para controlar el límite de los clusters.

2.8.2. Técnicas de clustering de partición

Este tipo de clustering es lo contrario al jerárquico puesto que consiste en dividir los datos dentro de un set de k clusters, basándose netamente en la optimización de alguna función criterio, sin usar una estructura jerárquica [47]. Existen diversos criterios para particionar un set de datos. El más común es mediante la distancia euclidiana. Esta busca la mínima distancia entre los puntos y cada uno de los clusters disponibles, asignando el

punto a la clase más cercana. Para calcular la distancia entre un objeto y un determinado cluster, este tipo de algoritmo asume que cada cluster puede ser representado por su centro de gravedad (centroide) o por el punto más cercano a este (medoid) [49].

Existen diversos algoritmos que se enmarcan en esta categoría de cluster. A continuación se detallan algunos de estos.

K-means

Este algoritmo es uno de los más conocidos y a la vez simple de implementar. Consiste en clasificar el set de datos entre una cantidad k de clusters, definida por el usuario. Para hacerlo se definen k centroides, uno para cada cluster y luego se busca optimizar la siguiente función objetivo:

$$\text{Min } J = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^n \|x_i^{(j)} - c_j\|^2 \quad (109)$$

Donde la expresión $\|x_i^{(j)} - c_j\|^2$ representa la distancia medida entre un punto $x_i^{(j)}$ y el centroide de un cluster c_j .

En resumen, el procedimiento general del k -means consiste en los siguientes pasos:

- Inicialización: Para formar k clusters a partir de un determinado set de datos primero se deben tomar k puntos cualesquiera para ser utilizados como patrones de búsqueda. Estos puntos serán el grupo inicial de centroides que irá cambiando en cada iteración.
- Cada objeto es asignado a la clase cuyo centroide se encuentre más cercano según la función criterio escogida.
- Cuando todos los objetos han sido asignados, se vuelve a calcular la posición de los k centroides.
- Se repiten los dos últimos pasos hasta que los centroides de las clases dejan de cambiar.

A pesar de que k -means es uno de los tipos de cluster más utilizados, tiene algunas limitaciones. Una de sus principales desventajas es que no existe un método universal y eficiente para escoger la partición inicial en k clusters. Otro problema que presenta el algoritmo es su sensibilidad ante outliers y ruido, puesto que incluso cuando un objeto se encuentra muy alejado de los centroides, será forzado a pertenecer a una clase, lo cual puede distorsionar la forma del cluster donde se integra.

K-medoids (PAM) [49]

Este método conocido también como PAM (partitioning around medoids), trabaja en base a un concepto muy similar al k -means, siendo la única diferencia el hecho de que en vez de representar al cluster por su centroide (que puede no ser un objeto que forma parte del set de datos), se utiliza el objeto más cercano a este (medoid).

C-means difuso (FCM)[47]

Este método de clustering que permite a un mismo objeto pertenecer a dos o más clases. Esta técnica funciona de forma similar al k -means pues lo que intenta lograr es minimizar la siguiente función objetivo:

$$\text{Min } J_m = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^c u_{ij}^m \|x_i - v_j\|^2 ; 1 < m < \infty \quad (110)$$

Donde m es el exponente de la matriz de partición difusa la cual se encarga de controlar el nivel de superposición difusa permisible. Esto define que tan difusos son los límites de los clusters, es decir, el número de objetos que tienen una participación significativa en más de un cluster. Por otro lado, u_{ij}^m representa el nivel de participación o el nivel de arraigo del punto x_i en el cluster j , mientras que v_j es el centro del j -ésimo cluster V_j dentro de un grupo total de C clusters.

En resumen, el procedimiento general del FCM consiste en los siguientes pasos:

- Fijar un número de C clusters
- Seleccionar el prototipo de cluster inicial ($V_1, V_2 \dots V_C$) a partir de un set de N datos
- Obtener la distancia $\|x_i - v_j\|$ entre objetos y prototipos de cluster.
- Calcular los elementos de la matriz de partición difusa como:

$$u_{ij} = \left[\sum_{L=1}^C \frac{\|x_i - v_j\|}{\|x_i - v_L\|} \right]^{-1} \quad (111)$$

- Obtener nuevos prototipos de cluster como:

$$V_j = \frac{\sum_{i=1}^N u_{ij}^2 x_i}{\sum_{i=1}^N u_{ij}^2} \quad (112)$$

- Detenerse si se alcanzó el nivel de convergencia o si es que se cumplieron el máximo de iteraciones solicitadas por el usuario. De no ser así el algoritmo retoma desde el cálculo de las distancias.

FCM presenta desventajas similares al k -means, compartiendo la misma dependencia con la partición inicial y presentando sensibilidad ante outliers y ruido.

En conclusión, las principales ventajas de algoritmos de cluster basados en el concepto de partición su simple construcción y que funcionan muy bien para grupos de datos que presentan un comportamiento esférico y compacto.

Por otro lado, las desventajas que presentan son que no tienen gran eficacia ante espacios de datos amplios donde las distancias no logran ser bien definidas. Tampoco pueden trabajar con clusters no convexos cuyo tamaño y densidad sea variable. Además, tienen una fuerte dependencia a la cantidad de clases fijadas por el usuario y también es común que enfrenten atascos en óptimos locales [49].

2.8.3. Técnicas de extracción de features

Estas técnicas consisten en la disminución de la dimensionalidad de los datos mediante la transformación del espacio de atributos originales a otro compuesto por features con mayor significancia. En general, buscan disminuir la complejidad de los datos creando una representación simplificada de cada una de las variables originales.

Existen diversas técnicas de extracción, siendo la más utilizada el análisis de componentes principales (PCA). Esta técnica se basa en la construcción de nuevos atributos, en base a combinaciones lineales de las variables originales. A gran escala PCA inicialmente ordena las features existentes en una lista de prioridad según su varianza. Luego construye la primera componente principal, al realizar una combinación lineal de las variables originales, buscando siempre reflejar la mayor cantidad de información (obtener la mayor variabilidad de los datos originales que sea posible). Posteriormente crea otras componentes procurando que sean ortonormales a las ya existentes y buscando reflejar la mayor información posible [50].

Las técnicas de extracción o transformación suelen ser utilizadas cuando la precisión del modelo es más importante que su interpretabilidad. Esto puesto que las combinaciones de las features originales no representan un valor interpretable y la información en cuanto a la composición de los nuevos atributos suele perderse [50].

Capítulo 3: Modelo propuesto y metodología

En esta sección se realiza una descripción de las diferentes etapas que contempla esta propuesta metodológica para seleccionar puntos de operación críticos, desarrollada a partir de los antecedentes teóricos presentados en el Capítulo 2.

3.1. Metodología para la selección de puntos críticos de operación para estudios de estabilidad de tensión

La metodología propuesta para seleccionar puntos de operación críticos (*POC*) se compone de tres grandes bloques, tal y como se aprecia en el diagrama de la Figura 23. El primer bloque de la metodología tiene como objetivo principal la obtención de un flujo óptimo de potencia en corriente continua (OPF-DC) para las 8760 horas del año. En esta primera fase, se entregan los datos de entrada requeridos para la programación del despacho horario de las unidades de generación del sistema, los cuales consisten en las series sintéticas de demanda y de generación ERNC. A partir de estos datos, se realiza un despacho relajado, el cual no toma en consideración los mínimos técnicos de potencia de cada una de las máquinas síncronas. Los resultados de este primer despacho son utilizados posteriormente como el *unit commitment* de las unidades de generación en el cálculo del OPF-DC. Como salidas de esta primera fase, se obtienen el despacho horario de los generadores convencionales, la potencia inyectada por cada generador ERNC y la potencia activa que fluye a través de cada línea de transmisión del SEP.

El segundo bloque de la propuesta metodológica consiste en el filtrado y caracterización de los puntos de operación. El objetivo principal de este bloque es entregar un conjunto reducido de puntos de operación potencialmente críticos, los cuales estén caracterizados de forma tal que puedan posteriormente ser agrupados en el proceso de clustering.

En su primera fase, este bloque contempla el cálculo de un grupo de indicadores que permiten reflejar, de forma sencilla y generalizada, la condición de operación del SEP en cada hora o punto de operación. Estos indicadores se calculan a partir de los resultados obtenidos por el primer bloque y permiten graficar el nivel de carga por las líneas a una escala sistémica y zonal, la cantidad de generación síncrona por zonas y el nivel de demanda neta sistémico. A partir de estos indicadores, se realiza un análisis estadístico simple del comportamiento de la operación anual del SEP, en base a lo cual se fijan criterios que permiten filtrar aquellas horas que no puedan ser consideradas como una operación inestable o “estresante” para sistema.

Una vez que se aplica el filtro, se pasa a caracterizar detalladamente cada uno de los puntos de operación que no son eliminados. El objetivo principal de esta fase es estructurar a cada punto de operación como un objeto dotado de atributos, el cual pueda posteriormente, ser utilizado en un proceso de clustering. La caracterización de cada hora se realiza tanto en términos de la condición de operación como del despacho. Para efectos de esta propuesta metodológica se hace una diferenciación entre condición de operación y despacho, puesto que estos aspectos serán utilizados como atributos de los puntos de operación en instancias distintas de clusterización. La condición de operación será caracterizada considerando como atributos al nivel de carga por cada una de las líneas de transmisión y al nivel de demanda neta en cada una de las barras del sistema. Por otro

lado, el despacho se caracteriza a partir de la potencia inyectada por cada uno de los generadores convencionales.

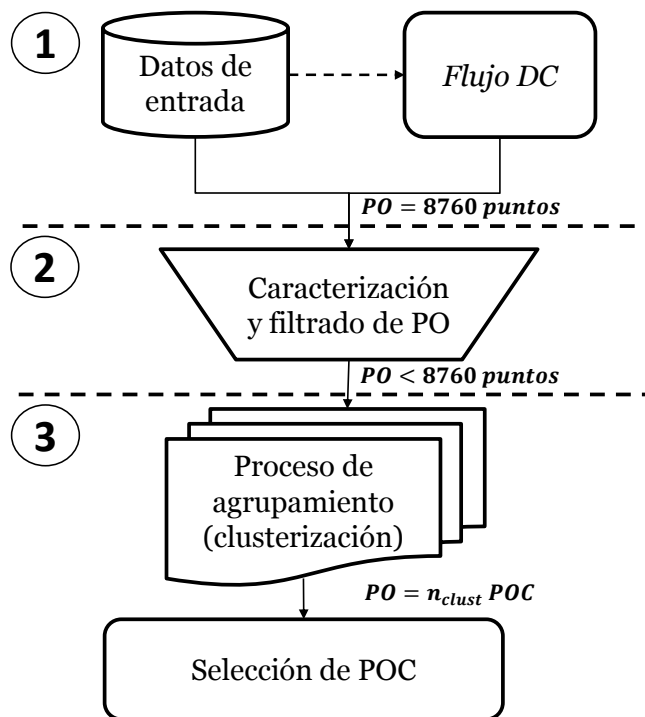


Figura 23: Esquema metodológico general

El tercer bloque de la metodología es el proceso de agrupamiento o de clustering. El objetivo principal de este bloque es entregar una selección de POC que sea representativa de la mayoría de las condiciones de operación potencialmente críticas que podría afrontar el SEP durante su operación real. Esto se logra agrupando puntos que presenten condiciones de operación similares en clusters, los cuales pasan luego a ser representados por el centroide de su grupo.

Dentro de este bloque se realizan dos fases de agrupación o clusterizado. En la primera fase, se utiliza al conjunto completo de POC determinado por el bloque 2 de la metodología. En esta fase el proceso de agrupamiento se realiza tomando como criterio únicamente a los atributos relacionados con la condición de operación que presenta cada punto. Esto entrega como resultado a un conjunto reducido de POC, el cual se conforma a partir de los centroides de cada uno de los clusters encontrados. Este nuevo conjunto es utilizado en un segundo proceso de agrupamiento, el cual se lleva a cabo utilizando criterio de agrupación solo a los atributos relacionados con el despacho de cada punto de operación. En esta segunda fase se vuelve a reducir el conjunto de POC mediante la representación de cada grupo por un solo punto, sin embargo, la elección de este representante se realiza tomando como criterio el mayor nivel de carga por las líneas sistémico y no al centroide del cluster. El motivo de esto se explicará más adelante.

En cada fase de clusterizado los puntos de operación se agrupan de forma iterativa, considerando distinto número objetivo de clusters. En cada iteración los objetos se agrupan dentro de una cantidad predefinida de grupos, hasta llegar a tener tantos clusters como puntos de operación. Luego, se calcula el error cuadrático medio cometido dentro de cada agrupación con respecto al centroide del mismo grupo. Esto se hace con el fin de

determinar el número de clusters a considerar en el resto del estudio. El error dentro del proceso de clusterización se calcula considerando el centroide de cada cluster como el representante de todos los puntos contenidos. La cantidad de clusters escogido en base a este proceso se determina utilizando como criterio el “método del codo” o “elbow method” [53].

A continuación, se definen cada uno de los bloques que componen la metodología propuesta.

3.1.1. Bloque 1: Flujo DC

Como se mencionó anteriormente, el primer bloque de la metodología tiene como objetivo la obtención de un flujo óptimo de potencia en corriente continua (OPF-DC) para las 8760 horas del año.

Para esto primero se obtienen series sintética para la demanda, las series de viento y de radiación solar con resolución horaria para todo un año. Dichas series corresponden a los datos de entrada y permiten definir el nivel de generación ERNC en cada barra del SEP para cada uno de los puntos de operación (PO) que serán clusterizados.

Una vez que se tienen las series sintéticas se debe realizar un flujo de potencia DC con consideraciones económicas, también conocido como OPF -DC (optimal power flow en inglés). Este consiste en realizar el despacho económico del sistema considerando ciertas restricciones de operación, como la capacidad máxima de las líneas de transmisión, el flujo transmisible según la diferencia angular entre los extremos de la línea y los límites de capacidad de los generadores.

Para efectos de esta tesis, el OPF-DC calcula despacho de los generadores convencionales en dos etapas. Inicialmente se realiza un despacho relajado sin considerar los mínimos técnicos de las unidades de generación. Los resultados de esta primera etapa son utilizados para determinar las unidades que deben estar encendidas en cada punto de operación (unit commitment). Este commitment luego se utiliza para realizar un nuevo despacho, pero ahora sí considerando los mínimos técnicos de cada una de las unidades generadoras. El motivo por el cual se realiza esto es para evitar utilizar variables binarias de encendido/apagado que harían que el problema de optimización pase a ser no convexo.

Los resultados entregados por este bloque son la potencia despachada en cada uno de los generadores convencionales, la potencia inyectada por cada generador ERNC y la potencia activa que fluye a través de cada línea de transmisión del SEP.

3.1.2. Bloque 2: Caracterización y filtrado de P.O.

Una vez obtenida la operación del sistema para todo un año en la etapa anterior, se entra en la fase de caracterización y filtrado de los puntos de operación, la cual se detalla en la Figura 24. El objetivo principal de este bloque es entregar un conjunto reducido de puntos de operación potencialmente críticos, los cuales estén caracterizados de forma tal que puedan posteriormente ser agrupados en el proceso de clustering.

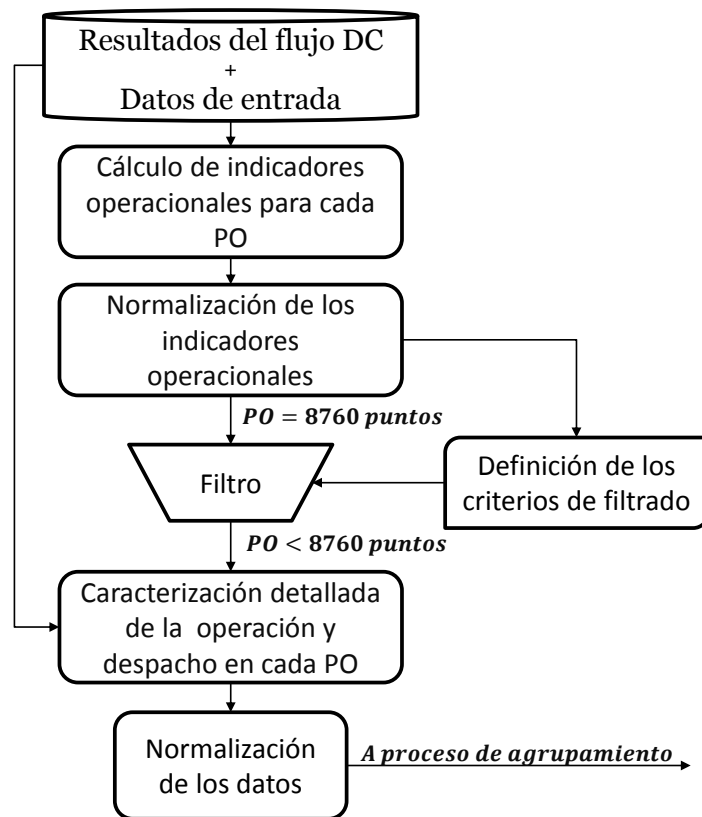


Figura 24:Proceso de caracterización y filtrado

A continuación, se explican los procesos y cálculos involucrados en cada una de las fases de este bloque de la metodología

Cálculo de los indicadores operacionales para cada PO

El primer paso dentro del bloque 2 de la metodología propuesta consiste en el cálculo de cuatro indicadores operacionales obtenidos a partir de los resultados del flujo DC y sus datos de entrada. La función principal de estos indicadores es caracterizar, de forma sencilla y generalizada, la condición de operación del SEP, entregando indicios del margen de estabilidad de tensión de cada punto de operación para permitir el filtrado de aquellos que no representen condiciones de operación potencialmente críticas. Para lograr esto los indicadores se construyen tomando en consideración a los factores de la operación del SEP que afectan la estabilidad de voltaje del sistema, según se revisó en la sección 2.1. Estos factores se relacionan con el estado de operación del sistema de transmisión, de la generación y de la carga o demanda del sistema.

Los indicadores operacionales por calcular son:

- Nivel de carga de las líneas a una escala sistémica
- Nivel de carga de las líneas por zonas
- Nivel de generación síncrona por zonas
- Nivel de demanda neta sistémico

Para filtrar los puntos de operación se establecen criterios entorno a los indicadores operacionales que permitan identificar y conservar a todo aquellos PO que puedan implicar situaciones de potencial inestabilidad de voltaje. Dichas situaciones, como se mostró en la sección 2.1, se obtienen cuando el nivel de demanda neta es bajo, cuando el nivel de carga por las líneas es alto o cuando la capacidad del sistema para regular la tensión en un área es baja (baja cantidad de máquinas síncronas conectadas a la red). Sin embargo, para poder determinar que tanto margen de estabilidad presenta un punto de operación, no se puede directamente observar el nivel de carga a partir de cada línea o considerar la demanda neta en cada barra. Por otro lado, por factores de índole económico, los sistemas de transmisión de los SEP reales no suelen contar con grandes holguras de capacidad, presentando durante varias horas al año al menos una línea con un alto nivel de carga durante su operación.

Teniendo en consideración lo anterior, se tomó la decisión de calcular indicadores capaces de graficar a nivel sistémico y zonal el estado de la operación del SEP. Para el caso del indicador de demanda neta a nivel sistémico, este define para una hora t como a la sumatoria de la demanda menos la inyección de generadores ERNC de todas las barras del sistema, divididas por la demanda sistémica total como en la ecuación (113). Este indicador representa una demanda neta “porcentual”, ya que muestra el nivel de demanda neta como la fracción de la demanda sistémica total que debe ser satisfecha por generación convencional. Esto permite diferenciar los casos en donde la demanda neta es baja debido a que se tiene un alto nivel de generación ERNC, de los casos en que se debe a que la demanda proveniente de los consumos es baja.

$$D_{netaTotal}(t) = \sum_{vi \in Buses} \left(\frac{Carga^i(t) - ERNC^i(t)}{Demanda\ sistémica\ total(t)} \right) \quad (113)$$

Por otro lado, para el caso de los indicadores de nivel de carga de las líneas de transmisión, es más complejo definir un indicador de operación. En la mayoría de los SEP, se tiene que siempre existe al menos una línea con un alto nivel de carga, por lo cual se deben considerar ciertos factores para seleccionar puntos de operación críticos en torno a este indicador. Como se detalló en el capítulo 2, la longitud de las líneas es un factor que afecta ampliamente la estabilidad de voltaje, ya que una línea larga significa mayores pérdidas reactivas. Además, la capacidad de transmisión de una línea es limitada según su largo, tal y como se describió en la sección de curvas de ST. Claire.

En consideración de lo anterior, el impacto que causa una línea en la estabilidad de tensión del sistema está influenciada significativamente por su largo y su nivel de carga en un determinado instante. Es por ello que el nivel de carga por las líneas en una zona del SEP, para un instante t , se obtiene usando la ecuación (114).

$$Nivel\ de\ carga\ zona\ k(t) = \frac{1}{Largo_{totalk}} \sum_j^{N_k} (Carga_j(t) * Largo_j) \quad (114)$$

Donde N_k es la cantidad total de líneas en la zona k que durante la hora t presentan una carga mayor o igual al 70% de su capacidad máxima, $Largo_j$ y $Carga_j$ son el largo y el nivel de carga de la línea j , respectivamente y $Largo_{total_k}$ es la suma de los largos de todas líneas de transmisión en la zona k .

Dado que todas las situaciones de alta carga por las líneas son de interés, filtrar únicamente en torno a la carga de las líneas de cada zona puede llevar a perder situaciones de estrés de la red que no presenten alta carga a nivel de zonas, pero sí a nivel sistémico. Dichas situaciones ocurren cuando se tiene una gran cantidad de líneas en el sistema con alta carga, pero repartidas entre las distintas zonas de forma tal, que el nivel de carga de cada una no es considerable en comparación a su carga regular. Es por esto que además se implementa un indicador de carga por las líneas a nivel sistémico. Este se calcula utilizando la ecuación (114), pero considerando a todo el sistema como una sola zona.

Finalmente, se requiere de un indicador que permita plasmar la capacidad que tiene el sistema en cada P.O. para regular el voltaje. Como se vio en el capítulo 2, los generadores síncronos tienen un rol protagónico en el control de tensión y son la principal fuente de reservas de potencia reactiva dentro del SEP. Considerando lo anterior, se tiene que la cantidad de generadores en servicio y la capacidad de estos para inyectar o absorber reactivos es un factor de gran interés a la hora de discriminar si un determinado P.O. podría presentar potenciales problemas de estabilidad. Este indicador se calcula utilizando la ecuación (115).

$$\text{Nivel de generación síncrona}_{zona_k} = \frac{1}{\sum_j^M P_j^{MAX}} \sum_i^S P_i^{MAX} \quad (115)$$

Donde P_i^{MAX} es la capacidad máxima de generación del generador i ; S es la cantidad total de GS encendidos dentro de la zona k y donde la sumatoria en el denominador representa a la capacidad máxima entregada por los M generadores síncronos en la zona k .

En general dentro de los SEP se pueden identificar distintas zonas o regiones. Si bien estas pueden estar, en ocasiones, definidas a partir de criterios relacionados con la capacidad de regulación de tensión, como por ejemplo, en base al cálculo de áreas de control de voltaje [51], esto no ocurre siempre. En particular, el modelo utilizado en esta tesis define sus zonas a partir del concepto de regiones geográficas, las cuales poseen alta disponibilidad de algún tipo de recurso para la generación ERNC (sol o viento) y en donde se cuenta con un perfil de demanda horaria determinado para toda la región. Debido a que se utiliza este criterio para definir las zonas, ocurre que ciertos generadores son capaces de participar activamente en la regulación de tensión de otras zonas del SEP, por lo cual el indicador de nivel de generación síncrona no entrega información clara, al calcularse en torno a las áreas definidas dentro del SEP.

Considerando lo anterior, el indicador se calculará considerando solo dos zonas: una zona ERNC, compuesta por el conjunto de todas las regiones definidas dentro del SEP que

presentan este tipo de generación y una zona convencional, donde se juntan todas las regiones que únicamente poseen generación sincrónica.

Una vez calculados los indicadores operacionales de todos los puntos de operación, estos pasan a ser normalizados de manera tal que todos presenten valores entre 0 y 1.

Definición de los criterios de filtrado

Como se mencionó anteriormente, el objetivo del cálculo de indicadores operacionales es plasmar el estado de la operación de todo el SEP de tal forma que pueda fácilmente tener indicios del margen de estabilidad de tensión. Esto permite realizar el filtrado de puntos de operación que no son de interés debido a que no presentan situaciones potencialmente críticas para la estabilidad de tensión como, por ejemplo, situaciones de baja carga en las líneas o situaciones en que la cantidad de máquinas síncronas conectadas permite tener una gran capacidad de regulación de tensión.

Una vez que se tienen los indicadores de cada punto de operación, se debe establecer un criterio de filtrado para cada uno de ellos. El primer indicador es la demanda neta sistémica. El indicador operacional de la demanda neta, es un indicador que permite graficar las fracciones de demanda que están siendo suministradas mediante generación ERNC y mediante generación convencional. Esto entrega información acerca de la capacidad que tiene el sistema para regular la tensión durante la hora en observación, puesto que mientras menor sea la demanda neta, menor será la cantidad de generadores síncronos conectados a la red. Considerando esto, se debe establecer como criterio de filtrado un nivel de demanda neta bajo, donde la mayor parte de la potencia demandada esté siendo suministrada a partir de generación ERNC. Considerando lo anterior es que se fija como criterio de filtrado al valor que permite obtener a los puntos de operación que presentan el indicador de demanda neta dentro del 5% más bajo. Con esto, el conjunto de puntos obtenidos en base a este indicador queda definido por la ecuación (116).

$$PC_{DN} = \{y \in PO \mid DN(y) \leq \text{CriterioDN}\} \quad (116)$$

Por otro lado, establecer un criterio de filtrado para los otros indicadores no es una tarea sencilla. Esto debido a que la función del criterio es reducir la cantidad de puntos de operación a estudiar, entregando solo aquellos que representan situaciones de operación anormales o de alto estrés para el SEP. Para lograr esto, debe considerarse la forma de operar del sistema y a partir de ello determinar qué representa una situación de alta carga o de baja generación síncrona. Por ejemplo, puede darse que un valor de filtrado de 0.7 para el nivel de carga por las líneas sea apropiado en un determinado sistema, sin embargo, en otro donde la mayor parte del año se opera a niveles de carga cercanos a ese, este filtro sería poco efectivo y no permitiría obtener situaciones fuera de lo normal o especialmente críticas.

En consideración a lo anterior, se utilizarán medidas estadísticas para seleccionar los criterios de filtrado. Las medidas utilizadas son la media aritmética o promedio y la desviación estándar. En base a la primera se logra encontrar un valor central que describe a la serie, mientras que el segundo nos permite tener una idea de que tan alejados de este valor se encuentran la mayoría de los puntos. Combinando ambos conceptos, se define

para el nivel de carga por las líneas, tanto a nivel sistémico como zonal, el conjunto de puntos descrito por la ecuación (117).

$$PC_{CL_x} = \{y \in PO \mid (CL_x(y) \geq \text{promedio}(CL_x) + 2 \cdot \text{desviación}_{std}(CL_x))\} \quad (117)$$

El criterio se fija sumando al promedio dos veces el valor de la desviación estándar con el fin de obtener un valor que se ubique en la parte superior de la función de distribución de probabilidad de la carga por las líneas.

En cuanto a la cantidad de generación síncrona, se utilizan estos mismos conceptos para definir el criterio de filtrado. Sin embargo, este indicador presenta un comportamiento discreto debido a que una misma cantidad de máquinas puede cubrir un amplio espectro de niveles de demanda y a que por temas de optimización económica, suelen despacharse siempre los mismos generadores. Considerando esto se puede inferir que alejarse mucho del promedio, utilizando la desviación estándar, puede llevar a escoger una única situación de operación, descartando otras que podrían ser consideradas críticas también. Considerando esto, es que el criterio de filtrado de este indicador, para una determinada zona, se define mediante el conjunto representado en la ecuación (118)

$$PC_{GS} = \{y \in PO \mid (GS_x(y) \leq \text{promedio}(GS_x) - \text{desviación}_{std}(GS_x))\} \quad (118)$$

Finalmente, considerando la forma de calcular los criterios de filtrado, el conjunto de puntos seleccionados mediante el proceso de filtrado queda definido por la ecuación (119).

$$PC = \{y \in PO \mid y \in (PC_{DN} \cup PC_{CL_xZona_k} \cup PC_{CL_xSist} \cup PC_{GS_{ERNc}} \cup PC_{GS_{CONV}})\}$$

Donde los subconjuntos expuestos se definen como:

$$\begin{aligned} PC_{DN} &= \{y \in PO \mid DN(y) \leq \text{CriterioDN}\} \\ PC_{CL_xZona_k} &= \{y \in PO \mid (CL_xZona_k(y) \geq \text{Criterio } CL_x \text{ Zona}_k)\} \\ PC_{CL_xSist} &= \{y \in PO \mid (CL_x(y) \geq \text{Criterio } CL_x)\} \\ PC_{GS_{ERNc}} &= \{y \in PO \mid (GS_xZona_{ERNc}(y) \leq \text{Criterio } GS_xZona_{ERNc})\} \\ PC_{GS_{CONV}} &= \{y \in PO \mid (GS_xZona_{CONV}(y) \leq \text{Criterio } GS_xZona_{CONV})\} \end{aligned} \quad (119)$$

Una vez obtenidos los criterios, se aplica el filtro al conjunto total de puntos de operación, obteniendo así a un grupo reducido de puntos de operación que representan a una primera selección de POC.

Caracterización detallada de la operación y despacho de cada PO

El objetivo de realizar un proceso de clustering es dividir el conjunto de datos en grupos, de forma tal que los elementos dentro de cada uno sean similares entre sí. El conjunto de datos se compone de distintos objetos, cada uno de los cuales es definido o representado a partir de diferentes atributos. El resultado entregado por el cluster depende fuertemente de los atributos o también llamados “*features*” que representan a cada uno de los objetos del conjunto de datos [52].

En este trabajo, los objetos estudiados corresponden a puntos de operación de un sistema eléctrico (horas del año). Por otro lado, los atributos corresponden al estado de cada uno de los elementos de la red que permiten caracterizar la condición de operación y el despacho de cada hora, es decir, la carga de cada línea de transmisión, la demanda neta de cada barra y la potencia despachada en cada generador del SEP.

Como se mencionó en la introducción de este capítulo, la propuesta metodológica contempla el desarrollo de dos procesos de agrupamiento o clusterizado. El primero se desarrolla netamente entorno a la condición de operación de cada punto, lo cual se logra utilizando como atributos de cada objeto a únicamente la demanda neta por barra y al nivel de carga por cada línea de transmisión. Considerando esto, en este primer proceso el objeto definido para para una hora t se estructura como se muestra en la ecuación (120).

$$Objeto_{CondOp}^t = [D_{Neta}^{Barra1}, \dots, D_{Neta}^{BarraN}; CL_x^{Línea1}; \dots, CL_x^{LíneaM}] \quad (120)$$

Considerando que se tienen N barras en total, la demanda neta para la barra i , en la hora t , se calcula como:

$$D_{neta}^i(t) = \frac{Carga^i(t) - ERNC^i(t)}{Demanda\ sistémica\ total(t)} \quad (121)$$

Donde los términos $Carga^i(t)$ y $ERNC^i(t)$, reflejan la demanda y la inyección de potencia por parte de generadores ERNC en la barra i durante la hora t . La diferencia entre estos valores es dividida por la demanda sistémica total durante el punto de operación estudiado. Esto último se realiza con el fin de otorgar un peso o nivel de importancia dentro de la condición de operación de la hora t a cada barra.

El otro indicador operacional es la carga por las líneas. Como se detalla en la sección 2.1.1, el nivel de carga en las líneas limita la máxima potencia transmisible que puede ser transmitida, lo cual afecta al margen de estabilidad tanto de las barras ubicadas en sus extremos como del resto del sistema. Es por esto que se considera como uno de los indicadores operacionales para el cluster.

El cálculo del nivel de carga para la línea j en la hora t es representado en la ecuación (122).

$$\text{Nivel de carga}^j(t) = \frac{\text{Carga}^j(t)}{\text{Capacidad}_{MAX}^j} \quad (122)$$

Donde $\text{Carga}^j(t)$ representa el flujo por la línea j en la hora t y Capacidad_{MAX}^j representa la capacidad máxima de la línea, determinada considerando el largo de la línea de forma tal de ser consistentes con la curva de St. Claire, tal y como se detalló en el marco teórico de esta tesis.

Por otro lado, el segundo proceso de agrupamiento contemplado por la propuesta metodológica, se realiza caracterizando a cada objeto a partir de su despacho, lo cual implica que los atributos de cada punto de operación son la potencia despachada en cada generador convencional. Considerando esto, en este primer proceso el objeto definido para para una hora t se estructura como se muestra en la ecuación (123).

$$\text{Objeto}_{Despacho}^t = [P_{iny}^{Gen1}; P_{iny}^{Gen2}; \dots; P_{iny}^{GenN}] \quad (123)$$

3.1.3. Bloque 3: Proceso de agrupamiento

Una vez que todo el conjunto de puntos de operación obtenidos por el filtro del bloque 2 son estructurados como objetos, se pasa al tercer y último bloque de la metodología propuesta, cuyo esquema general se muestra en la Figura 25. Este bloque tiene como objetivo principal agrupar los puntos de operación obtenido después del proceso de filtrado, con el fin de entregar una selección de POC reducida y que sea representativa de la mayoría de las condiciones de operación potencialmente críticas que podría afrontar el SEP durante su operación real.

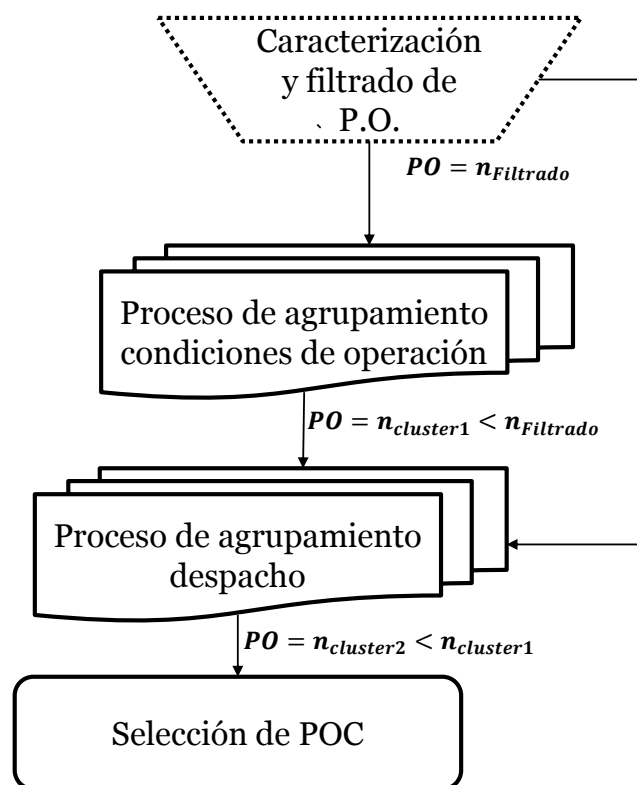


Figura 25: Esquema general del proceso de agrupamiento

Como ya se ha mencionado, dentro de este bloque se realizan dos procesos de agrupación de puntos de operación, los cuales se conectan en cascada. En la primera fase, se realiza un clusterizado utilizando el conjunto de POC provenientes del bloque 2. Estos puntos de operación se estructuran en la forma de objetos de condición operación descrita en la ecuación (120). Una vez que los puntos de operación son agrupados, el conjunto de POC se reduce conservando al centroide de cada cluster y eliminando al resto de puntos de operación que lo conforman. El motivo por el cual se escoge al centroide como representante radica en que este tiene los atributos que plasman de mejor forma el tipo de condición de operación definida por el conjunto.

Se debe destacar que en esta fase, los centroides escogidos para representar a cada agrupación corresponden al punto de operación que se encuentra más cercano al centro de masa de su respectivo cluster.

En la segunda fase de este bloque se vuelve a reducir el conjunto de POC mediante agrupamiento, pero utilizando la estructura de objeto de despacho descrita en la ecuación (121). A diferencia del primer proceso de agrupamiento, en este caso la elección del representante de cada cluster no se realiza utilizando al centroide, sino que se escoge al punto de operación que presente el mayor indicador operacional de carga por las líneas sistémico. La justificación de este criterio radica en que al agrupar los POC entorno al despacho, puede ocurrir que puntos con condiciones de operación muy diferentes se junten, debido a que las potencia despachadas en las unidades convencionales sea similar. Esto implica que el centroide de un cluster podría no ser un buen representante de las condiciones de operación de los demás miembros de su clase, razón por la cual se escogerá a aquel punto que para un mismo despacho represente a la condición de operación más exigente.

El resultado de este bloque es la selección final de puntos de operación críticos para la realización de estudios de estabilidad de voltaje.

A continuación se presenta el detalle del esquema metodológico utilizado dentro de cada proceso de agrupamiento

Descripción detallada de la metodología del proceso de agrupamiento

La técnica de cluster a utilizar es del tipo jerárquica aglomerativa o bottom-up, como las descritas en la sección 2.9.1, la cual consiste en inicialmente construir grupos conformados por un solo elemento. Posteriormente, estos grupos se van juntando con el fin de crear clusters cada vez más numerosos. El proceso continúa hasta satisfacer cierta condición como por ejemplo, alcanzar un determinado número de grupos o hasta que se logre agrupar a todos los objetos en un único cluster.

En todo proceso agrupación, es necesario especificar la métrica a utilizar para medir las distancias entre los distintos elementos. En este caso, la forma utilizada para medir las distancias entre los elementos del conjunto de datos es el average linkage o el método de varianza mínima. Esta medida establece que la distancia entre dos clusters está dada por el promedio de las distancias que se puede establecer entre un elemento del cluster observado con respecto a cualquier objeto de otro cluster.

Ya que el número de clusters entre los cuales dividir los objetos es un parámetro controlable, se debe definir un criterio que permita establecer la cantidad de clusters dentro de las cuales clasificar a los puntos de operación. Para esto, inicialmente se realiza un proceso iterativo donde en cada iteración se clusterizan todos los objetos dentro de un número determinado de clusters. Este proceso se repite hasta que se tienen tantos grupos como objetos. Cada vez que el conjunto de objetos es dividido entre un número determinado de clusters, se procede a calcular el error promedio cometido. Esto se realiza en una primera instancia a nivel de cada agrupación creada, obteniendo el error de cada elemento con respecto a su centroide. Luego se realiza a nivel global, obteniendo el promedio de los errores cometidos dentro de cada uno de los distintos clusters al dividir el conjunto de objetos entre el número de agrupaciones previamente definidas. Esto se hace con el fin de tener un parámetro en base al cual poder definir posteriormente la cantidad de clusters con la cual se trabajará.

El criterio establecido para seleccionar la cantidad de clusters es el “método del codo” o “elbow method” [53]. Este asume la varianza que experimenta el error calculado como una función de la cantidad de clusters. El elbow method se basa en el concepto de que se debería escoger una cantidad de cluster tal, que agregar un cluster más no genere mayor cambio en el error, es decir, se busca el punto de máxima desaceleración de la curva. Todo el proceso de clusterizado se resume en la Figura 26.

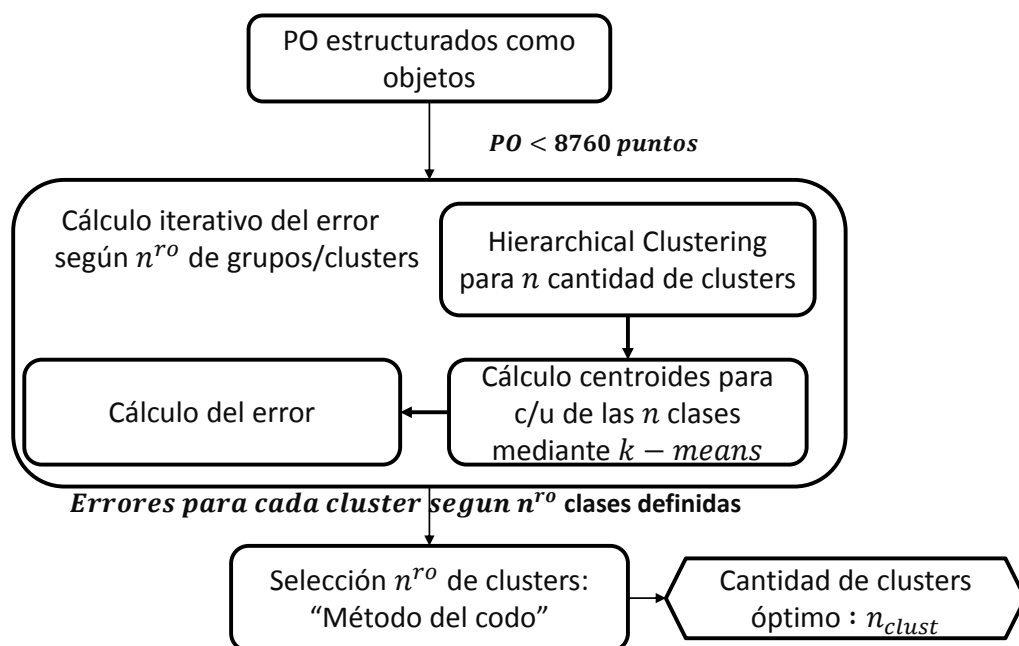


Figura 26: Detalle de proceso de clusterizado

Cálculo del error

Para calcular el error en el que se incurre al generar una cierta cantidad de clusters, se utiliza el error cuadrático medio o RMSE (root mean square error). Este error se calcula por cada feature, considerando al centroide de cada cluster como punto de referencia.

Bajo este concepto, calcular el error cometido en torno a la feature j dentro del cluster c , formado por m elementos y cuyo centroide está dado por el índice k es:

$$Error_j^c = \frac{\sqrt{\frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m (x(k, j) - x(i, j))^2}}{\sqrt{\frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m (x(i, j))^2}} \quad (124)$$

Donde el numerador corresponde a la distancia cuadrática promedio de todos los elementos con respecto al centroide, lo cual representa el error cometido dentro del cluster, mientras que el denominador corresponde al valor promedio del cuadrado de todos los elementos del cluster. Luego, el error total del cluster c , se obtiene como el promedio del error cometido en cada una de las F features.

$$Error^c = \frac{1}{F} \sum_i^F Error_i^c$$

Por otro lado, es de interés saber el error total que se comete al repartir los datos entre un número determinado de clusters. Para obtener dicho error, se utiliza el promedio de

los errores cometidos en todos los clusters armados, es decir, si se hacen N clusters, el error total se calcula como:

$$Error_{total}^N = \frac{1}{N} \sum_i^N Error^i$$

3.2. Metodología para validación de la propuesta

El esquema general de la metodología para la validación de la propuesta se muestra en la Figura 27. Esta se compone de 5 fases dentro de los cuales se contempla el análisis y validación de los resultados entregados por los distintos bloques de la metodología de selección de POC.

La validación se basará en el uso de indicadores estáticos de estabilidad, los cuales son calculados a partir de los resultados entregados por un flujo de potencia en corriente alterna. Debido a que la metodología de selección de POC propuesta se basa mayoritariamente en el análisis estadístico del conjunto de datos obtenidos para la operación de un SEP, su validación se realizará utilizando distintas variantes de un caso de estudio.

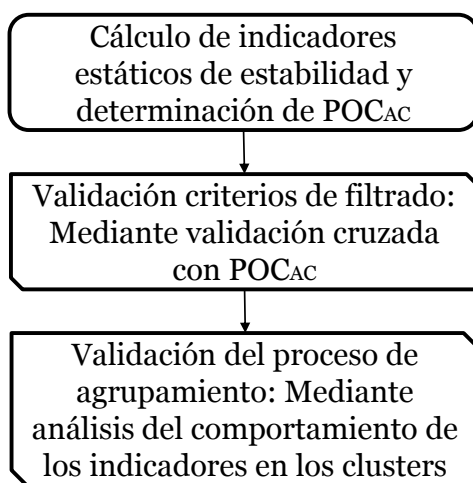


Figura 27: Esquema general de la metodología para la validación de la propuesta de selección de POC

A continuación, se presenta una explicación del procedimiento realizado en cada uno de los bloques de validación presentados.

Cálculo de indicadores estáticos de estabilidad

El primer bloque de la metodología de validación se muestra en la Figura 28 y corresponde al cálculo de indicadores estáticos de estabilidad. Como se revisó en la sección 2.4, este tipo de indicadores utilizan a el nivel de cargabilidad del sistema para definir la proximidad a la inestabilidad de voltaje, tomando valores entre 0 (sin carga) y 1

(colapso de tensión). Este tipo de indicadores requieren de los resultados de un flujo en corriente alterna para su cálculo.

En consideración de lo anterior, la primera fase de este bloque corresponde al cálculo de flujos de potencia en corriente alterna, lo cual se realiza utilizando el despacho de las unidades de generación determinado por el OPF-DC en la propuesta metodológica. Este tipo de flujo permite tomar en consideración la potencia reactiva como una variable más del sistema, además toma en cuenta fenómenos físicos como las pérdidas de potencia por las líneas.

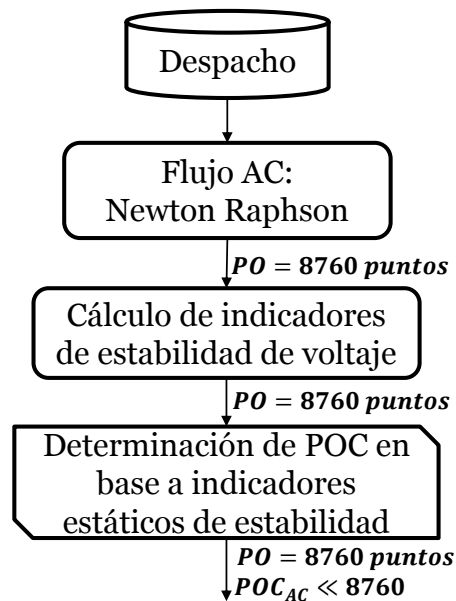


Figura 28: Bloque de cálculo de indicadores estáticos de estabilidad

Una vez calculados los flujos AC para 8760 horas, se procede a realizar el cálculo de dos tipos de indicadores estáticos de estabilidad de voltaje. El primero corresponde al L-index, el cual se caracteriza por ser un indicador calculado a nivel de barras, mientras que el segundo indicador es el NVSI que se calcula para cada línea de transmisión.

Como se detalló en el capítulo 2, el L-index es un indicador que revela la capacidad del sistema para regular tensión en cada una de sus barras y se deriva a partir de la solución de las ecuaciones de flujos AC. Por definición, se considera que el índice para un determinado punto de operación es aquel que tiene el mayor valor dentro del sistema o de una determinada zona.

Para obtener el L-index por barra, solo se debe aplicar la ecuación (96) en cada barra de carga o considerada como PQ dentro del flujo de potencia final. Por otro lado, el L-index por zona o a nivel sistémico, se obtiene seleccionando como representante de la zona a aquella barra que tenga el mayor valor. En base a esto se llega a que para la zona i en la hora t , el L-index estaría dado por:

$$L_{index}(t) = \max_{\forall j \in Buses} \left| \frac{S_j'(t)}{V_j^2(t) \cdot Y_{jj}} \right|$$

Por otro lado, el NVSI (Novel Voltage Stability Index) es un índice que revela la proximidad de una línea a transferir su máxima potencia transmisible, condición considerada como el punto de inestabilidad de voltaje. Al igual que el L_{index} , el $NVSI$ puede ser generalizado a todo el sistema o a una zona en específico, tomando al máximo índice de la zona como el representante de la condición de operación del SEP.

El $NVSI$ del sistema para la hora t , estaría dado por:

$$NVSI(t) = \max_{\forall L \in Líneas} |NVSI_L(t)|$$

Como se detalló en el capítulo 2, en la derivación original de este índice se asume que tanto el flujo de potencia activa como reactiva circula en el mismo sentido. Sin embargo, en sistemas eléctricos reales, donde estos flujos pueden ir en direcciones opuestas, el desempeño de este índice depende fuertemente de cual de los extremos de la línea son escogidos como emisor y receptor. Este problema es abordado y resuelto en [55], donde se llega la conclusión de que para el $NVSI$ el mejor criterio de selección de las barras emisoras y receptoras, corresponde a la magnitud del ángulo de la tensión, teniéndose que el extremo de la línea cuyo ángulo tenga mayor magnitud es la más apropiada para ser establecida como la barra emisora.

Finalmente, una vez que se calculan los indicadores estáticos de estabilidad para los 8760 puntos de operación, se procede a identificar a aquellos que clasifican como POC_{AC} .

Validación criterios de filtrado

Una vez calculados los indicadores estáticos de estabilidad e identificados los POC_{AC} , se procede a realizar una primera validación de la propuesta. En esta fase se busca validar los criterios de filtrado utilizados en el bloque 2 de la propuesta metodológica.

Para lograr esta tarea se utilizan los indicadores estáticos de estabilidad en una validación cruzada con el conjunto de puntos de operación obtenidos una vez que se aplica el filtro entorno a los indicadores operacionales de la propuesta. Esta validación consiste en evaluar la cantidad POC_{AC} , que son efectivamente seleccionados dentro del conjunto determinado por la propuesta metodológica.

Si se determinase que el filtro no logra captar a la gran mayoría de los POC_{AC} , se deberá realizar un replanteamiento de los criterios de filtrado. De lo contrario se avanza al siguiente bloque de validación.

Validación del proceso de agrupamiento

Una vez validado el proceso de filtrado, se pasa al bloque de validación del proceso de agrupamiento. Debido a que la propuesta metodológica contempla dos procesos de agrupamiento, uno basado en condiciones de operación y otro en el despacho de las unidades de generación, esta validación se aplica a cada uno por separado. De manera

general, la validación de este bloque de la propuesta metodológica contempla el análisis del desempeño de cada proceso de agrupamiento en términos de:

- Error promedio de agrupamiento de cada cluster.
- Cantidad óptima de clusters seleccionada en cada proceso de agrupamiento
- Error cometido dentro de cada grupo, en cuanto al valor de los indicadores estáticos de estabilidad de sus miembros, con respecto al del indicador del punto de operación escogido como representante.
- Distribución de los PO_{AC} dentro de los distintos clusters armados (distancia entre los miembros de cada cluster)

La metodología utilizada para validar el proceso de agrupamiento entorno a condiciones de operación se muestra en la Figura 29. El primer bloque corresponde al armado de estructuras de objetos, el cual tiene como objetivo validar que los atributos escogidos para realizar el proceso de agrupamiento son los adecuados. En este marco, se probará el desempeño de 4 estructuras de datos: Una compuesta por el nivel de carga por cada las líneas, otra en base a la demanda neta en cada barra y dos estructuras conformada por la combinación de ambos atributos, las cuales se diferencian en que en una se utilizará análisis de componentes principales (PCA) para reducir la dimensionalidad de los datos. Esto último se realiza con el fin de determinar si la técnica de reducción de dimensionalidad permite mejorar el desempeño del proceso de clusterizado.

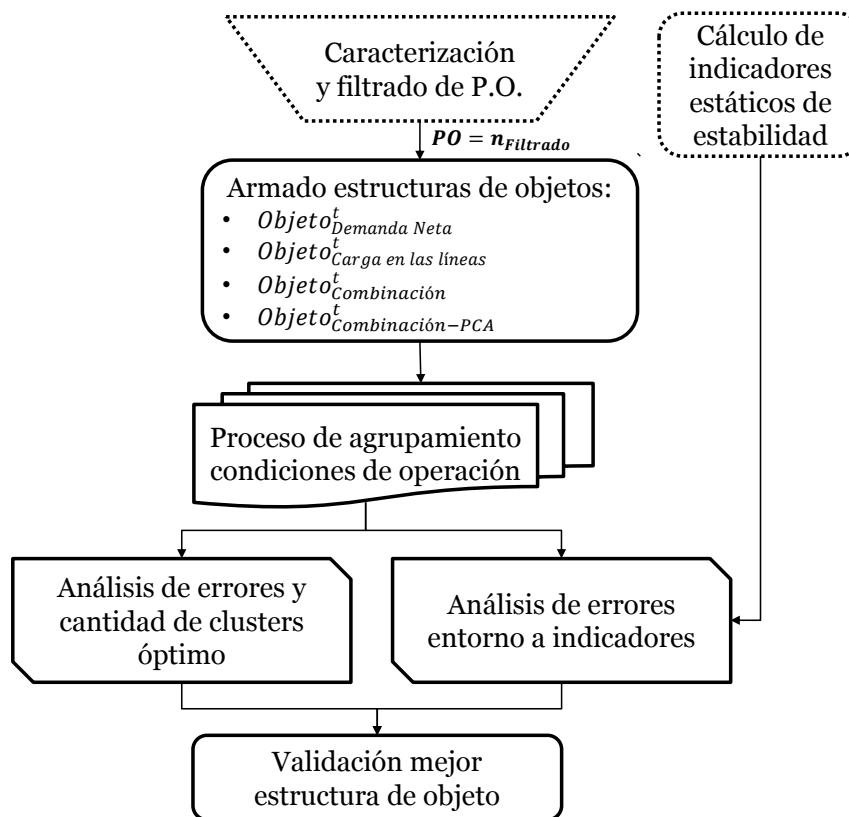


Figura 29: Validación y análisis del proceso de agrupamiento en base a condiciones de operación

Una vez que se tienen las 4 estructuras armadas, se realiza el proceso de agrupamiento con cada una. Terminada esta fase, se evalúa el desempeño de cada tipo de objeto en dos aspectos:

- Se analiza el desempeño obtenido por cada estructura en términos de la cantidad óptima de clusters que se obtienen y el error promedio obtenido por esta cantidad de grupos
- Se analiza el desempeño obtenido por cada estructura entorno a los indicadores estáticos de estabilidad. Esto se evalúa en términos del error promedio cometido entorno al valor de los indicadores estáticos de estabilidad (calculado dentro de cada cluster como la diferencia promedio con respecto al indicador de su PO representativo, en este caso el centroide) y entorno a la distribución de los POC_{AC} dentro de los distintos clusters armados.

Una vez que se compara el desempeño de las distintas estructuras de objeto en dichos aspectos, se procede a determinar cual tipo de objeto debería usarse.

En cuanto a la validación y análisis del proceso de agrupamiento entorno al despacho de las unidades generadoras, el esquema de validación y análisis es similar al de la Figura 29, con la diferencia de que en este caso se utiliza una sola estructura de objeto.

Capítulo 4: Caso de estudio

4.1. Caso base

En esta tesis se utiliza como caso de estudio el sistema de prueba IEEE de 118 barras modificado, cuyos datos fueron publicados por el Illinois Institute of Technology (IIT) en [56]. El sistema consiste en 118 barras, 186 líneas, 54 generadores convencionales y 91 puntos de consumos repartidos en tres regiones o zonas, tal y como se aprecia en la Figura 30.

En cuanto a la obtención de los datos del sistema, tanto el consumo base por barra como las series sintéticas que modelan la variabilidad horaria del consumo y de la generación ERNC, se obtienen a partir del modelo propuesto por NREL en [57]. Por otro lado, se utiliza el perfil de demanda horario entregado por NREL, el cual se define para cada una de las tres zonas. Considerando esto, se tiene que la demanda punta alcanzada con resolución horaria, a lo largo del año en estudio, es de 6600 [MW].

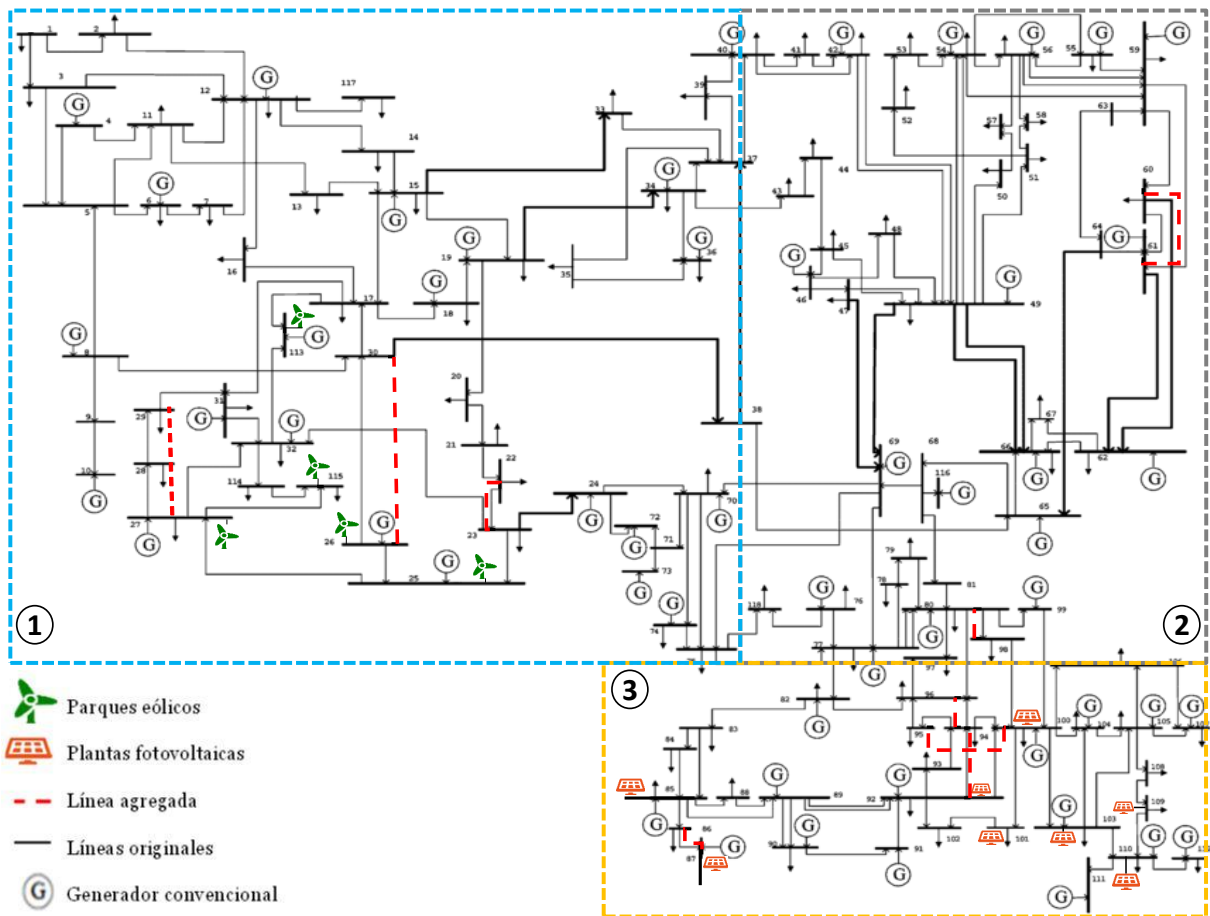


Figura 30: Sistema de 118 barras modificado con alta penetración ERNC

Con el fin de lograr una alta penetración ERNC, al modelo se le agrega generación eólica y solar. La generación eólica integrada, tiene una capacidad total de 1300 [MW] distribuida en 5 parques. La ubicación dentro del sistema de estas plantas, así como los perfiles de viento para cada una, se establecen asumiendo que la zona eólica se ubica en la

región 1 propuesta por NREL [57]. La planta eólica con mayor capacidad de generación tiene una capacidad total de 400 [MW] y se ubica en la barra 115.

Por otro lado, también se integra generación solar fotovoltaica. Esta alcanza una capacidad total instalada de 1950 [MW] distribuida entre 8 plantas solares. Al igual que en el caso de la generación eólica, tanto la ubicación geográfica como la variabilidad del recurso se modelan en torno a la propuesta de NREL. Se asume que la región 3 es una zona de alto potencial solar, por lo que todas las plantas fotovoltaicas se ubican en dicha zona. La planta solar instalada de mayor envergadura se ubica en la barra 85 y tiene una potencia de 500 [MW].

En cuanto a la generación convencional, se consideran los 54 generadores publicados en [56] por el ITT. El conjunto de generadores síncronos cuenta con una capacidad total instalada de 7220 [MW] de la cual el 48,2% se ubica en la región 2. Por otro lado, los generadores de mayor capacidad cuentan con una potencia máxima de 420 [MW] y se ubican en las barras 65 y 66 de la zona 2.

Considerando los cambios introducidos, la capacidad de generación del sistema tiene una composición como la expuesta en la Figura 31. El 69% de la generación se clasifica como convencional, 19% es de origen solar y 12% eólico.

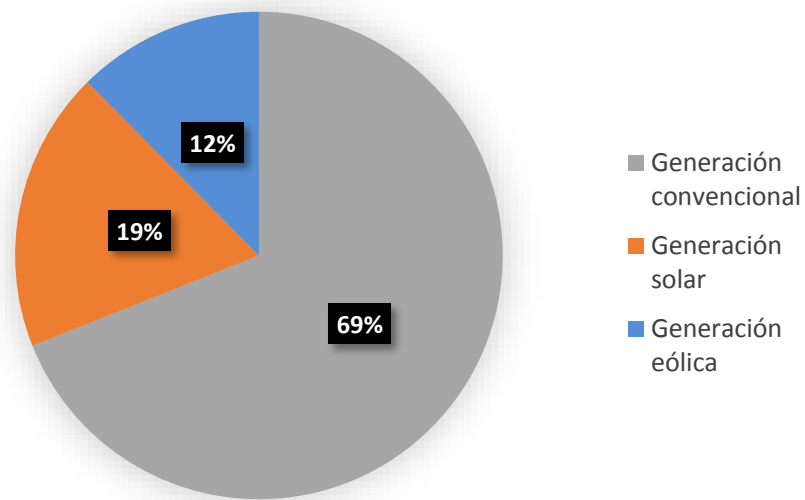


Figura 31: Distribución de la capacidad de generación total instalada en caso de estudio

Finalmente, con el fin de obtener un sistema donde se pueda garantizar una correcta capacidad de transmisión, se modifica topológicamente la red en función de los cambios introducidos en la generación. Para ello se utiliza el modelo de planificación de la transmisión presentado en [5]. Como resultado de este problema de planificación, se agregan 8 líneas de transmisión al sistema base, las cuales se muestran con color rojo en la Figura 30.

4.2. Variantes casos de estudio

Con el fin de probar la metodología en distintos escenarios de operación, a partir del caso base se generaron 4 más. Para esto, se toma la red del caso base como referencia y luego se desadapta la transmisión, eliminando algunas de las líneas agregadas mediante el proceso de planificación. El objetivo de esto es obtener escenarios en que el SEP trabaje con un mayor nivel de estrés y ver cómo funciona la metodología en dichos casos.

De esta forma, los casos de estudios creados son:

- Caso solar: Se remueven las líneas que fueron agregadas durante la planificación en la zona 3, además de remover una línea que conecta esta región con la zona 2.
- Caso eólico: Se remueven las líneas que fueron agregadas durante la planificación en la zona 1.
- Caso zonas 123a: De las líneas agregadas, se remueve una línea de cada zona.
- Caso zonas 123b: De las líneas agregadas durante la planificación, se remueve una línea de cada zona. La diferencia con el caso zonas 123a es que se remueve aquella línea que estadísticamente presenta una mayor carga de su zona, considerando los flujos DC del caso base.

El detalle de las líneas eliminadas para generar los distintos casos, se muestra en la sección o de los anexos.

Capítulo 5: Análisis de resultados

En este capítulo se describen los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta para la selección de puntos críticos, así como su análisis y validación mediante el uso de indicadores estáticos de estabilidad. Primero se presenta un breve análisis del bloque 2 de la metodología, correspondiente al proceso de caracterización y filtrado de puntos de operaci.

Luego se presenta el análisis y validación de los resultados obtenidos por el bloque 3, correspondiente a los procesos de agrupamiento. A partir de la validación planteada en la sección 3.2, se determina la mejor forma de caracterizar a los puntos de operación y se evalúa el nivel de representatividad que tiene la selección de POC obtenidos con respecto al resto de los puntos de operación que representan. Esto se logra mediante el análisis del comportamiento de los indicadores estáticos de estabilidad.

A continuación se presenta el análisis y validación de los resultados obtenidos en los distintos bloques de la metodología.

5.1. Bloque 1: Flujo DC

El primer bloque de la metodología propuesta corresponde al cálculo de un flujo DC. A partir de este se obtienen como principales resultados al despacho de las unidades convencionales, la cantidad de generación ERNC inyectada por cada planta eólica y parque fotovoltaico, la demanda horaria proyectada por barra y el nivel de carga que pasa por cada línea de transmisión.

Luego la propuesta metodológica contempla el uso de estos resultados en el proceso de caracterización y filtrado de los puntos de operación (bloque 2). Sin embargo, para efectos de esta tesis, también se utilizarán en el cálculo de un flujo AC el cual es requerido para lograr analizar y validar los resultados entregados por los distintos bloques de la metodología.

Una vez obtenidos los resultados de ambos flujos de potencia, se proceden a ejecutar paralelamente el bloque 2 de la propuesta metodológica y el cálculo de indicadores estáticos de estabilidad, requeridos para aplicar la metodología de validación.

Cálculo de indicadores estáticos de estabilidad de tensión

En esta sección se muestran los resultados del primer bloque para la validación de la propuesta metodológica, correspondiente al cálculo de los indicadores estáticos de estabilidad de tensión. La finalidad de esta fase es contar con una herramienta que permita ir analizando y dando validez a los resultados obtenidos por los distintos bloques de la metodología propuesta para la selección de POC.

Estos indicadores tienen como ventaja que permiten identificar mediante un cálculo algebraico simple, a aquellos puntos que podrían considerarse críticos desde el punto de vista de estabilidad estática de tensión. Si bien para que un punto de operación pueda ser considerado crítico debería obtener un indicador mayor o igual a 1, en este trabajo se considera como crítico cualquier punto que presente un valor mayor o igual a 0.9 en

alguno de sus indicadores de estabilidad. Esto con el fin de integrar un cierto nivel de holgura.

Cabe destacar que no se obtuvieron puntos críticos en base al indicador de estabilidad estático de tensión NVSI (valor máximo obtenido entre todos los casos fue 0.65). Esto se debe a que, como se detalló en el capítulo 4, la capacidad máxima utilizada para las líneas de transmisión corresponde a un valor calculado en base al largo de la línea y su carga natural, con el fin de ser consistentes con la curva de St. Clair. Debido a esto, el OPF-DC limita el flujo por las líneas con tal de asegurar la operación estable de las mismas.

Por otro lado, también se debe aclarar que lograr la convergencia de 8760 horas de un flujo AC no es una tarea fácil. Esto se debe a que el OPF-DC no toma consideraciones en cuanto a los flujos de reactivos al determinar el despacho, lo cual puede generar problemas de convergencia a la hora de calcular un flujo AC. Para lidiar con este problema, se asumirá que todos los puntos de operación cuyos flujos AC no logran converger, presentan un margen de estabilidad bajo, es decir, se les otorgará un indicador estático de estabilidad crítico e igual a 1.

En la Figura 32 se muestra la cantidad de POC en base a indicadores estáticos de estabilidad de tensión (POC_{AC}), obtenidos para los distintos casos. En ella se aprecia que el caso base presenta la menor cantidad de puntos críticos de operación. Esto se debe a que este caso presenta un sistema de transmisión obtenido a partir de un problema de planificación, el cual asegura un correcto funcionamiento desde el punto de vista de suficiencia de capacidad de transmisión. Por otro lado, los casos con mayor cantidad de puntos críticos son el caso eólico y el caso zonas 123b.

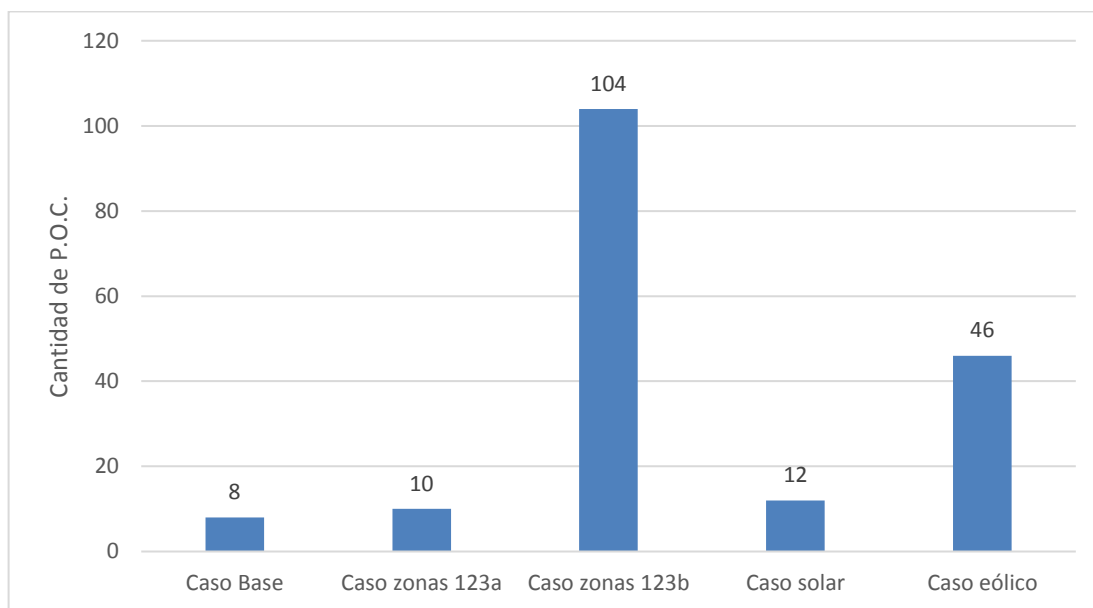


Figura 32: Cantidad de puntos de operación críticos en base a indicadores estáticos de estabilidad de tensión

Por otro lado, en la Tabla 2 se muestra una comparación entre la cantidad de POC_{AC} que son obtenidos a partir del supuesto de que aquellos puntos cuyo flujo AC no logra converger serán considerados como críticos desde el punto de vista de los indicadores estáticos de estabilidad de tensión.

Tabla 2: Resumen de POC_{AC} encontrados en base a indicadores estáticos de estabilidad

	Caso base	Caso 123a	Caso 123b	Caso solar	Caso eólico
Cantidad de POC AC	8	10	104	12	46
Cantidad de POC AC por no convergencia	2	4	35	5	19

5.2. Bloque 2: Proceso de caracterización y filtrado de P.O.

Una vez estructurados los datos y calculados los indicadores operacionales, se procede al filtrado de los puntos de operación. Esto se realiza en base al cálculo de los criterios descritos en el capítulo 3 para el nivel de demanda neta, carga por las líneas y cantidad de generación síncrona. Este proceso se realiza para cada una de las 5 variantes del caso de estudio presentadas en el capítulo 4.

En la Figura 33 se muestra la función de distribución de probabilidad (fdp) obtenida para algunos de los indicadores operacionales obtenidos para el caso base. En azul se muestra la distribución real obtenida, mientras que la línea roja continua muestra una aproximación a una distribución normal. Además, para cada uno de los indicadores operacionales, se muestra con una línea punteada roja el valor de corte o límite utilizado para filtrar los puntos que no presentan un comportamiento potencialmente crítico.

Se observa que los valores escogidos para filtrar puntos de operación, en base a cada uno de los indicadores operacionales, permiten efectivamente eliminar una gran cantidad de puntos que no son de interés, dejando aquellos que representan situaciones anormales o poco frecuentes en la operación del SEP.

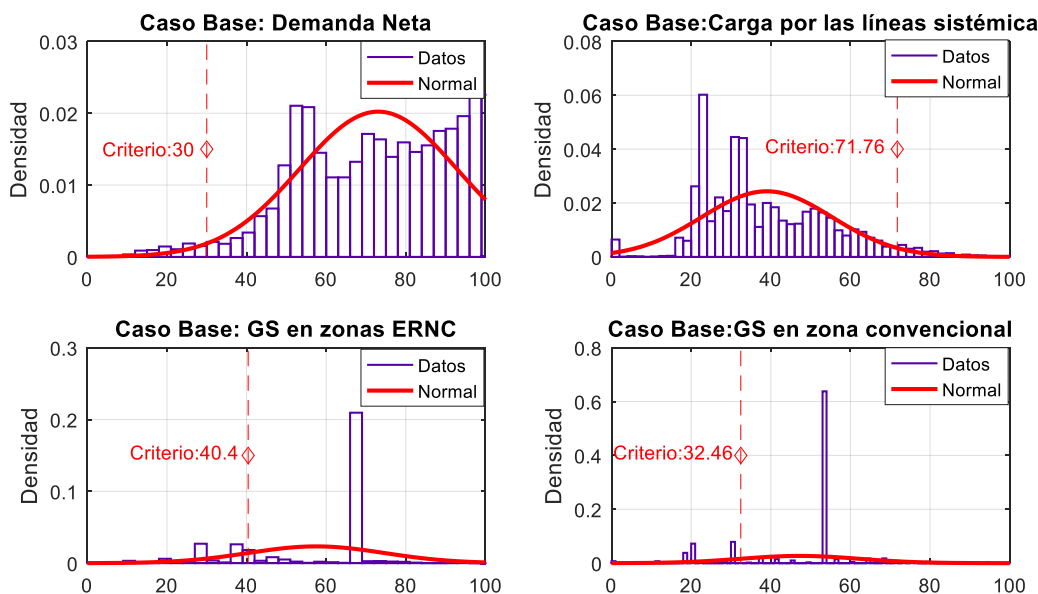


Figura 33: Criterios de filtrado para indicadores en el caso base

Por otro lado, en la Figura 34 se muestra la fdp del indicador de nivel de carga en las líneas obtenido para cada una de las variantes del caso de estudio. En dicha figura también se representa con una línea punteada roja el valor límite obtenido para este indicador operacional en cada caso. A partir de esta figura se observa que el caso zonas 123b y el caso eólico, son los que conservan una mayor cantidad de puntos una vez aplicado el filtro. Esto se debe a que las líneas removidas del sistema para generar estos casos tenían un nivel de flujo muy alto a lo largo de todo el año de operación dentro del caso base, lo cual genera que el resto de las líneas operen a un nivel de carga más alto a lo largo del año.

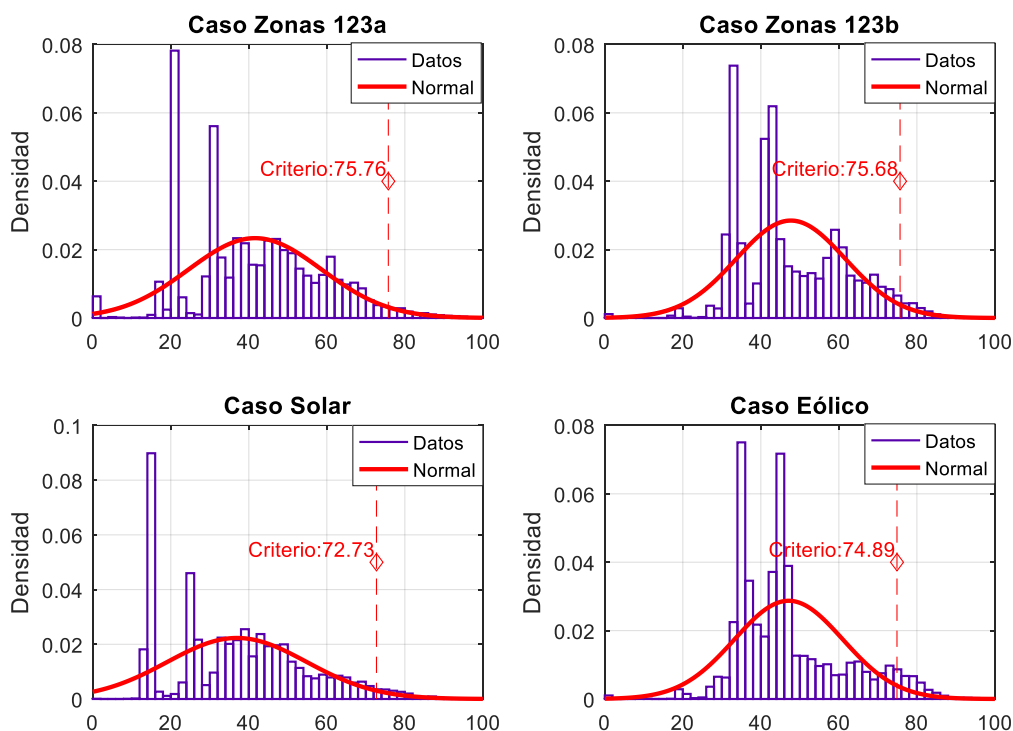


Figura 34: Criterio de filtrado para el nivel de carga en las líneas en las distintas variantes del caso de estudio

Una vez calculados los valores de corte para los distintos indicadores, se aplica el filtro al conjunto de puntos de operación obtenidos para caso.

En la Figura 35 se muestra la cantidad total de puntos de operación obtenidos después de aplicar el filtro en cada caso de estudio. Como se observa, la cantidad de puntos se reduce en más de un 60% en cada uno de los casos lo cual es de gran importancia para mejorar el desempeño del proceso de agrupamiento. La diferencia entre la cantidad de puntos obtenidos para cada caso se debe a que dos de los indicadores operacionales ven fuertemente modificado su comportamiento frente a los cambios en el sistema de transmisión: el nivel de carga por las líneas y el nivel de generación síncrona.

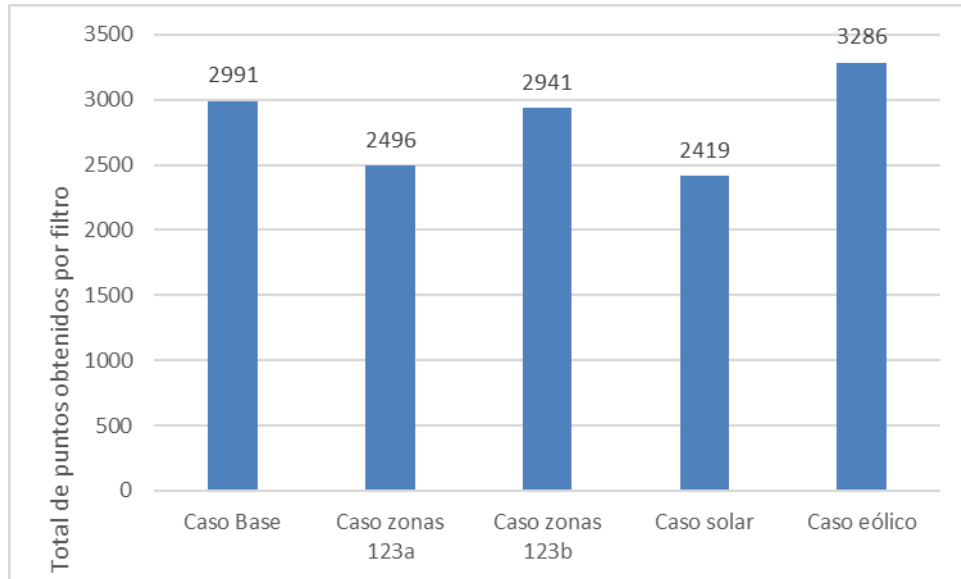


Figura 35: Cantidad de puntos obtenidos después del proceso de filtrado

En general se esperaría que al remover líneas de transmisión el nivel de carga por el resto de las líneas del SEP aumente, llevando a que se obtengan una mayor cantidad de puntos después de aplicar el filtro. Sin embargo, esto no ocurre en la realidad. El principal motivo es que el despacho de las unidades de generación y el OPF-DC vuelven a calcularse tomando en consideración que ciertas líneas fueron removidas. El remover líneas puede generar dos efectos: 1) la generación convencional se mantiene igual, llevando a que se tenga una mayor congestión en las líneas paralelas a las removidas o 2) la falta de capacidad del sistema de transmisión provoca el encendido de nuevas máquinas u obliga a cambiar el despacho de las unidades que ya están conectadas, llevando a un aumento en el costo de operación del sistema. Esto genera un efecto de trade-off entre ambos indicadores haciendo que cambien estadísticamente, lo cual provoca que la cantidad de puntos obtenidos luego de aplicar el filtro varíe de distintas formas.

En la Figura 36, se muestran los valores promedio de los indicadores operacionales que representan, a nivel sistémico, la carga por las líneas y el nivel de generación convencional para cada variante del caso de estudio. Se observa que el caso base, que presenta en promedio una mayor cantidad de generadores encendidos y un menor nivel de carga por las líneas, es aquel que obtiene la menor cantidad de puntos de operación luego de aplicar el filtro. Por otro lado el caso eólico, que es el que obtiene la mayor cantidad de puntos de operación una vez aplicado el filtro, presenta (con respecto al caso base) un valor inferior en el indicador del nivel de generación síncrona, pero bastante mayor en cuanto a nivel de carga por las líneas. Por otro lado, el caso zonas 123b muestra valores similares al eólico, sin embargo, presenta distintos niveles de carga por las líneas en cada zona y una mayor desviación estándar en torno al mismo indicador.

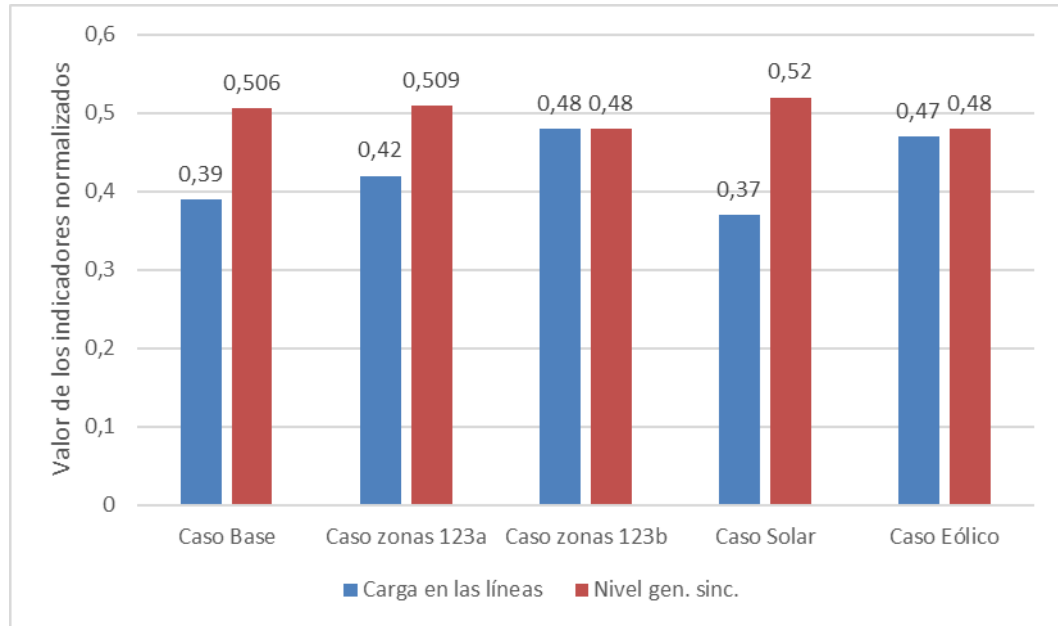


Figura 36: Valor promedio de los indicadores operacionales

Validación de los criterios de filtrado

Una vez calculados los indicadores estáticos de estabilidad de tensión e identificados los POC_{AC} , se procede a realizar una primera validación de la propuesta. Para ello se evalúa la cantidad de puntos críticos en base a indicadores de estabilidad estática que son seleccionados luego de aplicar el filtro en base a indicadores operacionales.

En la Figura 37 se muestran en rojo, la cantidad de POC_{AC} para cada variante del caso de estudio y en azul, la cantidad de estos que logran formar parte del conjunto de puntos críticos obtenidos por el filtro del bloque 2 de la propuesta metodológica.

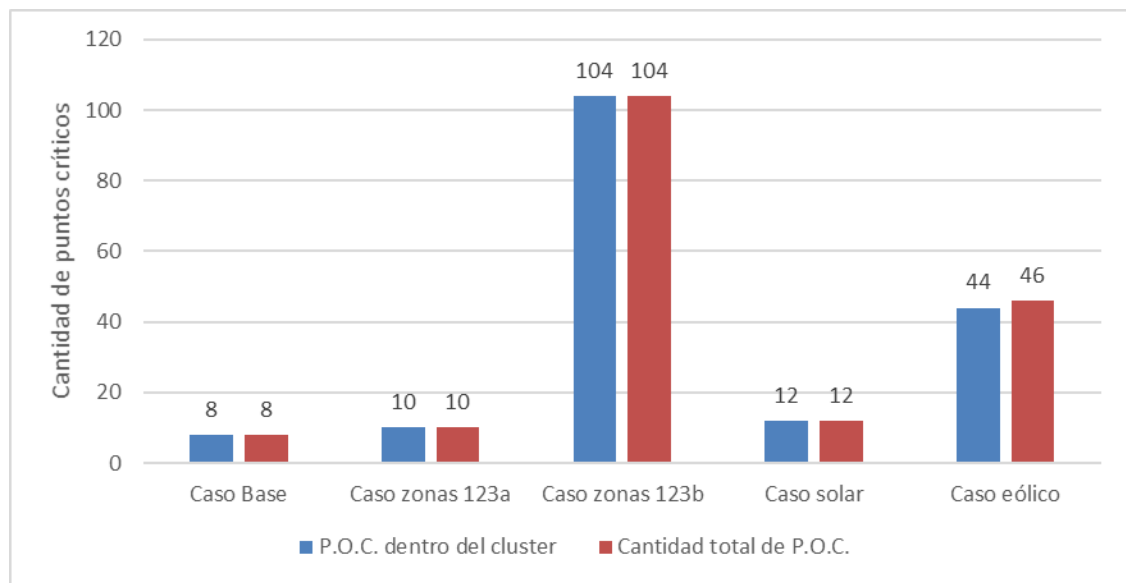


Figura 37: Cantidad de puntos críticos en base a indicadores de estabilidad, obtenidos después de aplicar el filtro

Se observa que el filtro, en la mayoría de los escenarios, logra captar la totalidad de los puntos considerados críticos en base a los indicadores de estabilidad, excepto en el caso eólico. En este último se tiene una situación que no se captura por ningún indicador dentro de los criterios, pero que presenta problemas de tensión debido a falta de reactivos en un área específica del SEP. A pesar de esto, se puede concluir que el filtro asegura que se obtendrán, la mayoría de los puntos críticos encontrados mediante el cálculo de indicadores estáticos de estabilidad.

5.3. Bloque 3: Proceso de agrupamiento

Una vez obtenido un conjunto reducido de puntos de operación (después de aplicar el filtro) sigue el bloque 3, correspondiente al proceso de agrupamiento. Este bloque involucra dos procesos de clusterizado, el primero corresponde a un agrupamiento en torno a condiciones de operación, mientras que el segundo se realiza en base al despacho. En cada proceso de agrupamiento como criterio el elbow method para seleccionar el número de clusters óptimo en torno al cual dividir el conjunto de puntos de operación.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para ambos procesos de agrupamiento al aplicarse en las distintas variantes del caso de estudio.

5.3.1. Proceso de agrupamiento en torno a condiciones de operación

Este primer proceso de agrupamiento se aplica a todos los casos de estudio. Además, en cada uno, el proceso se realiza para las cuatro combinaciones de atributos presentadas en la sección 3.1.2. Esto se hace con el fin de encontrar la cantidad de atributos que obtenga el mejor desempeño en cuanto a esfuerzo computacional, error de agrupación en cuanto a condiciones de operación y error en torno a los indicadores estáticos de estabilidad. Cada combinación de atributos define a un tipo de objeto y con ello a un tipo de clusterizado. Los tipos de cluster realizados fueron:

- Cluster en base al nivel de carga por cada una de las líneas de transmisión (CL_x).
- Cluster en base al nivel de demanda neta por cada barra, utilizando reducción de features con PCA (DN).
- Cluster en base a demanda neta en cada barra y carga por cada línea, utilizando reducción de features mediante PCA ($CL_x - DN - PCA$).
- Cluster en base a demanda neta en cada barra y carga por cada línea sin aplicar métodos de reducción de features ($CL_x - DN$).

Como se detalló en la metodología, cada proceso de agrupamiento tiene una fase iterativa en donde se divide al conjunto de POC en distintos números de grupos, repitiendo dicho proceso hasta que se tienen tantos grupos como puntos de operación. Cada vez que el conjunto es dividido en una cantidad determinada de clusters, se calcula el error asociado a esta división.

En la Figura 38, se muestran las curvas de error promedio para diferentes números de clusters obtenidas para el caso base. Por otro lado, en la Figura 39, se muestran las curvas de error para el resto de los casos. Ambas figuras muestran las curvas obtenidas para los distintos tipos de clusters realizados, destacando para cada una la cantidad de clusters óptimo determinado a partir del criterio del elbow method. Se debe destacar que, al menos en el proceso de agrupamiento en torno a condiciones de operación, el error se calcula considerando tanto la carga por cada línea como la demanda neta por barra, independiente de la combinación de atributos utilizada para realizar el agrupamiento.

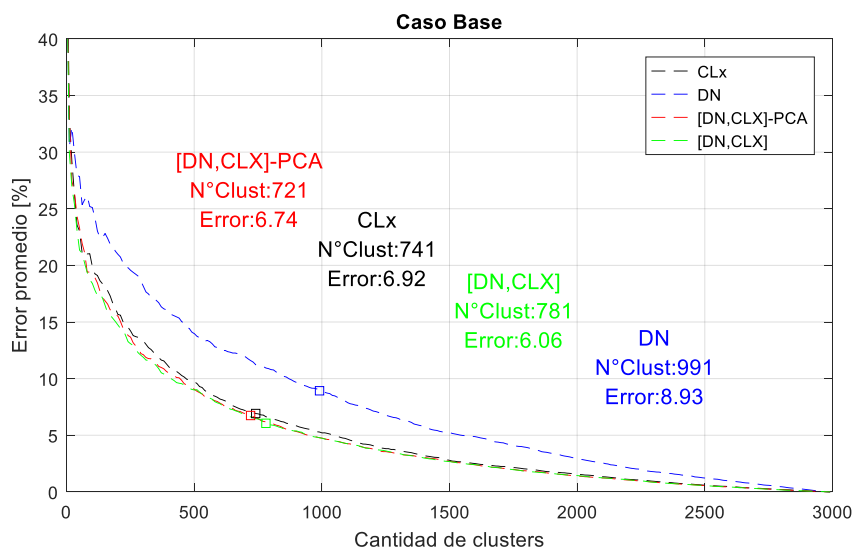


Figura 38: Error promedio obtenido para diferente número de clusters en el caso base

En ambas figuras se observa que el cluster que utiliza únicamente la demanda neta (DN) es el que presenta un mayor error, a pesar de obtener una mayor cantidad de clusters para cada caso, por lo cual se descartará esta estructura de atributos en el resto del análisis. Por otro lado, el error cometido y la cantidad de clusters escogidos en base a carga por las líneas (CL_x), no difiere en gran medida de los clusters que consideraron todos los atributos ($[DN,CL_x]$ con y sin PCA) por lo que se deberá analizar su desempeño de forma más

profunda. Esto se hará analizando el error cometido, por cada tipo de cluster, en torno a los indicadores estáticos de estabilidad en la sección de validación.

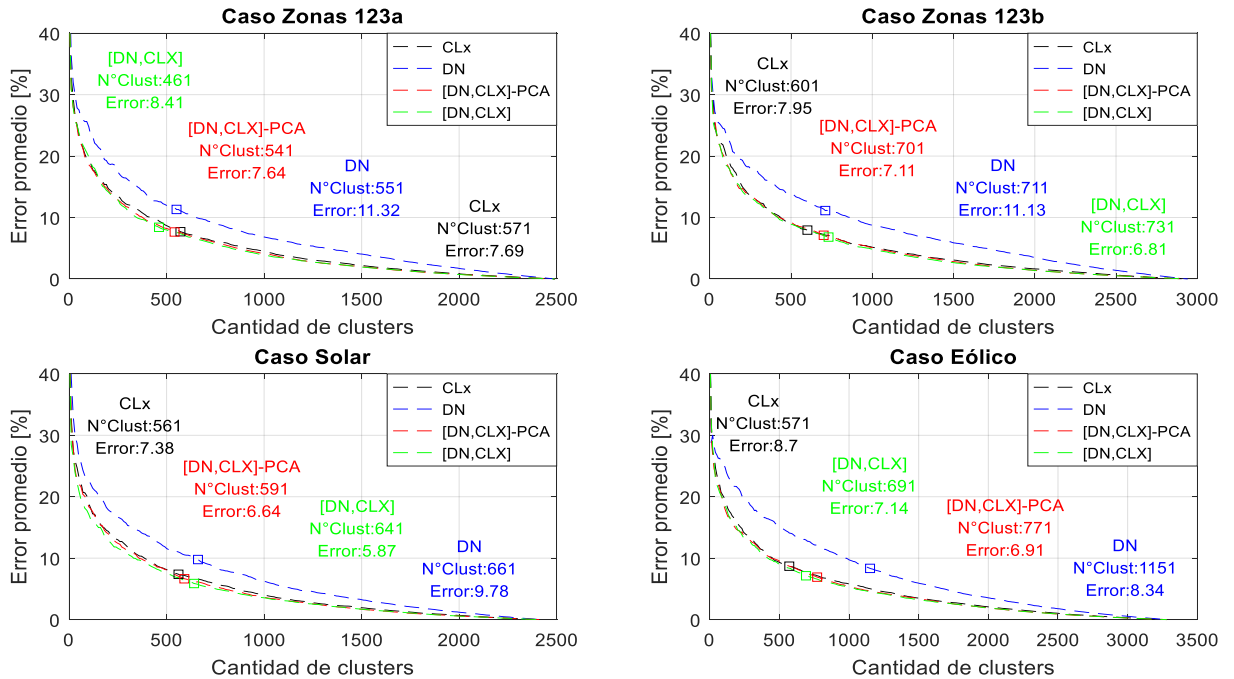


Figura 39: Cantidad de clusters obtenidas para cada caso de estudio

En la Figura 40, se muestra un gráfico comparativo de la cantidad de clusters obtenida en los diferentes casos de estudio considerando cada una de las combinaciones de features. Se observa que los casos solar y zonas 123a son los que obtienen una menor cantidad de clusters. Esto hace bastante sentido, debido a que luego de aplicar el filtro, esos casos obtuvieron los conjuntos de puntos de operación más reducidos.

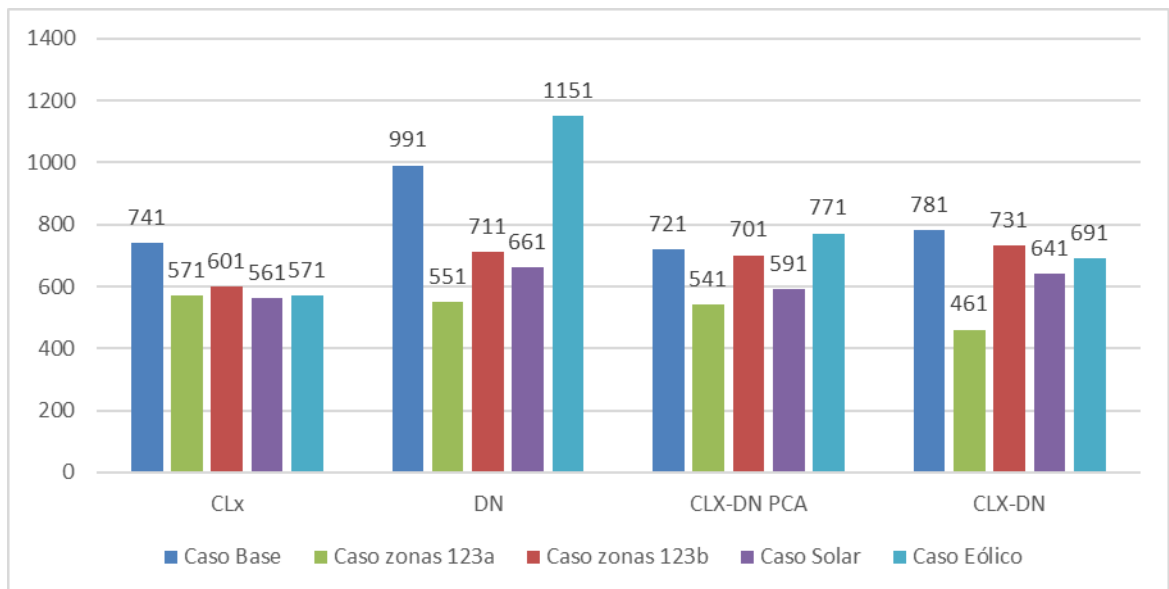


Figura 40: Comparación de la mejor cantidad de clusters obtenidas para cada tipo de objeto, en los distintos casos

A continuación se presenta una evaluación en base indicadores estáticos de estabilidad, del desempeño de los procesos de agrupamiento realizados a partir de las distintas estructuras de atributos.

Validación mediante indicadores estáticos de estabilidad

Finalizado este primer proceso de agrupamiento, se procede a evaluar el desempeño de cada tipo de cluster, en cuanto a su capacidad para agrupar condiciones de operación críticas y representarlas mediante un único POC. Esto se realizará mediante dos análisis:

1. Primero se analizará el desempeño en términos del error cometido en cuanto al valor de los indicadores estáticos de estabilidad de los miembros de un mismo cluster con respecto a su centroide representativo.
2. Segundo se analizará el desempeño en cuanto a la cantidad de POC_{AC} que logran ser escogidos como representantes de su grupo en cada tipo de agrupamiento (CLx y CLx-DN con y sin PCA).

En la Figura 41 se muestra, para cada variante del caso de estudio, la diferencia máxima promedio de los indicadores estáticos de estabilidad con respecto al centroide representante. La forma de calcular el error de cada tipo de agrupamiento con respecto a los indicadores estáticos de estabilidad consiste en inicialmente determinar la máxima diferencia entre el valor del indicador de los miembros de un grupo, con respecto al del centroide que los representa. Una vez obtenida esta máxima diferencia dentro de cada uno de los grupos formados, se obtienen al error total como el promedio de todas estas.

A partir del gráfico mostrado en la Figura 41, se concluye que las tres formas de estructurar los atributos no presentan gran diferencia en cuanto a su desempeño general para agrupar condiciones de operación con indicadores estáticos de estabilidad similares.

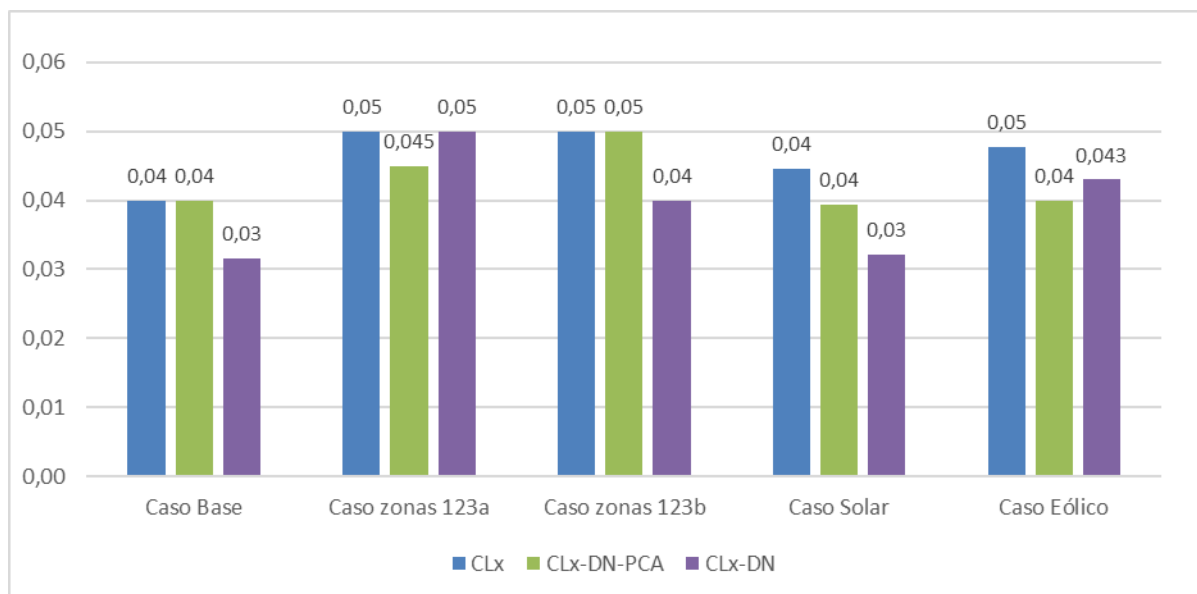


Figura 41: Diferencia máxima promedio de los indicadores estáticos de estabilidad de los POC con respecto a su centroide

Por otro lado, en la Figura 42 se presenta el gráfico correspondiente a la comparación de la cantidad de POC_{AC} que logran ser escogidos por cada tipo de agrupamiento. A partir de este gráfico se puede apreciar que la estructura de atributos que permite seleccionar a la mayor cantidad de POC_{AC} es la que considera, para cada punto de operación, a la demanda neta por barra y a la carga de cada línea de transmisión, aplicando además reducción de dimensionalidad mediante PCA.

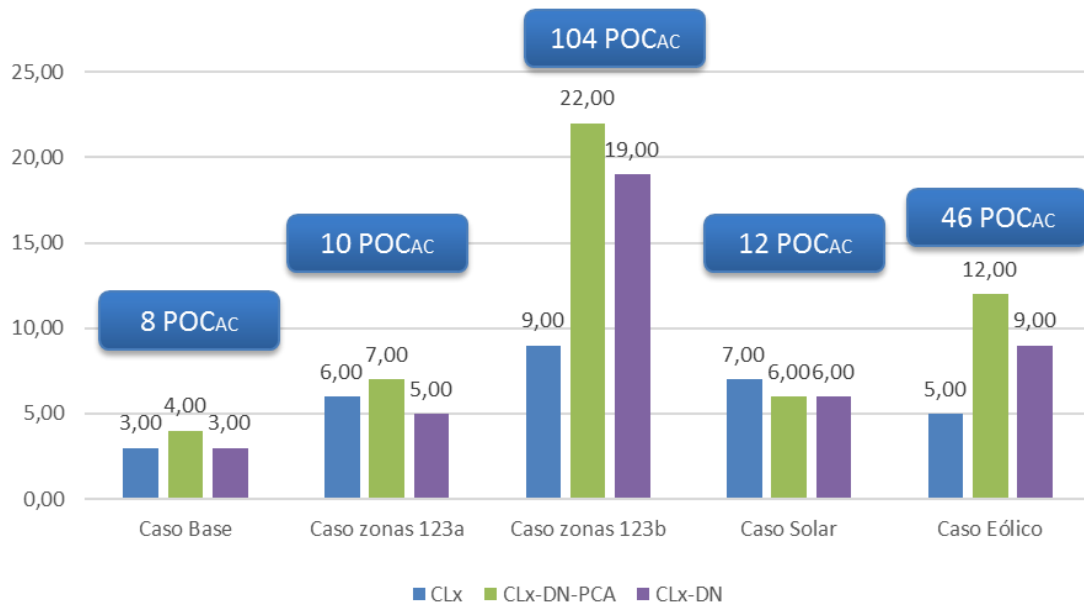


Figura 42: Cantidad de POC_{AC} escogidos como representantes de sus cluster en cada tipo de clusterizado

Otro aspecto interesante de analizar es el comportamiento que presentan los POC_{AC} dentro de las agrupaciones formadas a partir de cada tipo de estructura de atributos. En la Figura 43 se muestra, para cada tipo de clusterizado, la diferencia de los indicadores estáticos de estabilidad de todos los miembros de un cluster con respecto al de sus centroides. El eje de las “x” muestra el número de clusters, mientras que en el eje “y” se muestra la diferencia con respecto al valor del indicador del centroide, destacando en rojo a los POC_{AC} . Los clusters mostrados son solo aquellos que contienen POC_{AC} entre sus miembros y el caso expuesto corresponde al caso eólico, sin embargo, la distribución del resto de los casos de estudio puede encontrarse en la sección 8.3 de anexos.

En la Figura 43 se observa como en el cluster DN-CLx-PCA, los POC_{AC} se distribuyen entre una mayor cantidad de grupos y presentando menores diferencias con respecto al centroide que en los otros tipos de clusterizados. Además se puede notar como los varios POC_{AC} son seleccionados como los representantes de sus cluster.

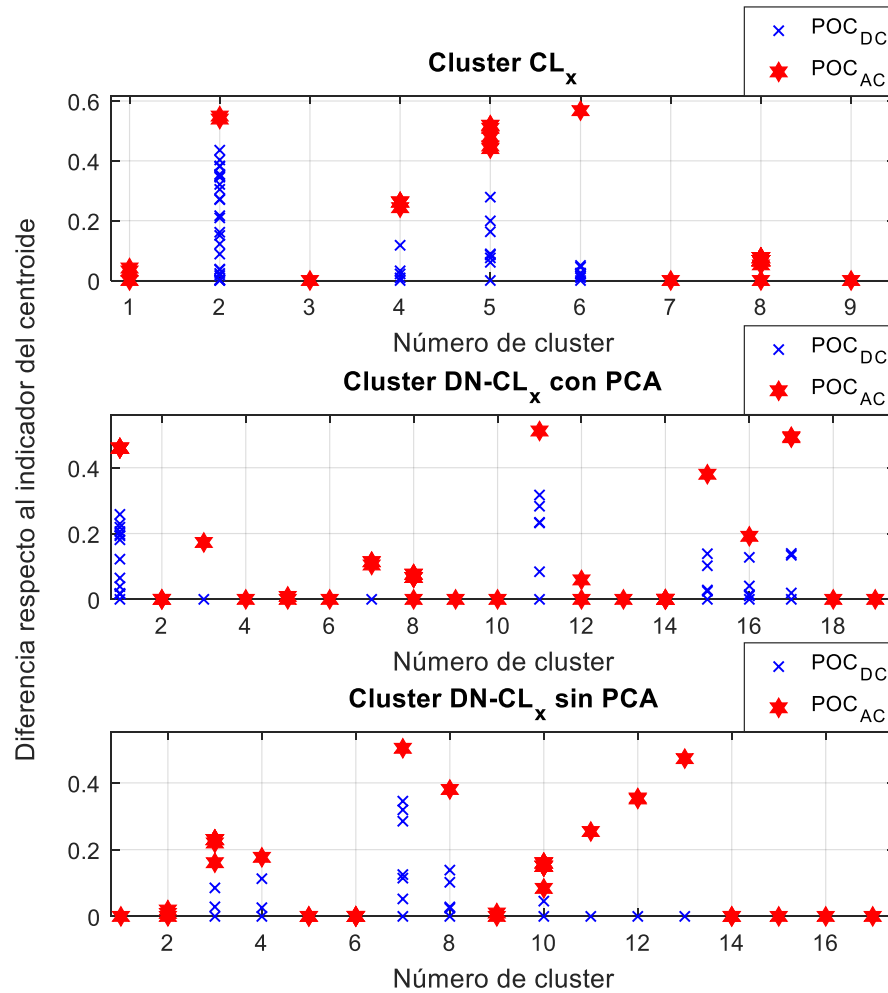


Figura 43: Diferencia con respecto al indicador del centroide en los clusters que contienen POC_{AC} en el caso eólico

A partir de los resultados expuestos hasta aquí, se puede concluir que la metodología propuesta logra agrupar condiciones de operación de forma exitosa. En base al análisis del error cometido por este proceso de agrupamiento, en torno a los indicadores estáticos de estabilidad de los puntos de los puntos de operación estudiados, se logró evidenciar que los atributos utilizados en el clusterizado, permite agrupar satisfactoriamente a POC que presentan un comportamiento similar en cuanto a su margen de estabilidad estática de tensión.

Otra conclusión obtenida de esta sección es que la estructura de atributos DN- CL_x -PCA es aquella que presentan un mejor desempeño en términos de la forma de agrupar los POC_{AC} . El desempeño obtenido por esta estructura es superior al de las otras, lo cual tiene dos fundamentos. El primero es que esta estructura utiliza más información sobre la condición de operación del sistema, que la estructura CL_x . El segundo radica en que al utilizar PCA, se eliminan todos aquellos atributos que presenten una alta correlación, como líneas en paralelo o barras cuyas demandas presenten un comportamiento similar todo el año, quitando así información redundante para el proceso de agrupamiento, lo cual permite clusterizar las condiciones de operación de forma más efectiva y directa.

Debido a que el proceso de agrupamiento en base a DN-CLx-PCA presentó un mejor desempeño, el resto de los análisis se desarrollarán en base a los resultados obtenidos únicamente por dicha estructura de atributos.

Una vez concluido este primer proceso de agrupamiento se obtiene un conjunto de puntos de operación, los cuales representan a distintos tipos de condiciones de operación críticas del SEP. Este conjunto corresponde a una primera selección de POC_{DC}, la cual pasará a ser utilizada en el segundo proceso de agrupamiento.

Las principales características del conjunto de puntos de operación obtenido para cada caso de estudio por el primer proceso de agrupamiento se muestran en la Tabla 3. Se observa que en la mayoría de ellos casos gran parte de los POC_{AC} logran ser correctamente representados, entendiéndose por esto, al hecho de que son representados por un punto de operación que también es considerado crítico en base a sus indicadores estáticos de estabilidad. Se debe mencionar, que en varios de los casos 123b se pierden algunos POC_{AC}, sin embargo esto no representa un problema grave, debido a que la metodología busca entregar una selección de puntos de operación potencialmente críticos en cuanto a su estabilidad de tensión y no reemplazar a otro métodos como el cálculo de indicadores estáticos de estabilidad.

Tabla 3: Resumen resultados primer proceso de agrupamiento con estructura CLx-DN-PCA

	Caso base	Caso 123a	Caso 123b	Caso solar	Caso eólico
Cantidad de POC DC obtenidos (N° de clusters)	721	541	701	591	771
Cantidad de clusters con POC AC	5	7	31	8	19
Cantidad de POC AC seleccionados como representantes	5	7	22	6	12
Cantidad de POC AC representados por un POC AC	7/8	10/10	71/104	10/12	30/44

5.3.2. Proceso de agrupamiento en torno al despacho

Una vez finalizado el primer cluster, se procede a realizar un segundo proceso de agrupamiento, pero esta vez en torno al despacho.

En este segundo proceso de agrupamiento, el conjunto de puntos de operación es caracterizado utilizando como atributos el despacho de cada uno de los generadores convencionales. Al igual que en el primer proceso de agrupamiento, se divide al conjunto en distinto número de clusters de manera iterativa, para luego calcular el error asociado a cada división. Sin embargo, dicho error se calcula con respecto al representante de cada cluster, el cual en este caso no es el centroide, sino que corresponde al miembro del cluster que presenta el mayor valor en su indicador operacional de nivel de carga por las líneas sistémico.

Una vez obtenidas las curvas de error para cada caso, se procede a determinar, mediante el “elbow method”, la cantidad óptima de clusters entre los cuales dividir el conjunto de POC estudiados. Los resultados obtenidos para cada caso de estudio se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4: Cantidad de clusters obtenidos para cada caso de estudio

	Caso base	Caso 123a	Caso 123b	Caso solar	Caso eólico
Cantidad de POC DC obtenidos (N° de clusters)	108	106	130	108	197

En la Figura 44 se muestra la distribución de los miembros de cada cluster con respecto al punto de operación representante, para el caso base. En el eje “x” se muestra el número de cluster, mientras que en el eje “y” se muestra para cada punto de operación la potencia total despachada, normalizada por la capacidad total instalada. Al igual que en la sección anterior se resaltan en rojo los POC_{AC}. Por otro lado, en la Figura 45 se muestra el mismo gráfico, pero obtenido para cada uno de los otros casos de estudio.

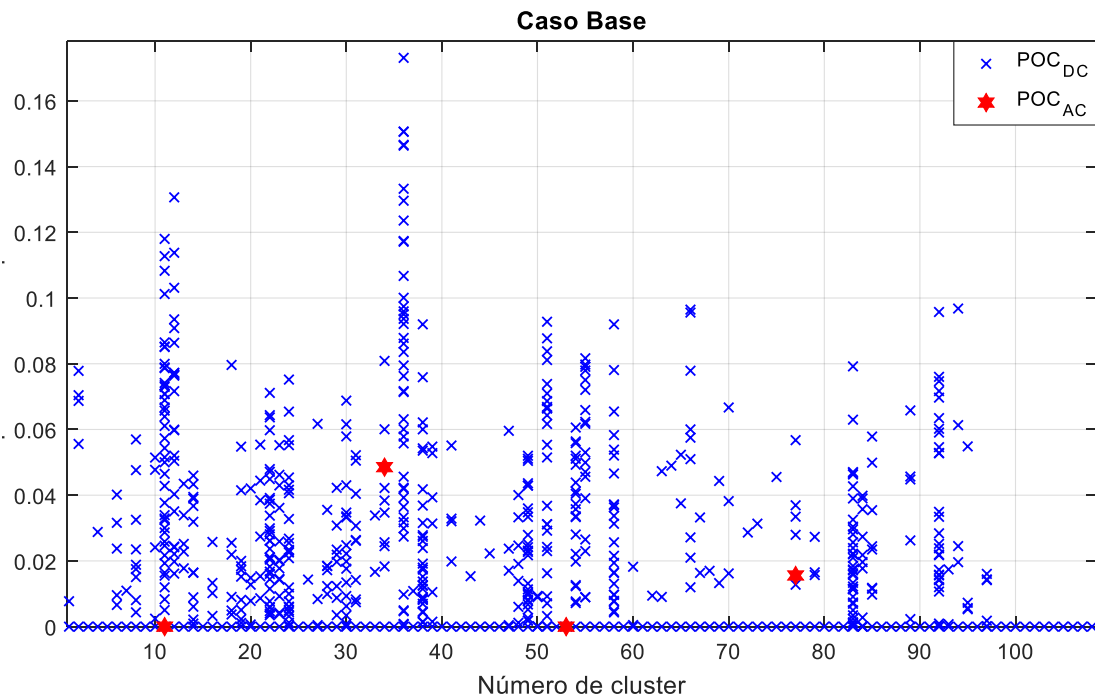


Figura 44: Diferencia Potencia despachada/capacidad instalada en cada cluster, caso base

A diferencia del proceso de agrupamiento anterior, en este no se puede simplemente escoger al centroide de cada cluster, ya que, este no corresponde a una condición de operación representativa debido a que la forma de agrupar en este caso se basa únicamente en el despacho de las unidades generadoras. Considerando esto, la elección del representante se basó en el nivel de carga por las líneas, con el fin de obtener como representante al punto cuya condición de operación sea la que tenga un menor margen de estabilidad.

A partir de los gráficos expuestos en las figuras, se puede observar que el proceso de agrupamiento logra satisfactoriamente armar clusters con condiciones de despacho similares. Las agrupaciones formadas presentan bajos niveles de error en torno al despacho, a pesar de que el conjunto se conforma a partir de una selección de condiciones de operación críticas representativas, obtenidas mediante el proceso de agrupación anterior. Este hecho permite avalar el criterio utilizado en la selección de los POC representantes de cada cluster, ya que, al tener certeza que dentro de un mismo cluster, todos los puntos representan condiciones de operación potencialmente críticas y de que a su vez, todos presentan condiciones de despacho similares, el principal factor que podría determinar el margen de estabilidad de los POC agrupados será su nivel de carga por las líneas.

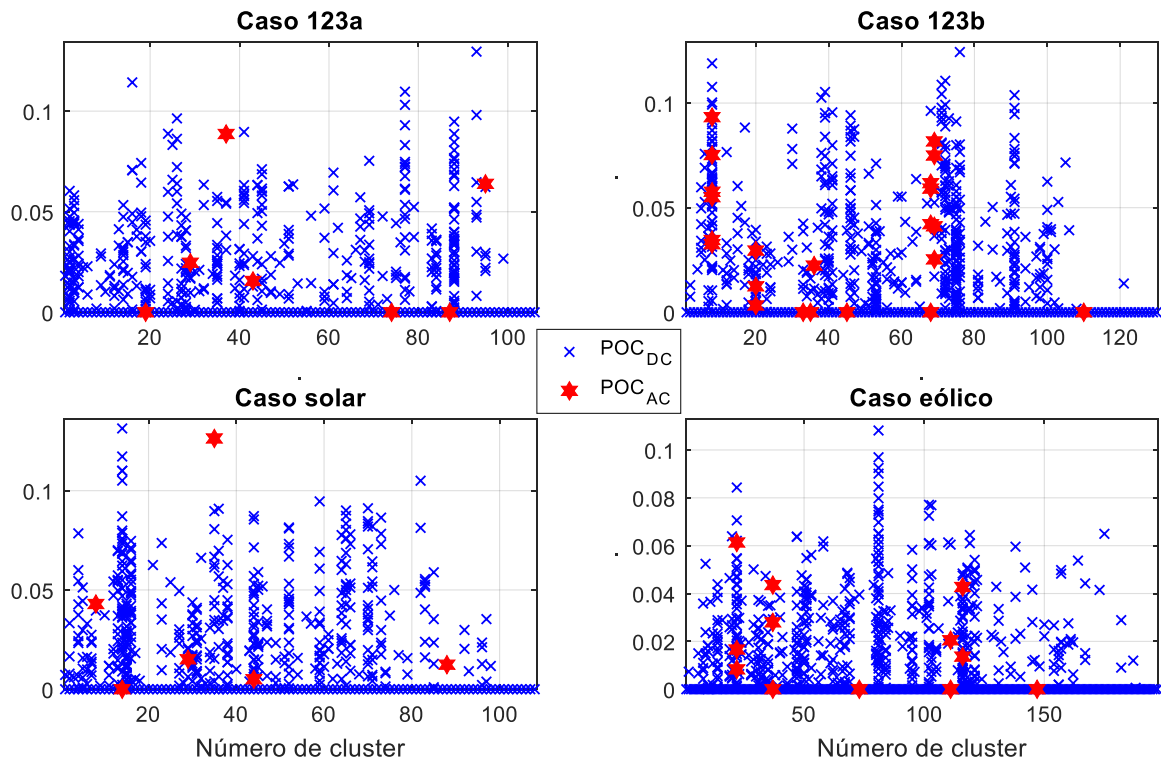


Figura 45: Diferencia Potencia despachada/capacidad instalada en cada cluster, resto de los casos de estudio

Sin embargo, si bien el criterio de selección del representante de cada cluster parece razonable, su desempeño y veracidad deben ser evaluados en detalle. A continuación, se presenta un análisis en base indicadores estáticos de estabilidad, de los resultados obtenidos por esta fase del bloque 3 de la propuesta metodológica.

Validación mediante indicadores estáticos de estabilidad

Finalizada toda la propuesta metodológica y determinada la selección final de POC, determinada únicamente a partir de los resultados de un flujo DC, se proceden a validar y analizar los resultados obtenidos, utilizando como parámetros de referencia a los indicadores estáticos de estabilidad de tensión.

En la Figura 46, se grafica para el caso base, la diferencia de los indicadores estáticos de estabilidad de los miembros de cada cluster obtenido, con respecto al valor del de su respectivo representante. Por otro lado, en la Figura 47 se muestra el mismo gráfico para el resto de los casos de estudio. El eje de las “x” muestra el número de cluster, mientras que en el eje “y” se muestra la diferencia con respecto al valor del indicador del representante del cluster, destacando en rojo a los POC_{AC} .

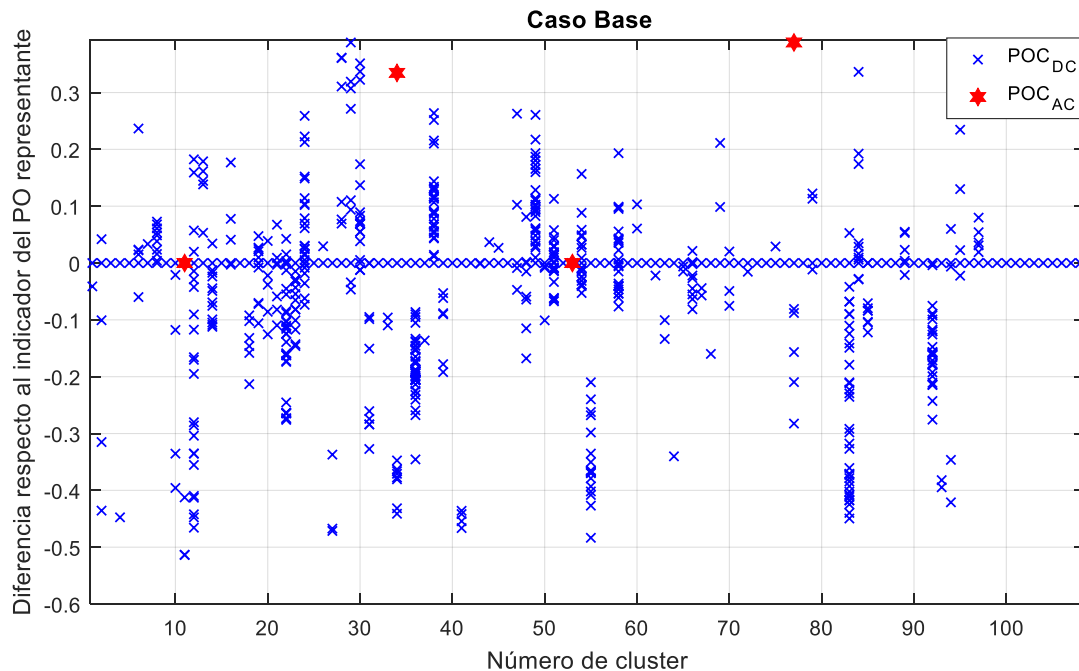


Figura 46: Diferencia con respecto al indicador del representante para cada cluster, caso base

A partir de las figuras, se puede apreciar que la mayoría de las diferencias, con respecto al representante de cada cluster, se encuentran en un rango menor a cero. Esto implica que la mayor parte de los puntos de operación, presentan un indicador estático de estabilidad con un valor menor que el de su representante, es decir, tienen un margen de estabilidad mayor que este.

Por otro lado, se observa que aquellos puntos de operación con un indicador estático de estabilidad mayor al del representante de su cluster, presentan en su mayoría diferencias dentro de un rango bajo o aceptable (diferencias dentro del rango $[0,1-0,2)$).

Si bien en los gráficos se aprecia que existen puntos de operación con indicadores mucho mayores que el de su representante, estos muestran un comportamiento de “outlier”, es decir, presentan un comportamiento distinto, que se aleja del resto de los miembros de su cluster, lo cual los hace difíciles o imposibles de agrupar correctamente.

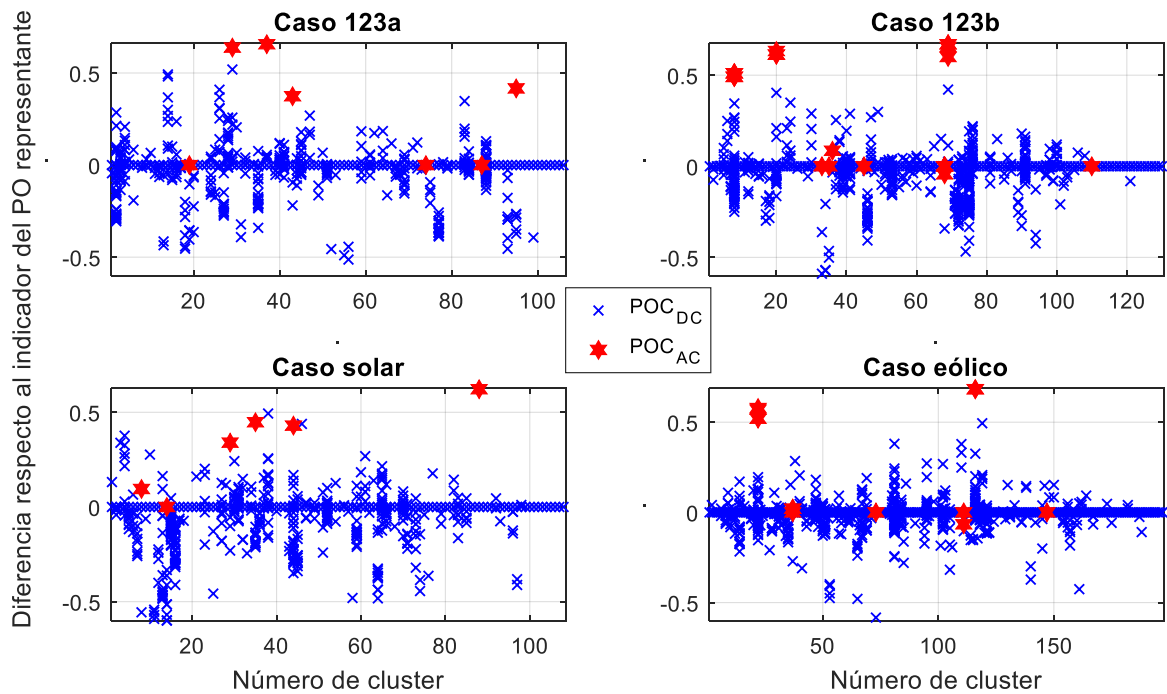


Figura 47: Diferencia con respecto al indicador del representante para cada cluster, otros casos de estudio

En cuanto al comportamiento presentado por los POC_{AC} , en la Tabla 5 se resumen los resultados entregados por este segundo proceso de agrupamiento, mientras que en la Figura 48 se muestra el resumen de la cantidad de POC_{AC} correctamente representados en ambos procesos de agrupamiento. Se debe aclarar que, para obtener esta cantidad, se contabilizaron tanto los POC_{AC} que cada punto representaba en su cluster del primer proceso de agrupamiento, como aquellos que representó en el cluster que le fue asignado en este segundo proceso.

Tabla 5: Resumen de los resultados entregados por el segundo proceso de agrupamiento

	Caso base	Caso 123a	Caso 123b	Caso solar	Caso eólico
Cantidad de POC DC obtenidos (N° de clusters)	108	106	130	108	197
Cantidad de clusters con POC AC	4	7	9	6	6
Cantidad de POC AC seleccionados como representantes	2	3	3	1	4
Cantidad de POC AC representados por un POC AC	5/8	4/10	17/104	4/12	23/44

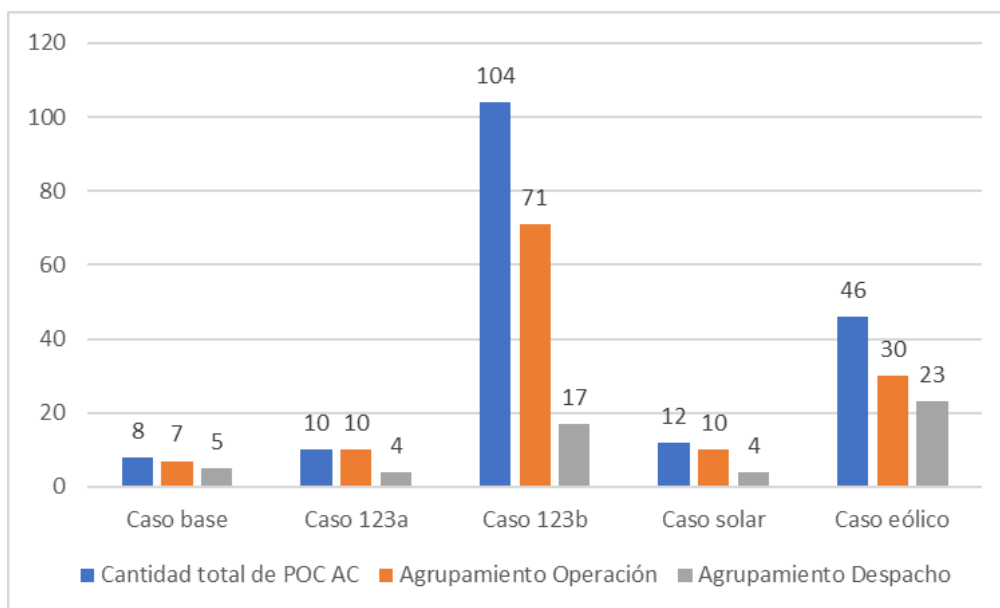


Figura 48: Comparación de la cantidad de POC_{AC} correctamente representados, obtenidos en cada fase de agrupamiento

Se observa que, en algunos de los casos, varios de los POC_{AC} no logran ser representados correctamente, especialmente en el caso 123b. El motivo de esto puede radicar en el supuesto utilizado en el bloque de “Cálculo de indicadores estáticos de estabilidad”, donde se asumió que aquellos puntos de operación cuyo flujo AC no logró converger, poseían un indicador estático de estabilidad igual a 1. Esto conllevó a que varios POC_{AC} no logran ser representados por otro punto de operación con un indicador de estabilidad crítico, puesto que tanto su despacho, como su condición de operación era más cercano al de un punto de operación estable y cuyo flujo AC si había logrado converger.

Por otro lado, como se detalló en el marco teórico, los indicadores estáticos de estabilidad se calculan a nivel sistémico tomando al indicador de la barra o línea con menor margen de estabilidad como representante de la estabilidad de todo el sistema. Considerando esto, se tiene que la mayoría de estos puntos presentan indicadores estáticos de estabilidad inestables en un solo elemento específico del SEP, debido a situaciones tan únicas y anormales que son imposibles de diagnosticar a partir de parámetros generales.

Sin embargo, dado que el objetivo de esta tesis es entregar una propuesta metodológica para la selección de POC desde el punto de estabilidad de tensión y no reemplazar a otros métodos utilizados (como el cálculo de indicadores estáticos de estabilidad), es que se considera que este problema es solamente una limitante de la metodología y no un hecho invalidante.

Capítulo 6: Conclusiones

En este trabajo de investigación, se presenta una propuesta metodológica para la selección de puntos de operación críticos, para estudios de estabilidad de voltaje. A partir de ella se confirmó la hipótesis de que es posible implementar una metodología general capaz de determinar puntos críticos de operación desde el punto de vista de estabilidad de voltaje, utilizando únicamente las variables de operación de un SEP, obtenidas a partir de flujos de corriente continua.

Para llegar al desarrollo de la metodología, se realizó un estudio previo de los fundamentos en torno a la estabilidad de tensión de los SEP y sobre los principales aspectos, de la operación y de las características del sistema que la afectan. A partir de este estudio, se crearon indicadores operacionales capaces de plasmar los factores del estado de operación del sistema, que afectan a la estabilidad de tensión. Los indicadores operacionales escogidos fueron el nivel de carga por las líneas, el nivel de demanda neta y el nivel de generación síncrona. Todos estos indicadores fueron calculados utilizando únicamente los resultados de un flujo en corriente continua y los datos de entrada que modelan el comportamiento de la carga y la generación ERNC del SEP.

Posteriormente se estudian técnicas para el análisis de la estabilidad estática de tensión en sistemas eléctricos de potencia, dando particular énfasis en el cálculo de indicadores que permiten dilucidar la distancia del sistema al punto de colapso de voltaje. A partir de esto y utilizando los resultados de un flujo en corriente alterna, se logra caracterizar, desde el punto de vista de estabilidad estática de tensión, todos los puntos obtenidos para un año de operación del SEP, lo cual se utilizó para analizar y validar el desempeño de la propuesta metodológica.

Utilizando indicadores operacionales se desarrolló una propuesta de filtro que permite remover una gran cantidad de puntos de operación que no presentan potenciales problemas desde el punto de vista de la estabilidad del voltaje. Dicho filtro toma en consideración el nivel de carga por las líneas de transmisión, la demanda neta y la cantidad de generadores sincrónicos conectados a la red, todos estos calculados tanto a nivel sistémico como a nivel de las zonas del SEP. Los resultados entregados por este filtro fueron validados mediante el uso de los indicadores estáticos de estabilidad calculados en base a flujos AC. Dicha tarea se realizó para distintos casos de estudio, los cuales fueron generados mediante la modificación de la transmisión del SEP. Este proceso de validación permitió concluir que es posible reducir la cantidad de puntos de operación a estudiar, asegurando que no se removerán aquellos que se consideran críticos desde el punto de vista de estabilidad estática de tensión.

Posterior al proceso de filtrado, se realizaron dos procesos de agrupamiento o clustering. El primer proceso de agrupamiento se realizó con el fin de encontrar condiciones de operación críticas representativas del sistema. Para realizar esta tarea, se propusieron cuatro estructuras de datos que permitían caracterizar de forma detallada la operación del sistema en cada hora del año. Dichas estructuras consideraban el nivel de carga por cada línea de transmisión y/o el nivel de demanda neta en cada barra del sistema. El desempeño de cada una de estas estructuras fue analizado mediante el uso de indicadores estáticos de estabilidad. A partir de este análisis se concluye que la mejor propuesta de estructuración de datos corresponde a la CLx-DN-PCA. El motivo de esto

radica en que al combinar el uso de toda la información disponible de la operación del sistemas, con reducción de dimensionalidad mediante PCA, se eliminan todos aquellos atributos que presentan una alta correlación con otros, lo cual permite clusterizar las condiciones de operación de forma más efectiva y directa.

Por otro lado, mediante el análisis del error cometido en torno a los indicadores estáticos de estabilidad, se logra concluir que esta primera fase permite agrupar de forma aceptable a condiciones críticas de operación que presentan un comportamiento similar en cuanto a sus indicadores estáticos de estabilidad, con lo cual esta fase de la propuesta cumple su objetivo.

Finalmente, se realizó un segundo proceso de agrupamiento utilizando al conjunto de POC determinados por la primera fase de clusterizado. Dichos puntos de operación fueron agrupados nuevamente pero ahora en torno a sus condiciones de despacho. Las agrupaciones formadas presentaron bajos niveles de error en torno al despacho, a pesar de que el conjunto se conformaba a partir de una selección de condiciones de operación críticas que ya habían sido agrupadas por lo cual eran diferentes entre sí. Este hecho permitió a la metodología utilizar como criterio al nivel de carga por las líneas para determinar al representante de cada cluster. Este representante debía cumplir con ser aquel que presentara el menor margen de estabilidad de todos los miembros de un mismo cluster, lo cual se logró satisfactoriamente para la mayoría de los casos. La selección final de POC entregada por el segundo proceso de agrupamiento, fue analizada y validada utilizando indicadores estáticos de estabilidad. A partir de esto, se observó que la mayor parte de los puntos de operación presentaban un margen de estabilidad mayor que el de su representante (un indicador estático de estabilidad menor).

Sin embargo, también se encontraron puntos de operación con indicadores estáticos mayores que el de sus respectivos representantes. Estos POC mostraron un comportamiento de “outlier”, es decir, presentaron un comportamiento distinto, que se alejaba del resto de los miembros de su cluster, lo cual los hace difíciles o imposibles de agrupar correctamente.

Se debe destacar que en algunos de los casos evaluados, varios POC_{AC} no lograron ser correctamente representados dentro de la selección final de POC entregada por la metodología. Esto evidencia que la propuesta, no podrá detectar situaciones poco recurrentes que representen condiciones de operación similares a las de otros puntos de operación a un nivel general, pero que en una zona específica del SEP tienen problemas de estabilidad. La mayoría de este tipo de problemas de estabilidad de tensión se manifiestan a una escala local y no sistémica, lo cual hace que sea muy difícil para la propuesta detectarlas a partir de parámetros provenientes de un flujo DC, que no consideran al comportamiento local de los flujos de reactivos. Sin embargo, debido que el objetivo de esta tesis es entregar una propuesta metodológica para la selección de POC desde el punto de estabilidad de tensión y no reemplazar a otros métodos (como el cálculo de indicadores estáticos de estabilidad), es que solo se considera a este hecho como una limitante de la propuesta y no como a un hecho invalidante.

Finalmente, considerando todo lo expuesto hasta este punto, se logra concluir que la metodología propuesta es capaz de obtener una selección de puntos críticos de operación, para estudios de estabilidad de voltaje, basándose únicamente en los resultados de un flujo

DC. Esto permite identificar P.O.C., que no se obtendrían en base al enfoque tradicional de “peor caso”, de manera más fácil y rápida que otros métodos existentes (como los indicadores estáticos de estabilidad), puesto que estos requieren de la realización de flujos AC para su cálculo, lo cual es una labor compleja cuando se deben considerar las 8760 horas del año.

6.1. Trabajos futuros

Un primer trabajo futuro, surge frente a la necesidad de una metodología que permita realizar la selección de contingencias críticas para el SEP, temática que también tiene gran importancia a la hora de realizar estudios de estabilidad de voltaje.

Otro trabajo futuro, sería realizar la validación de esta metodología, pero utilizando los resultados entregados por las simulaciones dinámicas de todos los puntos de operación. Esto significaría una difícil tarea, sin embargo, permitiría realizar una validación directa y certera de la metodología.

Finalmente, otro trabajo interesante sería incorporar a la metodología un algoritmo de aprendizaje supervisado que, en base a indicadores de estabilidad de tensión, identifique con un mayor nivel de certeza los factores operacionales dentro del SEP que determinan si un punto es crítico o no.

Capítulo 7: Bibliografía

- [1] C. Rahmann and A. Castillo, “Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions,” *Energies*, vol. 7, no. 10, pp. 6306–6322, 2014.
- [2] X. Zhang, “Emerging Capability on Power System Modelling: System Security, Resilience and Recovery Modelling,” *IET Inst. Eng. Technol.*, p. 17, 2015.
- [3] P. Kundur *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [4] J. Machowski, P. Kacejko, S. Robak, P. Miller, and M. Wancerz, “Power system stability screening for long-term planning of transmission network development,” in *12th International Conference on Environment and Electrical Engineering, EEEIC 2013*, 2013, pp. 100–105.
- [5] R. Alvarez, C. Rahmann, S. Member, and P. A. Estévez, “A Novel Meta-heuristic Model for the Multi- year Transmission Network Expansion Planning,” pp. 1–18, 2007.
- [6] J. Zhang *et al.*, “A Transient Voltage Stability Index Based on Critical Equivalent Impedance,” in *International Conference on Power System Technology*, 2014.
- [7] P. Kundur, “Power system stability and control,” *McGraw-Hill*. pp. 45–138, 1994.
- [8] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*. 2008.
- [9] M. Eremia and M. Shahidehpour, *Handbook of electrical power system dynamics modeling, stability, and control*. 2013.
- [10] K. Morison, H. Hamadani, and Lei Wang, “Practical issues in load modeling for voltage stability studies,” in *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, 2003, vol. 3, pp. 1392–1397.
- [11] J. R. Shin, B. S. Kim, S. A. Sebo, and M. S. Chabo, “Improvement of precise P/V curve considering effects of voltage-dependent load models and transmission losses for voltage stability analysis,” in *Gener. Trans. Distrib*, 2002.
- [12] S. Li, H. Chiang, and S. Liu, “Analysis of Composite Load Models on Load Margin of Voltage Stability,” in *International Conference on Power System Technology*, 2006, pp. 1–7.
- [13] Y. Qiu, J. Zhao, and H. D. Chiang, “Effects of the Stochastic Load Model on Power System Voltage Stability Based on Bifurcation Theory,” in *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2008, no. 1, pp. 1–6.

- [14] C. Gu, Q. Ai, and J. Wu, "A Study of Effect of Different Static Load Models and System Operating Constrains on Static Voltage Stability," vol. 2005, pp. 44–49, 2005.
- [15] A. Gebreselassie and J. H. Chow, "Investigation of the effects of load models and generator voltage regulators on voltage stability," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 16, no. 2, pp. 83–89, 1994.
- [16] R. D. Dunlop, R. Gutman, and P. . Marchenko, "ANALYTICAL DEVELOPMENT OF LOADABILITY CHARACTERISTICS," in *Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1979, no. 2, pp. 606–617.
- [17] B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur, "Voltage stability evaluation using modal analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 4, pp. 1529–1542, 1992.
- [18] M. V Suganyadevi and C. K. Babulal, "Estimating of Loadability Margin of a Power System by comparing Voltage Stability Indices," in *CONTROL, AUTOMATION, COMMUNICATION AND ENERGY CONSERVATION*, 2009, no. June, pp. 4–7.
- [19] H. Sun, X. Zhou, and R. Li, "Accuracy Analysis of Static Voltage Stability Indices Based On Power Flow Model," *2005 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Asia Pacific*, pp. 1–7, 2005.
- [20] M. Moghavvemi and F. M. Omar, "Technique for contingency monitoring and voltage collapse prediction," *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 145, no. 6, p. 634, 1998.
- [21] I. Musirin and T. Rahman, "Novel fast voltage stability index (FVSI) for voltage stability analysis in power transmission system," *Res. Dev. 2002. ...*, pp. 265–268, 2002.
- [22] R. Kanimozhi and K. Selvi, "A novel line stability index for voltage stability analysis and contingency ranking in power system using fuzzy based load flow," *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 8, no. 4, pp. 694–703, 2013.
- [23] A. Chebbo, M. R. Irving, and M. J. H. Sterling, "Voltage collapse proximity indicator: behaviour and implications," *Gener. Transm. Distrib. IEE Proc. C*, vol. 139, no. 3, pp. 241–252, 1992.
- [24] T. Okon and K. Wilkosz, "Properties of indices for voltage stability assessment," *2013 - 8th Int. Symp. Adv. Top. Electr. Eng. ATEE 2013*, no. 4, pp. 0–5, 2013.
- [25] A. R. Phadke, S. K. Bansal, and K. R. Niazi, "A comparison of voltage stability indices for placing shunt FACTS controllers," in *Proceedings - 1st International Conference on Emerging Trends in Engineering and Technology, ICETET 2008*, 2008, pp. 939–944.
- [26] P. Kessel and H. Glavitsch, "Estimating the voltage stability of a power system," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 1, no. 3, pp. 346–354, 1986.

- [27] T. A. V. Ram and K. M. Haneesh, "Voltage stability analysis using L-index under various transformer tap changer settings," in *Proceedings of IEEE International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies, ICCPCT 2016*, 2016.
- [28] H. Huang, Y. Kong, and J. Zhang, "The analysis on the L-index based optimal power flow considering voltage stability constraints," *WSEAS Trans. Syst.*, vol. 7, no. 11, pp. 1300–1309, 2008.
- [29] N. A. M. Ismail, A. A. M. Zin, A. Khairuddin, and S. Khokhar, "A comparison of voltage stability indices," *Proc. 2014 IEEE 8th Int. Power Eng. Optim. Conf. PEOCO 2014*, pp. 30–34, 2014.
- [30] A. R. Phadke, S. K. Bansal, and K. R. Niazi, "A comparison of voltage stability indices for placing shunt FACTS controllers," *Proc. - 1st Int. Conf. Emerg. Trends Eng. Technol. ICETET 2008*, pp. 939–944, 2008.
- [31] F. Karbalaei, H. Soleymani, and S. Afsharnia, "A Comparison of Voltage Collapse Proximity Indicators," in *IPEC*, 2010, pp. 429–432.
- [32] Walter Brokering Christie, R. P. Behnke, and L. V. Díaz, *Ñom Lufke (El rayo domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, First edit. Santiago: Prentice Hall-Pearson, 2008.
- [33] K. Van Den Bergh, E. Delarue, and W. D'haeseleer, "DC power flow in unit commitment models," *TME Work. Pap. Environ.*, no. May, pp. 1–38, 2014.
- [34] Y. Ng, "Generalized Generation Distribution Factors for Power System Security Evaluations," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-100, no. 3, 1981.
- [35] C. Rahmann, D. Ortiz-Villalba, R. Alvarez, and M. Salles, "Metodología para la selección de puntos de operación y contingencias relevantes para la evaluación de estabilidad de frecuencia," *Enersol*, pp. 1–6, 2017.
- [36] A. Jalali, "Dynamic Voltage Stability Procurement of Power Systems Using Energy Storage Devices."
- [37] J. M. Van Leeuwen, "A scenario-based voltage stability analysis for external constraints in flow-based capacity calculation."
- [38] M. Nojavan, H. Seyedi, and B. Mohammadi-Ivatloo, "Voltage stability margin improvement using hybrid non-linear programming and modified binary particle swarm optimisation algorithm considering optimal transmission line switching," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 4, pp. 815–823, 2018.
- [39] W. E. C. Council, "Guide to WECC/NERC Planning Standards ID: Voltage Support and Reactive Power," *Prep. by React. Reserv. Work. Gr. Under auspices Tech. Stud. Subcomm.*, 2006.
- [40] "System Security Forecast Part D Upper North Island," 2016.
- [41] New York Independent System Operator, "Central East Voltage Collapse and

Stability Limits for Marcy South Series Capacitors ALL EQUIPMENT I / S Report #: CE-16 A report from the New York Independent System Operator,” 2016.

- [42] “2017 PJM BASELINE RELIABILITY ASSESSMENT,” 2018.
- [43] C. SIC, “Guía de Aplicación : Estudio para el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas Dirección de Operación CDEC SIC,” 2016.
- [44] D. de Operaciones, “Estudio para plan de defensa contra contingencias extremas-SING,” 2015.
- [45] L. Rokach and O. Maimon, “Clustering Methods Data Mining and Knowledge Discovery Handbook,” *Data Min. Knowl. Discov. Handb.*, pp. 321–352, 2005.
- [46] R. Alvarez, A. Moser, and C. A. Rahmann, “Novel methodology for selecting representative operating points for the TNEP,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2234–2242, 2017.
- [47] A. Saxena *et al.*, “A review of clustering techniques and developments,” *Neurocomputing*, vol. 267, pp. 664–681, 2017.
- [48] C. Fraley, “How Many Clusters? Which Clustering Method? Answers Via Model-Based Cluster Analysis,” *Comput. J.*, vol. 41, no. 8, pp. 578–588, 1998.
- [49] D. Sisodia, L. Singh, S. Sisodia, and K. Saxena, “Clustering Techniques: A Brief Survey of Different Clustering Algorithms,” *Int. J. Latest Trends Eng. Technol.*, vol. 1, no. 3, pp. 82–87, 2012.
- [50] A. Janecek, W. N. W. Gansterer, M. Demel, and G. Ecker, “On the Relationship Between Feature Selection and Classification Accuracy,” *Jmlr.*, vol. 4, pp. 90–105, 2008.
- [51] S. Satsangi, A. S. Á, and A. Saraswat, “Voltage Control Areas for Reactive Power Management using Clustering Approach in Deregulated Power System,” no. Seiscon, 2011.
- [52] M. Al Mashrgy, N. Bouguila, and K. Daoudi, “A statistical framework for positive data clustering with feature selection: Application to object detection,” *Eur. Signal Process. Conf.*, vol. 1, no. 1, pp. 1–5, 2013.
- [53] P. Bholowalia, “EBK-Means : A Clustering Technique based on Elbow Method and K-Means in WSN,” vol. 105, no. 9, pp. 17–24, 2014.
- [54] H. Schütze and C. Silverstein, “Projections for efficient document clustering,” *ACM SIGIR Forum*, vol. 31, no. SI, pp. 74–81, 1997.
- [55] S. Yari and H. Khoshkhoo, “Assessment of line stability indices in detection of voltage stability status,” *Conf. Proc. - 2017 17th IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2017 1st IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC / I CPS Eur. 2017*, pp. 7–11, 2017.

- [56] IIT, *Index of data Illinois Institute of Technology*. .
- [57] I. Pe, “An Extended IEEE 118-Bus Test System With High Renewable Penetration,” vol. 33, no. 1, pp. 281–289, 2018.

Capítulo 8: Anexos

8.1. Modificaciones al sistema

Tabla 6: Líneas agregadas al sistema

Etapa	Bus1	Bus2	Largo [km]	Capacidad [MW]
3	80	98	70.1	175
8	94	96	68.1	175
10	22	23	101.7	175
11	94	95	33.6	175
12	92	94	122.5	175
13	60	61	8.2	300
14	26	30	441.3	500
15	86	87	324.3	140

8.2. Modificaciones implementadas al sistema para generar los distintos casos

Tabla 7: Líneas removidas para generar los casos de estudio

Nombre del caso	Líneas removidas
Caso “eólico”	Línea barra 26 – barra 30 Línea barra 22 – barra 23
Caso “solar”	Línea barra 80 – barra 98 Línea barra 86 – barra 87 Línea barra 92 – barra 94 Línea barra 94 – barra 95 Línea barra 94 – barra 96
Caso “zonas 123a”	Línea barra 22 – barra 23 Línea barra 60 – barra 61 Línea barra 80 – barra 98
Caso “zonas 123b”	Línea barra 26 – barra 30 Línea barra 60 – barra 61 Línea barra 80 – barra 98

**8.3. Proceso de agrupamiento en torno a condiciones de operación:
Diferencia de los indicadores estáticos de estabilidad de todos los miembros de un cluster con respecto al de sus centroide**

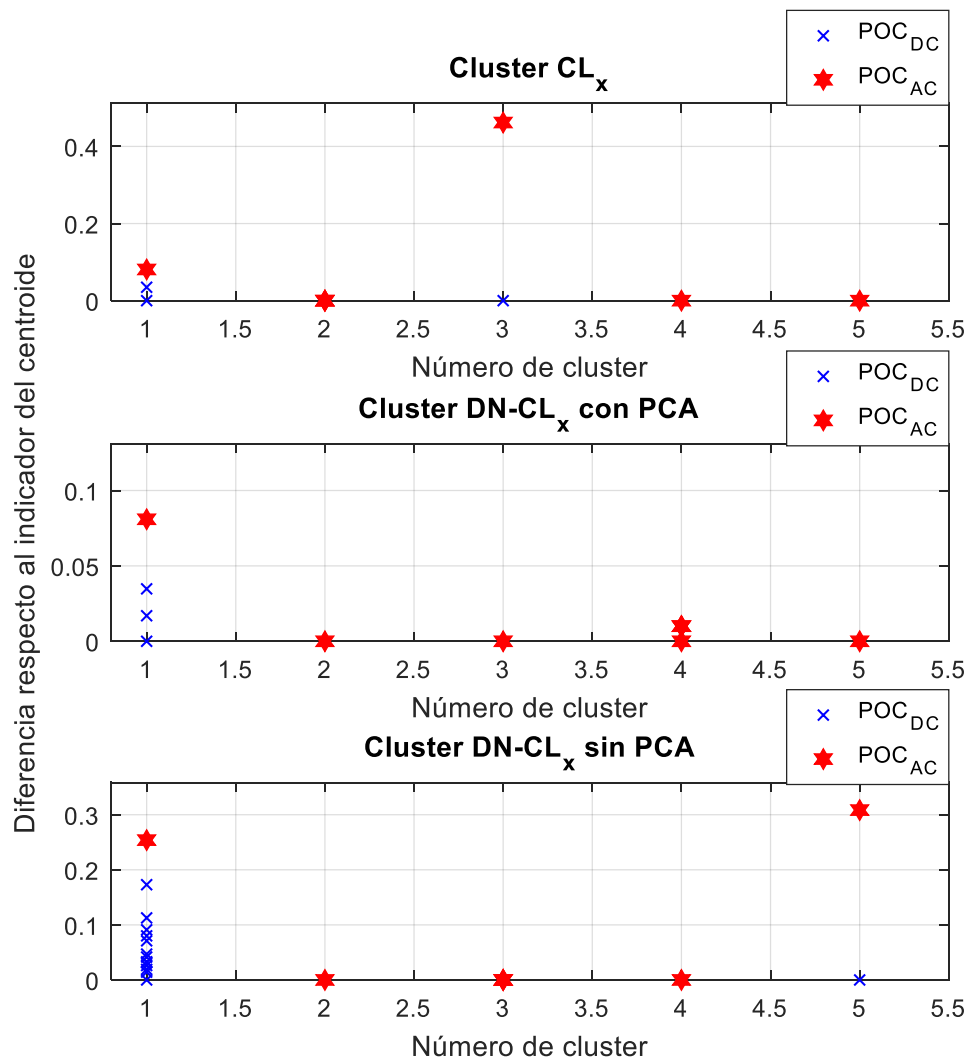


Figura 49: Diferencia con respecto al indicador del centroide en los clusters que contienen POCAC en el caso base

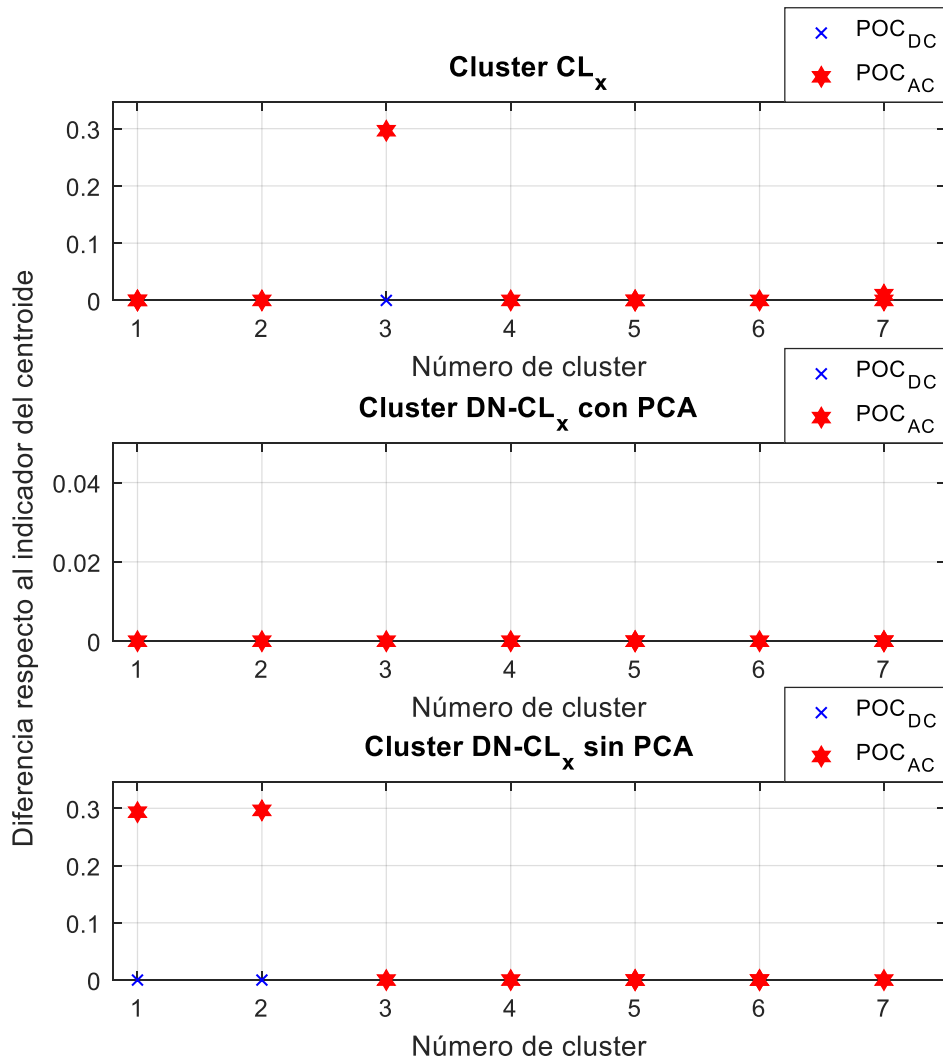


Figura 50: Diferencia con respecto al indicador del centroide en los clusters que contienen POCAC en el caso 123a

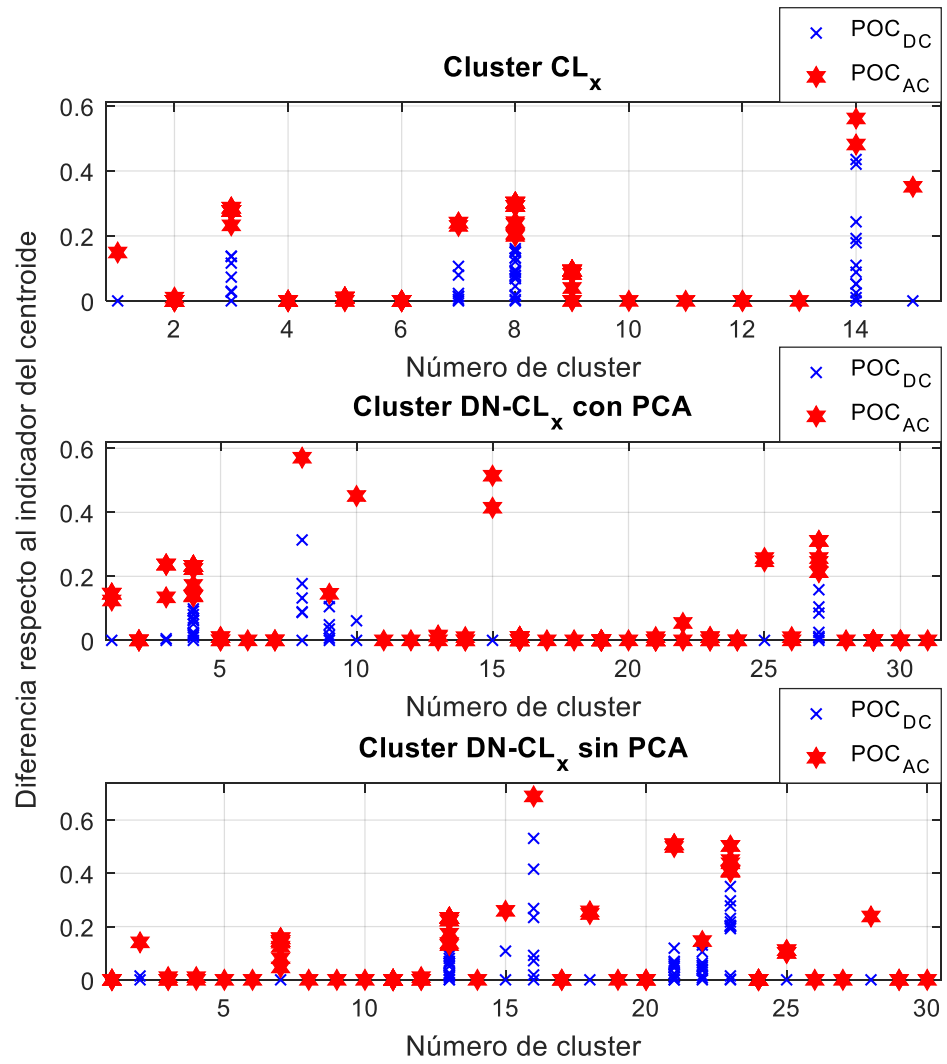


Figura 51: Diferencia con respecto al indicador del centroide en los clusters que contienen POC_{AC} en el caso 123b

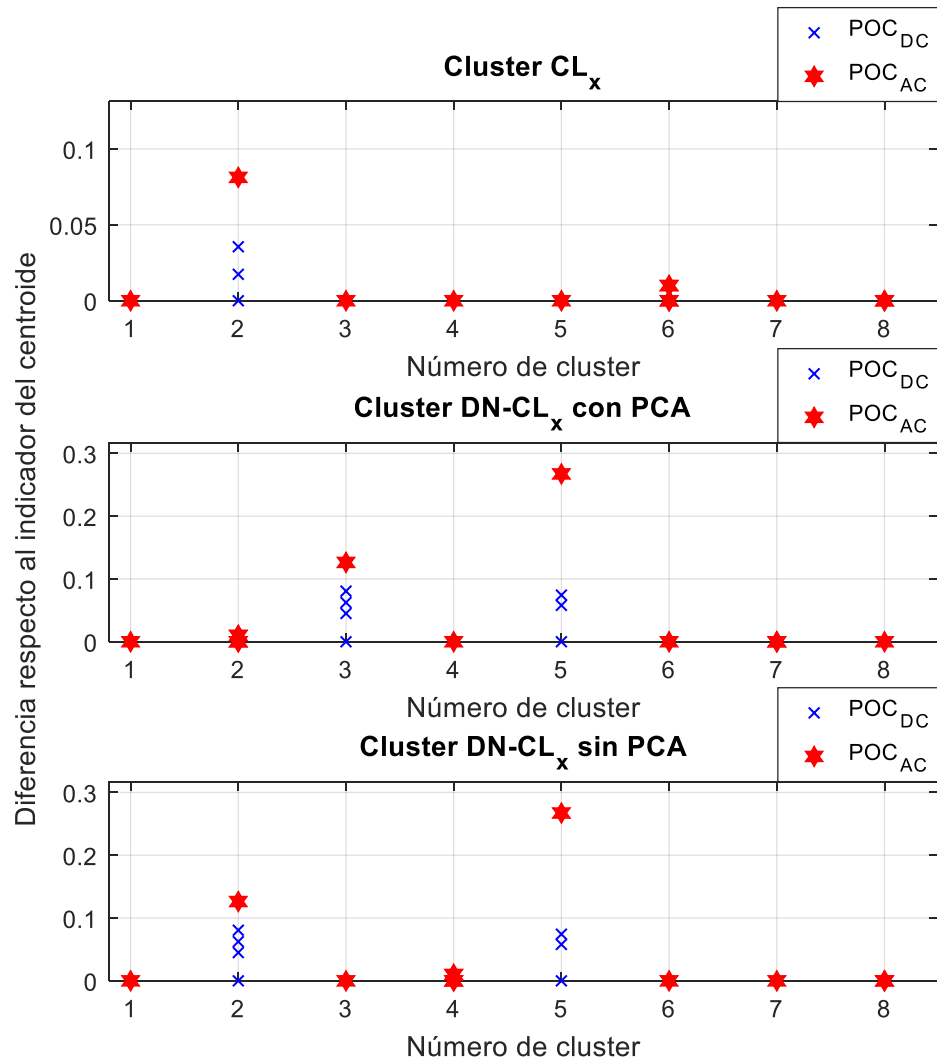


Figura 52: Diferencia con respecto al indicador del centroide en los clusters que contienen POCAC en el caso solar