



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

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y SU EFECTO EN LA RESILIENCIA DE LOS
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

LAURA MARCIA GALLARDO YAÑEZ

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
RODRIGO MORENO VIEYRA

SANTIAGO DE CHILE
2019

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y SU EFECTO EN LA RESILIENCIA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo conocer los aportes de los sistemas de almacenamiento a la resiliencia de los sistemas de distribución, ante un evento de baja probabilidad y alto impacto, en términos de profundidad y duración de la falla. Para lo cual, se ha escogido utilizar baterías conectadas a transformadores de distribución, evaluando su desempeño en la recuperación de suministro eléctrico, a través de las metodologías relacionadas con el manejo de cuadrillas de recuperación del sistema. Todas comienzan con la modelación del evento (en este caso sismos), utilizando una medida de aceleración sísmica (*Peak Ground Acceleration* o PGA) para evaluar el grado de afectación de los elementos de la red. Una vez calculado el PGA se evalúa el estado de daño de las estructuras del sistema a través de las curvas de fragilidad, lo que a su vez introduce la necesidad de realizar múltiples simulaciones, para lograr capturar la naturaleza estocástica del estado de daño de cada elemento.

Para evaluar el aporte del almacenamiento al sistema de distribución, se utiliza un modelo aproximado de la red de Santiago, el cual, actualmente no cuenta con dichos sistemas, por lo tanto, se realiza el supuesto de que existen 2.000 sistemas de almacenamiento distribuidos, con una energía promedio almacenada de 12 horas y ubicados de manera aleatoria en la red. La memoria considera el estudio de tres metodologías, la primera es la metodología del Caso Base, la cual realiza el ruteo de cuadrillas utilizando una función de priorización de transformadores, basada en la energía no suministrada, la distancia y el tiempo de restauración según nivel de daño, sin embargo, no considera el uso de la energía almacenada para realizar dicho ruteo, por lo tanto, el aporte de las baterías podría ser ineficiente, cada vez que el algoritmo de ruteo considera reparar transformadores conectados a baterías con energía disponible. La segunda metodología corresponde al Caso 1, la cual, realiza el ruteo de cuadrillas a partir de la función de priorización del caso anterior y además, considera que se debe utilizar toda la energía almacenada en todas las baterías, imponiendo que la posición en el ruteo de los transformadores con baterías, sea inmediatamente después que se les haya agotado la energía, independiente de la distancia a la cual este la cuadrilla. En este caso, los resultados en cuanto a energía no suministrada son considerablemente menores, no así para el tiempo de restauración total del sistema, el cual aumenta en comparación al caso anterior. Finalmente, la metodología del Caso 2, es una combinación entre colocar los transformadores con baterías de manera eficiente en el ruteo, para aprovechar su energía almacenada y considerando las distancias entre transformadores, por tanto, los resultados de este caso son mejores que el Caso 1 en cuanto a tiempo de restauración, en desmedro de una mayor energía no suministrada.

La metodología propuesta en el Caso 1, podría mejorar un 25% en promedio la energía no suministrada a cambio de una demora de 7 horas adicionales en corregir el sistema completo. Mientras que el aporte de los sistemas de almacenamiento propiamente tal esta directamente ligado a la capacidad energética de estos, sin embargo, tanto la propuesta del Caso 1, como la del Caso 2 logran ocupar porcentajes importantes de la energía almacenada (cercano al 100% en el Caso 1). Por otro lado, se observa un espacio de mejora relacionado con los algoritmos de clustering que busca que todas las cuadrillas se mantengan activas sin tiempos de inactividad.

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo General.....	2
1.2.2. Objetivos Específicos.....	2
1.2.3. Alcances	2
Capítulo 2: Estado del Arte y Marco Conceptual.....	3
2.1. Eventos de Baja Probabilidad y Alto impacto.....	3
2.1.1. Antecedentes de eventos BPAI en Chile.....	4
2.1.2. Modelación de eventos de BPAI sísmicos.....	6
2.1.2.1. Modelamiento del Daño en Estructuras	6
2.1.3. Interdependencia de Infraestructuras Críticas	7
2.1.4. Importancia del corte de suministro eléctrico en la salud	9
2.2. Resiliencia en Sistemas Eléctricos de Potencia	10
2.2.1. Concepto de Resiliencia	10
2.2.2. Características y etapas de un SEP resiliente.....	11
2.2.3. Resiliencia del Sistema de Distribución	12
2.3. Sistemas de Almacenamiento	14
2.3.1. Oportunidades del Almacenamiento para mejorar la Resiliencia	15
2.4. Técnicas de Asignación.....	16
2.4.1. Diagrama de Voronoi	17
2.4.2. Clustering.....	18
2.5. Técnicas de Ruteo	22
2.5.1. Problema del Vendedor Viajero.....	23
2.5.2. Heurística de Lin-Kernighan.....	24
2.5.3. Problema de ruteo de vehículos	26
2.6. Sistema de Información Georreferencial	28

2.6.1. Quantum GIS	29
Capítulo 3: Metodologías.....	31
3.1. Introducción	31
3.2. Metodología Caso Base.....	31
3.3. Metodología Caso 1	35
3.4. Metodología Caso 2.....	37
Capítulo 4: Descripción de Datos y Escenarios de Evaluación.....	40
4.1. Pre-Procesamiento y Descripción de los datos	40
4.2. Evaluación de la fragilidad de la infraestructura eléctrica	43
4.3. Supuestos de los Casos de Estudio	44
4.4. Escenarios de Evaluación	44
4.4.1. Zona 1 con terremoto determinístico	44
4.4.2. Santiago Completo	47
Capítulo 5: Resultados y Análisis.....	48
5.1. Resultados Específicos	48
5.2. Resultados Globales.....	53
5.2.1. Caso Base.....	53
5.2.2. Caso 1.....	57
5.2.3. Caso 2	62
5.2.4. Resultados simulación en escenario Santiago Completo.....	68
5.2.5. Evolución de los resultados por metodología	71
Capítulo 6: Conclusiones y Trabajo Futuro.....	73
6.1. Conclusiones Generales.....	73
6.2. Conclusiones Específicas.....	73
6.3. Trabajo Futuro	74
Capítulo 7: Bibliografía.....	76

Índice de Tablas

TABLA 2-1: HISTÓRICO DE TERREMOTOS EN CHILE DESDE 1960 [9].	5
TABLA 4-1: TIEMPO DE RESTAURACIÓN SEGÚN ESTADO DE DAÑO.	43
TABLA 5-1: RESULTADOS DEL CASO BASE CON DIFERENTE CLUSTERING.	49
TABLA 5-2: RESULTADOS CASO BASE CON BATERÍAS Y CASO 0.	50
TABLA 5-3: RESULTADOS CASO BASE ESCENARIO ZONA 1 CON TERREMOTO DETERMINÍSTICO.	54
TABLA 5-4: RESULTADOS CASO BASE SIN BATERÍAS EN ESCENARIO SANTIAGO COMPLETO.	55
TABLA 5-5: RESULTADOS CASO BASE SIN BATERÍAS CON 6 CENTROS DE OPERACIÓN EN ESCENARIO SANTIAGO COMPLETO.	56
TABLA 5-6: RESULTADO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA PARA 4 ITERACIONES DEL CASO 1.	57
TABLA 5-7: ENERGÍA NO SUMINISTRADA DEL CASO BASE SEGÚN TIEMPO DE ALMACENAMIENTO.	58
TABLA 5-8: ENERGÍA NO SUMINISTRADA DEL CASO 1 SEGÚN TIEMPO DE ALMACENAMIENTO.	58
TABLA 5-9: DIFERENCIA DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA ENTRE CASO BASE Y CASO 1.	59
TABLA 5-10: ENERGÍA NO SUMINISTRADA DEL CASO BASE SEGÚN CANTIDAD DE TRANSFORMADORES CONECTADOS A BATERÍAS.	61
TABLA 5-11: ENERGÍA NO SUMINISTRADA DEL CASO 1 SEGÚN CANTIDAD DE TRANSFORMADORES CONECTADOS A BATERÍAS.	61
TABLA 5-12: RESULTADOS CASO 2 CON VENTANAS DE TIEMPO RESTRICTIVAS.	65
TABLA 5-13: RESULTADOS CASO 2 CON VENTANAS DE TIEMPO SIN COTA FINAL.	67
TABLA 5-14: TIEMPO DE RECUPERACIÓN POR PERCENTIL EN CADA CASO.	70
TABLA 5-15: RESULTADOS PORCENTAJES DE TIEMPO DE RECUPERACIÓN DEL SISTEMA.	71
TABLA 5-16: RESULTADOS ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR PERCENTIL EN CADA CASO.	72

Índice de Figuras

FIGURA 2-1: CINTURÓN DE FUEGO DEL PACÍFICO [7].	4
FIGURA 2-2: CORTE DE LÍNEAS POR ÁRBOLES CAÍDOS TRAS LA NEVADA EN SANTIAGO, 2017 [9].	5
FIGURA 2-3: CURVAS DE FRAGILIDAD PARA DIFERENTES ESTADOS DE DAÑO [13].	7
FIGURA 2-4: EJEMPLO DE INTERDEPENDENCIA DE INFRAESTRUCTURAS CRÍTICAS [4].	8
FIGURA 2-5: EJEMPLOS DE INTERDEPENDENCIAS Y EFECTO DE ENÉSIMO ORDEN [15].	9
FIGURA 2-7: PROCESO ILUSTRATIVO DE UN SISTEMA DE POTENCIA RESILIENTE A TRAVÉS DE UNA PERTURBACIÓN [4].	11
FIGURA 2-8: RESILIENCIA DE CORTO Y LARGO PLAZO [8].	12
FIGURA 2-9: MAPA DE SANTIAGO Y UBICACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA [22].	14
FIGURA 2-10: TIEMPO DE DESCARGA A POTENCIA NOMINAL Y CLASIFICACIÓN DE POTENCIA DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA DIVERSAS TECNOLOGÍAS [23].	15
FIGURA 2-11: DIAGRAMA DE VORONI DE P [30].	18
FIGURA 2-12: REGIONES DE VORONOI DELIMITADAS POR RECTAS [30].	18
FIGURA 2-13: EJEMPLOS DE DISTINTOS TIPOS DE CLUSTERS [31].	20
FIGURA 2-14: CLASIFICACIÓN DE MÉTODOS DE CLUSTERING SEGÚN [32].	21
FIGURA 2-15: ALGORITMO ESTÁNDAR DE K-MEANS [34].	22
FIGURA 2-16: ALGORITMO DIJKSTRA [38].	23
FIGURA 2-17: UN MOVIMIENTO 3-OPT [40].	25
FIGURA 2-18: EJEMPLO DEL PROBLEMA DE VEHÍCULOS CON CAPACIDAD [44].	27
FIGURA 2-19: EJEMPLO DE VISUALIZACIÓN DE QGIS [51].	29
FIGURA 3-1: CURVAS DE FRAGILIDAD SSEE MEDIO VOLTAJE [9].	31
FIGURA 3-2: DIAGRAMA DE BLOQUES METODOLOGÍA CASO BASE.	32
FIGURA 3-3: ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DEL ALGORITMO RUTEO COOPERATIVO [37].	34
FIGURA 3-4: RUTEO SIN CONSIDERAR BATERÍAS (IZQUIERDA) Y RUTEO CONSIDERANDO BATERÍAS (DERECHA).	36
FIGURA 3-5: DIAGRAMA DE BLOQUES METODOLOGÍA CASO 1.	36
FIGURA 3-6: TRANSFORMADOR CONECTADO A BATERÍA DESPERDIANDO ENERGÍA ALMACENADA.	37
FIGURA 3-7: DIAGRAMA DE BLOQUES METODOLOGÍA CASO 2.	38
FIGURA 3-8: ESQUEMA DE EVOLUCIÓN DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN EL TIEMPO.	38
FIGURA 4-1: POSICIÓN DE ELEMENTOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN (IZQUIERDA). RED VIAL DE SANTIAGO (DERECHA) [37].	41
FIGURA 4-2: (A) ASIGNACIÓN POR ÁREA DE CENTROS DE OPERACIONES. (B) ASIGNACIÓN DE SUBESTACIONES PRIMARIAS [37].	41
FIGURA 4-3: GRÁFICOS DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y ESTADO DEL TRANSFORMADOR EVALUADO EN EL TIEMPO.	46
FIGURA 4-4: RUTEO DE LA CUADRILLA 0 PARA LOS DISTINTOS CASOS DE ESTUDIO.	46
FIGURA 5-1: ESQUEMA DE LOS RESULTADOS DEL CASO 1 CON CLUSTERIZACIÓN K-MEANS.	48
FIGURA 5-2: DIAGRAMA DE LISTA DE TIEMPOS DE RECUPERACIÓN DE UNA CUADRILLA Y LA EVOLUCIÓN DE ENERGÍA DE UN TRANSFORMADOR CONECTADO A BATERÍA EN EL TIEMPO.	51
FIGURA 5-3: PROCESO DE LA METODOLOGÍA DEL CASO 1.	52
FIGURA 5-4: DIAGRAMA DE BLOQUES PARA EL PROCESO DE ELECCIÓN DEL TIEMPO_STORAGE.	53
FIGURA 5-5: (A) DIVISIÓN DE SANTIAGO EN 4 ZONAS. (B) DIVISIÓN DE SANTIAGO EN 6 ZONAS.	55
FIGURA 5-6: ESQUEMA DE LISTA DE TIEMPO DE RESTAURACIÓN DE TRANSFORMADORES FALLADOS.	59
FIGURA 5-7: GRÁFICO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA HASTA EL TIEMPO ALMACENADO.	60
FIGURA 5-8: ENERGÍA NO SUMINISTRADA TOTAL.	61
FIGURA 5-9: POSIBLES OPCIONES DE RESULTADO DEL PROCESAMIENTO DEL CASO 2.	64
FIGURA 5-10: REORDENAMIENTO DE TRANSFORMADORES POR GRUPO.	64
FIGURA 5-11: GRÁFICO RESULTADOS NORMALIZADOS CASO 2.	66
FIGURA 5-12: GRÁFICO RESULTADOS CASO 2 CON VENTANAS DE TIEMPO SIN COTA FINAL.	67
FIGURA 5-13: GRÁFICO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA INSTANTÁNEA HORARIA.	69
FIGURA 5-14: GRÁFICO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA ACUMULADA.	69
FIGURA 5-15: GRÁFICO TIEMPO DE RESTAURACIÓN DEL SISTEMA EN CADA CASO.	70

Capítulo 1: Introducción

En este capítulo se presenta el problema que inspira la confección de esta memoria de ingeniería eléctrica. A través de la motivación, se dará a conocer los principales problemas que existen actualmente respecto al tema, y con los objetivos se plantean los resultados esperados con este trabajo de memoria. Posteriormente se expone la metodología de trabajo y se mencionan los aportes del trabajo realizado.

1.1. Motivación

Los sistemas eléctricos de potencia están preparados para fallar ante eventos estocásticos, tales como, la caída de una línea de transmisión (criterio N-1), fallas en el control de tensión o frecuencia, falla de algún componente del sistema como transformadores, interruptores, el sistema de control, entre otros. Es decir, los sistemas eléctricos poseen una capacidad de respuesta para soportar contingencias, a través de respaldos y de servicios complementarios, para no dejar de dar suministro eléctrico, en conjunto con sus instalaciones que permiten abastecer su demanda con calidad. Por lo tanto, los sistemas eléctricos están diseñados para ser confiables, entendiéndose por confiabilidad la cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio [1].

Sin embargo, los sistemas eléctricos no están preparados para recuperarse rápidamente ante eventos de baja probabilidad y alto impacto (BPAI) tales como desastres naturales, es decir, no son resilientes. El término resiliencia desde el punto de vista ingenieril, es posible definirlo como la capacidad conjunta de sistemas distribuidos, tales como, sistemas de energía eléctrica, para resistir (prevenir y soportar) múltiples peligros posibles, absorber el daño inicial y recuperar el funcionamiento normal [2].

La importancia de la resiliencia en los sistemas eléctricos es cada vez mayor, llegando a ser prioridad en muchos países, su alcance se extiende desde el ámbito económico, donde se originan pérdidas de millones de dólares debido a daños en las estructuras, hasta el ámbito social, donde se pueden llegar a perder vidas debido al corte de suministro eléctrico. El clima extremo y los desastres naturales son las principales amenazas de la resiliencia de las redes eléctricas, dichos eventos han aumentado su frecuencia en todo el mundo debido al cambio climático [3], por lo que, el concepto de resiliencia en los sistemas eléctricos se hace cada vez más necesario.

Ante un evento de BPAI, los sistemas pueden quedar devastados y tardar mucho tiempo en su recuperación, dependiendo de la magnitud del evento y el daño provocado, pueden demorar días, semanas incluso meses en recuperarse completamente. En particular, es en el sistema de distribución donde la mayoría de las interrupciones se generan, datos históricos indican que el 90% de las interrupciones de suministro se originan en este sistema [4]. Es por esto, que esta memoria se enfoca en aumentar la resiliencia del sistema de distribución. Ahora bien, existen diversas formas y estrategias de lograrlo. En particular, esta memoria se enfoca en mostrar las oportunidades del almacenamiento para mejorar la resiliencia del sistema de distribución de Santiago de Chile.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

El objetivo general de esta memoria consiste en conocer los aportes a la resiliencia del sistema de distribución, en términos de profundidad y duración de la falla, al usar baterías conectadas a transformadores de distribución en la recuperación de suministro, después de un evento de baja probabilidad y alto impacto.

1.2.2. Objetivos Específicos

Dentro de los objetivos específicos de este trabajo de memoria, están determinar:

- El aporte de las baterías a la reducción de los tiempos de recuperación del servicio.
- La relación del almacenamiento con el ruteo óptimo de cuadrillas.
- El cambio de la energía no suministrada durante los eventos de baja probabilidad y alto impacto.

1.2.3. Alcances

Los conceptos involucrados en este trabajo son muy amplios y tienen muchas aplicaciones, que no se podrán abarcar en este trabajo por su extensión. Es por esto que se definen los siguientes alcances:

- El sistema a evaluar es una aproximación al sistema de distribución de la ciudad de Santiago.
- El análisis de resiliencia del sistema considera un único evento disruptivo.
- La red utilizada considera que los transformadores de MT/BT, representan a sus consumos aguas abajo.
- La energía inyectada por los sistemas de almacenamiento se restringe a no fluir aguas arriba de los transformadores de media/baja tensión.

Capítulo 2: Estado del Arte y Marco Conceptual

En el presente capítulo se darán a conocer los conceptos y antecedentes generales, que permiten comprender el desarrollo del trabajo realizado y su importancia a nivel país. Se comienza con el concepto de resiliencia en el contexto de sistemas eléctricos de potencia, para luego, entender su importancia cuando ocurren eventos de baja probabilidad y alto impacto. Antecedentes históricos indican que el 90% de los cortes de suministro se originan en el sistema de distribución [4], por tanto, es en este sistema donde se enfoca el estudio de la resiliencia de la presente memoria, comprendiendo los factores que influyen en ésta y las posibles estrategias para mejorarla. En particular, se revisan los sistemas de almacenamiento, como estrategia para aumentar la resiliencia del sistema de distribución de Santiago de Chile.

Se aborda el tema de las interrelaciones de infraestructuras críticas con el sistema eléctrico, de esta manera, se tiene en consideración posibles fuentes de fallas ajenas al sistema eléctrico, es decir, fallas cuyo origen no están en el sistema eléctrico; junto con la comprensión de las subestimadas consecuencias de las interrupciones del suministro. En general, los estudios y análisis de las interrupciones de energía se reflejan únicamente en las pérdidas económicas, sin embargo, en esta memoria, junto con el análisis técnico, se quiere dar a conocer cómo son afectados el ámbito social, salud y calidad de vida de las personas, cuando se producen cortes de suministro eléctrico.

Además, se presenta el concepto de sistemas de almacenamiento, destacando las oportunidades para aumentar la resiliencia del sistema eléctrico y revisando los beneficios de su implementación, tanto para los sistemas de generación, transmisión y distribución.

Finalmente, se presentan técnicas para resolver problemas de ruteo, los cuales al ser complejos y de gran tamaño, no son factibles de resolver con optimización, al menos no en tiempos computacionales razonables para este trabajo. Es por esto que se han estudiado heurísticas que logren llegar a soluciones cercanas en tiempos razonables.

2.1. Eventos de Baja Probabilidad y Alto impacto

Los eventos de baja probabilidad y alto impacto (BPAI) corresponden a eventos que perturban significativamente el correcto funcionamiento de un sistema, cuya ocurrencia no es contemplada y en algunos casos, casi imposibles de predecir.

Este tipo de eventos de BPAI direccionan las medidas a tomar, hacia la adaptación al evento y no solo a la mitigación del mismo. En el contexto de los sistemas eléctricos de potencia, los eventos de BPAI podrían afectar a cualquier parte del sistema, ya sea generación, transmisión y/o distribución, impactando en la confiabilidad del abastecimiento energético del país y generando altas pérdidas económicas debido a los daños en la infraestructura de los mismos. Por ejemplo, en Estados Unidos el impacto económico anual total relacionado a eventos de pérdidas de suministro, debido a daños en las redes de transmisión y distribución oscilan entre \$20 y \$55 mil millones de dólares [5].

Existen distintos riesgos de eventos BPAI, los cuales se pueden distinguir a continuación [6]:

- Ataques físicos: atentados, incendios forestales, etc.
- Ataques Cibernéticos: hacking.

- Eventos Catastróficos: sismos (terremotos y maremotos), erupciones volcánicas, inundaciones, huracanes, tornados, tormentas de nieve/hielo o aluviones, entre otros.
- Operacionales: fallas severas, errores en pronóstico, escasa flexibilidad y bajos márgenes de seguridad.

2.1.1. Antecedentes de eventos BPAI en Chile

Chile se encuentra sobre la intersección entre la Placa Continental Sudamericana y la placa Oceánica de Nazca, la cual, se hunde bajo la Sudamericana, fenómeno llamado subducción y cuyo choque es la principal causa de sismos en Chile. El país también ocupa parte de la superficie en la que coinciden la Placa Oceánica Antártica y la Placa Continental Sudamericana, que se mueven en direcciones opuestas, pero que cuando rozan producen movimientos sísmicos.

Por otro lado, Chile está ubicado en el Cinturón de Fuego del Pacífico, como se puede ver en la Figura 2-1, donde se concentran zonas de subducción, lo que ocasiona actividad sísmica y volcánica en las zonas que abarca.



Figura 2-1: Cinturón de Fuego del Pacífico [7].

Dado lo anterior, se espera que cada cierto tiempo exista un terremoto en algún lugar del país, lo cual, se ve reflejado históricamente, tal como aparece en la Tabla 2-1. Además, si el sismo se origina en el mar, puede traer como consecuencia un maremoto. Ejemplos de terremotos que han traído maremotos en el país son: el Terremoto de Valparaíso de 1730, el Terremoto de Valdivia de 1960, el Terremoto de Aysén de 2007 y el Terremoto del 2010 [8]. A continuación, en la Tabla 2-1, se muestran los terremotos nacionales cuya magnitud ha sido superior a 7 en la Escala de Richter, a partir del año 1960, junto con sus características.

Otro evento que puede ser considerado de baja probabilidad y alto impacto, son las nevadas en la ciudad de Santiago, ya que, son muy inusuales y las consecuencias que han traído consigo han sido catastróficas, derribando gran cantidad de árboles y grandes ganchos de ramas sobre las redes eléctricas, causando cortes de líneas, postes quebrados y daño masivo a la infraestructura eléctrica de distribución (ver Figura 2-2). Tales nevazones han ocurrido en los años 1971 y 2017, esta última dejó sin suministro a 311.000 clientes, principalmente en las comunas de Las Condes, Macul y Vitacura, y se produjeron aproximadamente 2.200 fallas en el sistema de distribución.



Figura 2-2: Corte de líneas por árboles caídos tras la nevada en Santiago, 2017 [9].

Tabla 2-1: Histórico de terremotos en Chile desde 1960 [9].

Fecha	Lugar de Epicentro	M_S	M_W
21 de Mayo 1960	Concepción	7.3	7.9
22 de Mayo 1960	Valdivia	8.5	9.5
25 de Febrero 1965	Taltal	7.0	7.0
28 de Marzo 1965	La Ligua	7.4	7.4
28 de Diciembre 1966	Taltal	7.7	-
20 de Diciembre 1976	Tocopilla	7.5	-
8 de Julio 1971	Illapel	7.5	7.5
16 de Octubre 1981	La Ligua	7.5	-
3 de Marzo 1985	Algarrobo	7.8	8.0
8 de Abril 1985	Lago Rapel	7.5	-
8 de Agosto 1987	Tarapacá	7.1	-
30 de Julio 1995	Antofagasta	-	8.0
14 de Octubre 1997	Punitaqui	-	7.1
13 de Junio 2005	Tarapacá	7.8	7.9
14 de Noviembre 2007	Tocopilla	7.5	7.7
27 de Febrero 2010	Cauquenes	8.5	8.8
2 de Enero 2011	Tirúa	6.9	7.0
25 de Marzo 2012	Constitución	6.8	7.0
16 de Marzo 2014	Iquique	6.7	7.0
1 de Abril 2014	Iquique	-	8.2
16 de Septiembre 2015	Coquimbo	-	8.4
25 de Diciembre 2016	Chiloé	-	7.6
24 de Abril 2017	Valparaíso	-	6.9

Otras regiones del país también se han visto afectadas por eventos de BPAI. La comuna de Diego de Almagro, ubicada en la III Región, fue una de las más afectadas por el aluvión de marzo de 2015. Se produjo una interrupción del suministro eléctrico en las zonas afectadas por el frente de mal tiempo, 26.500 clientes de las distribuidoras ligadas a CGE Elecda y Emelat quedaron sin suministro [10]. Por otra parte, algunas de las instalaciones de generación, como centrales eólicas y solares interrumpieron su operación, mientras que, en el SING, aunque la demanda estaba en un 60% respecto de un día normal, producto de los planes de contingencia aplicados por las mineras, ninguna unidad había sido afectada [10]. Los mayores problemas afectaron al sistema de transmisión, ya que, los aluviones dañaron, por ejemplo, la línea Diego de Almagro-El Salado. También presentaban fallas los tendidos Diego de Almagro-Llanta2 y Diego de Almagro-Manto Verde. Las subestaciones Carrera Pinto, Diego de Almagro y El Salado estuvieron fuera de operación.

2.1.2. Modelación de eventos de BPAI sísmicos

Ante un terremoto el daño en los edificios y estructuras está íntimamente relacionado con la velocidad y la aceleración sísmica, y no con la magnitud del sismo [11]. En terremotos moderados, las métricas de aceleración sísmica (*Peak Ground Acceleration* o PGA) son un indicador preciso de daño, mientras que en terremotos muy severos la velocidad sísmica (*Peak Ground Velocity* o PGV) adquiere mayor importancia [11].

El PGA es la métrica de sismos más utilizada en ingeniería, y es el valor utilizado para establecer normativas sísmicas y zonas de riesgo sísmico. Corresponde a la máxima aceleración del terreno que siente una partícula elemental en un sismo, medidas en 3 dimensiones, aunque normalmente se utiliza la máxima componente horizontal medida [12]. Para un área afectada el PGA se determina por medio de las *Ground Motion Prediction Equation* (GMPE). A continuación en (1), la forma general de la ecuación:

$$\ln(PGA) = C_1 + C_2M + C_3 \ln(R + C_4 e^{C_5 M}) + C_6 h \quad (1)$$

donde, M es la magnitud local, R es la distancia euclidianda desde el epicentro hacia un punto específico [km], h es la profundidad del epicentro [km] y C_i son coeficientes obtenidos de forma empírica, por medio de regresiones con datos de mediciones de PGA provenientes de estaciones sismográficas.

2.1.2.1. Modelamiento del Daño en Estructuras

Una de las formas más utilizadas para representar el funcionamiento de una estructura son las curvas de fragilidad. Estas representan la probabilidad de que la respuesta de una estructura alcance o exceda un determinado estado límite, en función de un parámetro que represente la intensidad del movimiento del suelo.

Para generar curvas de fragilidad existen distintos métodos, los cuales básicamente difieren en los datos de entrada y en el método de obtención de las probabilidades asociadas a cada estado de daño, en general, todos ajustan una función de distribución lognormal, $\Phi[\cdot]$, a los resultados obtenidos, de tal forma que es posible determinar las probabilidades de exceder o igualar un estado discreto de daño ds_i ante un espectro de desplazamiento S_d , esto es:

$$P[ds_i | S_d] = \Phi \left[\frac{1}{\beta_{ds}} \ln \left(\frac{S_d}{\bar{S}_{d,ds}} \right) \right] \quad (2)$$

donde:

- $\bar{S}_{d,ds}$: Valor medio del desplazamiento ocasionado para alcanzar el umbral de estado de daño (ds).
- β_{ds} : Desviación estándar logarítmica del desplazamiento según el estado de daño.
- $\Phi[\cdot]$: Función de probabilidad acumulada de la distribución normal.

Para poder representar dichas distribuciones, se tiene que distinguir entre los diferentes posibles estados de daño, como se muestra en la Figura 2-3, y asignarle a cada uno, el valor correspondiente de media y desviación estándar [13].

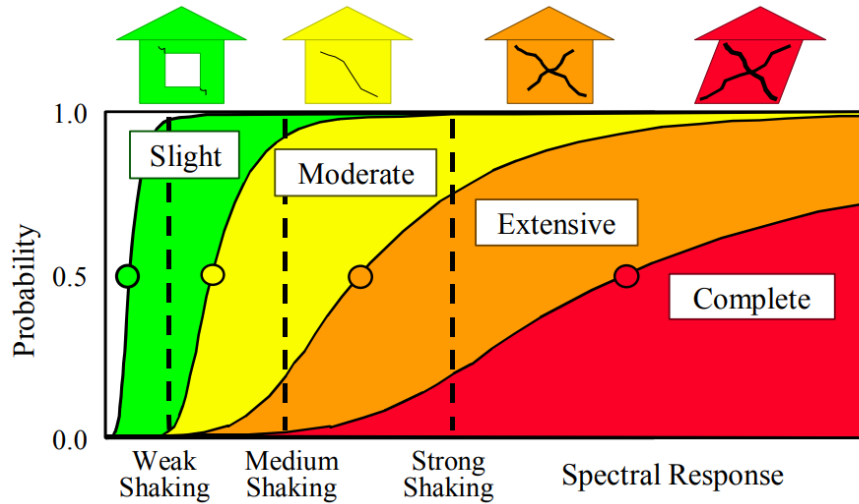


Figura 2-3: Curvas de Fragilidad para diferentes estados de daño [13].

Siendo x una variable aleatoria con distribución de probabilidad uniforme y dado un valor S_d , la probabilidad de que un equipo se encuentre en un estado de daño ds es:

$0 \leq x \leq P[ds_5 S_d]$	Equipo en estado de daño ds_5 : Completo
$P[ds_5 S_d] \leq x \leq P[ds_4 S_d]$	Equipo en estado de daño ds_4 : Extensivo
$P[ds_4 S_d] \leq x \leq P[ds_3 S_d]$	Equipo en estado de daño ds_3 : Medio
$P[ds_3 S_d] \leq x \leq P[ds_2 S_d]$	Equipo en estado de daño ds_2 : Menor
$P[ds_2 S_d] \leq x \leq 1$	Equipo en estado de daño ds_1 : Nulo

2.1.3. Interdependencia de Infraestructuras Críticas

Se puede definir infraestructuras críticas como aquellos sistemas u organizaciones que prestan bienes y servicios esenciales a la comunidad, y cuya incapacidad o destrucción tendría un impacto debilitante en la seguridad económica del país. El Gobierno de Canadá (GOC) define infraestructuras críticas como "instalaciones, redes y servicios de tecnología física y de la información y activos, que si se trastornan o destruyen, tendrían un impacto serio en salud, seguridad, o bienestar económico de los canadienses o el funcionamiento efectivo de gobiernos en Canadá" [14]. Dentro de las cuales están el sistema de energía eléctrica, telecomunicaciones, gas natural y petróleo, banca y finanzas, transporte, sistema de suministro de agua, servicios del gobierno y emergencia. Estas múltiples infraestructuras están conectadas como un "sistema

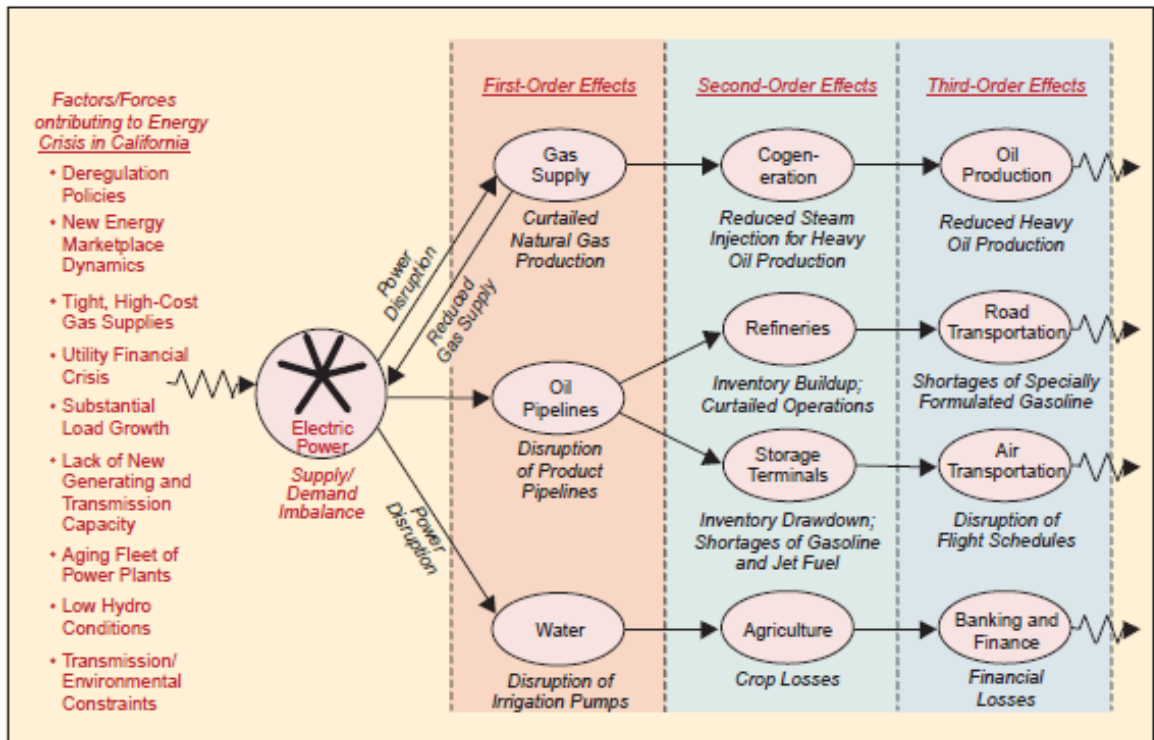


Figura 2-5: Ejemplos de interdependencias y efecto de enésimo orden [15].

2.1.4. Importancia del corte de suministro eléctrico en la salud

Cuando se produce un corte de suministro eléctrico, los clientes se ven fuertemente afectados, tanto en el sector industrial como el residencial. Actualmente, las personas son altamente dependientes de la electricidad en el diario vivir, por lo tanto, aunque sea de baja duración el corte, influye directamente en la calidad de vida de las personas. Algunas consecuencias de cortes eléctricos son, por ejemplo, que personas puedan quedar atrapadas en los transportes públicos dependientes de electricidad (metro/tren) y/o en ascensores, residentes de departamentos de gran altura pueden quedar sin suministro de agua potable, equipos médicos operados en casa pueden quedar inutilizables, las ambulancias responderán más lento de lo normal, entre otros.

Por otro lado, existen efectos indirectos hacia las personas cuando se produce un corte de suministro eléctrico, es decir, efectos de enésimo orden. Los cuales, pueden ser desde accidentes de tránsito hasta muertes por parte de personas electrodependientes, son precisamente estas consecuencias las de interés en esta sección. Existen pocos antecedentes sobre cómo las interrupciones de energía afectan la salud, mortalidad o calidad de vida de las personas. En [16] se indica que los impactos en la salud debido a cortes de energía han sido subestimados, lo que tiene implicancia en la planificación de emergencia, así como para la evaluación del impacto total de los desastres nacionales y otros eventos relacionados con el corte de suministro.

En general, las muertes asociadas a cortes de suministro eléctrico son consideradas accidentales, por ejemplo, accidentes de tránsito debido a semáforos apagados. Pero existen otras muertes que son indirectas (no accidentales), por ejemplo, muerte por intoxicación debido a la quema de carbón utilizado para calefaccionar un recinto cerrado. Existen numerosos casos sin registro en el mundo de muertes indirectas debido a cortes de suministro eléctrico, por lo que, cuando se estima el número de muertes por cortes fácilmente se podría estar subestimando dicho valor. En [16] se investiga la mortalidad debido al corte de energía más grande de Estados

Unidos hasta la fecha. El corte de energía se produjo el día 14 de agosto de 2004 a las 12:00 hrs, hasta el 15 de agosto del mismo año a las 7:00 hrs, en Nueva York, NY. El estudio compara la mortalidad de la población en los días con suministro eléctrico y sin suministro, a través de un modelo lineal generalizado con datos de 1987-2005, incorporando posibles factores de confusión, incluyendo el clima y las tendencias de mortalidad estacional. Los resultados arrojaron que la mortalidad aumentó, tanto por muertes accidentales (122% [95% de intervalo de confianza = 28% - 287%]) como por muertes no accidentales, es decir, relacionadas con enfermedades (25% [12%-41%]), dando como resultado aproximadamente 90 muertes en exceso.

Comprender el impacto de los cortes de energía en la salud es relevante, más aun debido al constante aumento de la demanda energética, lo cual, junto al cambio climático, pueden aumentar la presión sobre las redes eléctricas y, por consiguiente, aumentar la frecuencia de las interrupciones de suministro, si no se mejoran los sistemas.

2.2. Resiliencia en Sistemas Eléctricos de Potencia

2.2.1. Concepto de Resiliencia

Conforme a la literatura disponible, el concepto resiliencia en el sector eléctrico, aun no tiene una definición universalmente aceptada. El Centro de Investigación de Energía del Reino Unido [17] utiliza la siguiente definición de resiliencia: *“Capacidad de un sistema eléctrico para tolerar una perturbación y seguir entregando energía a los consumidores. Un sistema eléctrico resiliente puede rápidamente recuperarse de golpes y puede proveer medios alternativos para satisfacer las necesidades de servicios de energía en caso de cambio extremo de circunstancias“*; por otra parte, El Consejo Asesor de Infraestructura Nacional (NIAC) de EE.UU, proporciona una definición similar y más genérica de resiliencia aplicable a cualquier infraestructura crítica, además considera la habilidad de absorber perturbaciones, adaptar la operación y estructura de las infraestructuras críticas, para prevenir o mitigar el impacto de eventos similares en el futuro. Las principales características provistas por NIAC son robustez, ingenio, rápida recuperación y adaptabilidad [18]; la Oficina del Gabinete del Reino Unido, define resiliencia de una infraestructura crítica como la habilidad de *“anticipar, absorber, adaptarse y / o recuperarse rápidamente de un evento perturbador “*; La resiliencia se define en [19], como las características de *“robustez y recuperación de la infraestructura y operación de los servicios públicos, los cuales, evitan o minimizan las interrupciones del servicio durante un evento extraordinario o peligroso“*.

El Centro Multidisciplinario de investigación de Ingeniería en Terremotos (MCEER) introdujo un marco general para definir resiliencia sísmica [20] y características de resiliencia incluyendo solidez, redundancia, ingenio y rapidez, en términos técnicos, dimensiones organizacionales, sociales y económicas. La resiliencia está definida por la Oficina de las Naciones Unidas para Reducción de Desastres (UNISDR) como: *“la capacidad de un sistema, comunidad o sociedad expuesta a peligros para resistir, absorber, acomodar y recuperarse de los efectos de un peligro en un tiempo y de manera eficiente, incluso a través de la preservación y restauración de sus estructuras y funciones básicas esenciales “* [4] .

Aunque falta consenso sobre la definición de resiliencia, la esencia de las definiciones de resiliencia es generalmente la misma, un concepto general que abarca el rendimiento del sistema antes, durante y después de eventos desastrosos. La resiliencia por lo tanto se puede definir como *“la capacidad de una entidad para anticipar, resistir, absorber, responder, adaptarse y recuperarse de una perturbación “*. Este término tiene un carácter principalmente cualitativo, por lo que, uno de los principales desafíos hoy en día, es cuantificar la resiliencia con el objetivo de definir parámetros que permitan medirla y aplicarla en la planificación y operación, de modo

que mejore el modo de actuación de los sistemas eléctricos de potencia ante grandes contingencias. Una selección de métricas que permitan contabilizar la Resiliencia, pueden ser los tiempos de recuperación ante cortes en el suministro eléctrico o bien el porcentaje de consumidores afectados [20].

2.2.2. Características y etapas de un SEP resiliente

Dentro de las características que se pueden atribuir a un sistema eléctrico resiliente se tienen [9]:

- **Resistencia al evento:** Capacidad del sistema de mantener la operación ante la acción de un peligro o gran contingencia.
- **Tiempo de restauración:** Tiempo que tarda el sistema en recuperarse en función de un nivel determinado de daño. Dicha recuperación se traduce en el levantamiento parcial o total de carga para que regrese el suministro eléctrico a los consumidores.
- **Capacidad de preparación y planificación a futuros BPAI:** Habilidad de las organizaciones e involucrados de implementar medidas para reducir, a futuro, el efecto de estas contingencias en la infraestructura eléctrica.
- **Capacidad de adaptación:** Capacidad de las organizaciones e involucrados que operan y administran las redes eléctricas, de reaccionar ante condiciones externas (como las acciones derivadas de un desastre natural) o internas (como decisiones de gestión o envejecimiento de la infraestructura), que pueden afectar el rendimiento de la red eléctrica.

Cuando un sistema es impactado por un evento disruptivo, se ve alterado su funcionamiento, la Figura 2-6, se muestra el proceso de dos sistemas, uno tradicional y otro resiliente. Se aprecia claramente las etapas que van atravesando ambos sistemas a lo largo del tiempo, se identifica una etapa previa al evento, que serviría de preparación y anticipación al evento, de manera de aumentar o tener un nivel suficiente de resiliencia, luego del evento disruptivo comienza el proceso de contención y absorción de la perturbación, la siguiente etapa corresponde es de respuesta y adaptación del sistema, finalmente la recuperación del sistema para volver al mismo nivel de resiliencia o superior.

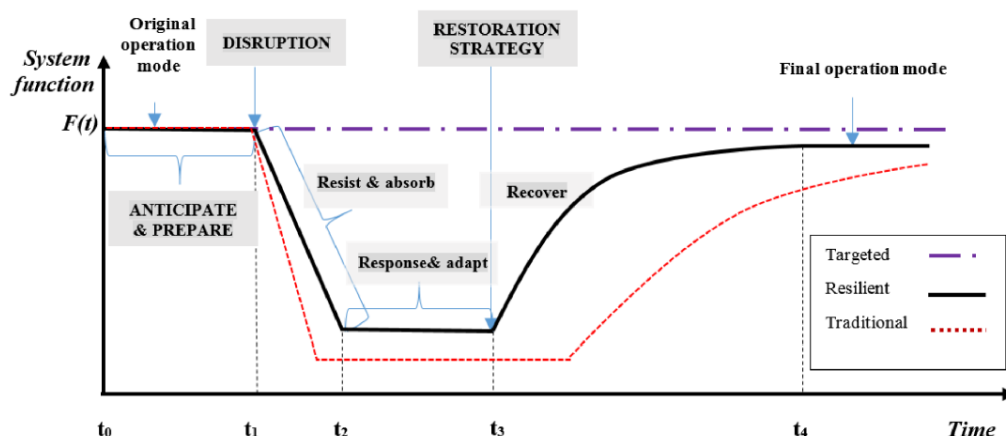


Figura 2-6: Proceso ilustrativo de un sistema de potencia resiliente a través de una perturbación [4].

A continuación, se describen las etapas anteriores con los posibles elementos de un sistema resiliente. Del instante t_0 a t_1 , una avanzada previsión meteorológica y sistemas de

apoyo de decisión, pueden ser empleados para la anticipación y preparación a desastres; de t_1 a t_2 , el sistema puede resistir mejor los desastres a través del endurecimiento del sistema, como actualizar postes con materiales más fuertes y robustos, instalaciones subterráneas, seguridad cibernética, manejo de la vegetación, entre otros; de t_2 a t_3 , la respuesta y adaptación se pueden realizar a través de métodos de despacho de recursos eficientes, y finalmente estrategias de restauración más avanzadas tales como islas de microrredes o instalación de fuentes de energía distribuidos, se emplearán de manera oportuna para restaurar el sistema a un nivel de rendimiento casi normal [6].

Las definiciones anteriores muestran que la resiliencia depende del tiempo, y como tal, se puede dividir en resiliencia de corto y largo plazo, como se aprecia en la Figura 2-7. La resiliencia de corto plazo se refiere a las características que una red eléctrica resiliente debe tener antes (precondiciones, como la demanda de carga y condiciones climáticas), durante (eventos en cascada) y después (restauración) de un evento disruptivo, es decir, robustez / resistencia, ingenio / redundancia y recuperación, respectivamente [5]. La efectividad de las acciones preventivas y correctivas, dependen en gran medida de la capacidad de los operadores del sistema para percibir y comprender correctamente la información y datos recibidos, detectar el problema, establecer prioridades, identificar los recursos disponibles y luego aplicar las medidas más apropiadas para restaurar el sistema a un estado resiliente. La resiliencia a corto plazo de un sistema de energía, cambia durante una perturbación eléctrica, dependiendo de su capacidad para hacer frente de manera rápidamente y efectiva a las condiciones del sistema en evolución, o su capacidad de degradarse gradualmente durante una perturbación eléctrica.

Por otro lado, la resiliencia de largo plazo se refiere a la adaptabilidad de una infraestructura crítica ante condiciones cambiantes y nuevas amenazas, es decir, planificación para mejorar la resiliencia de la red a adversidades futuras, eventos meteorológicos y adaptación al cambio climático [5].

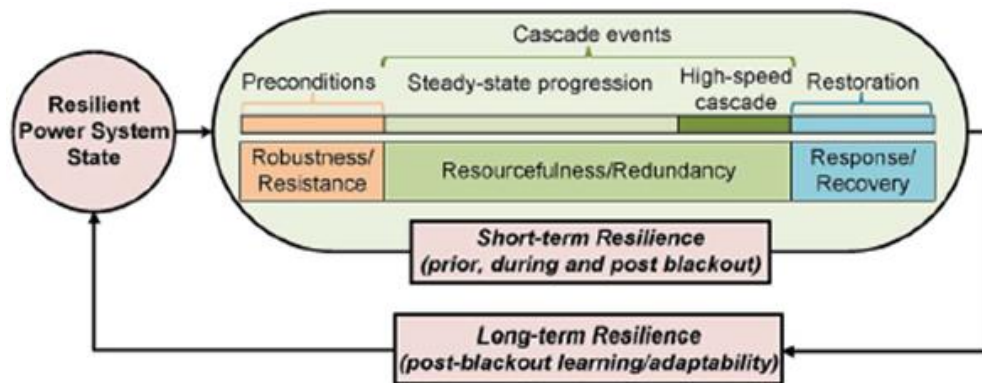


Figura 2-7: Resiliencia de corto y largo plazo [8].

2.2.3. Resiliencia del Sistema de Distribución

El sistema de distribución tiene como función suministrar energía desde las subestaciones de distribución primarias, que reducen los niveles de alta tensión de las líneas de transmisión a niveles de media tensión para su ramificación hasta los clientes finales. Forma una red enmallada que opera normalmente en forma radial, cuya extensión y características principales dependen de la localidad, y de la compañía eléctrica que suministra la energía.

Cuando se produce un evento de baja probabilidad y alto impacto, el 90% de las interrupciones se producen en el sistema de distribución, siendo el que mayores daños tiene y

el que más tiempo demora en repararse tras el evento, en comparación a los sistemas de generación y transmisión. Además, debido al cambio climático estos eventos de baja probabilidad y alto impacto están ocurriendo cada vez con mayor frecuencia e intensidad en el mundo.

2.2.3.1. Factores que Influyen

La resiliencia de cualquier sistema de distribución, a pesar de su ubicación específica, depende de una serie de condiciones. En [21] se tiene la siguiente hipótesis, la resiliencia del sistema de distribución depende de dos factores principales: 1) Infraestructura de la distribución, condiciones medio ambientales en las que opera, y la interacción entre ambos. 2) La prioridad de restauración dada por las compañías y la efectividad de la respuesta de las mismas. Por lo tanto, conceptualmente la duración de las interrupciones depende de los siguientes factores:

- **La naturaleza externa de la perturbación:** el tipo e intensidad del clima u otro evento esta positivamente correlacionado con la extensión del daño y por lo tanto el tiempo de reparación.
- **Condiciones ambientales prevalecientes:** lugares con líneas aéreas largas, pesadas y expuestas a vegetación abundante, serán más vulnerable a cortes de suministro debido a eventos climáticos.
- **Uso del terreno:** Áreas densas pueden experimentar más apagones o requerir tiempo de restauración más largos eléctricas debido a la congestión.
- **Características Infraestructurales:** El tipo de alimentador (aéreo o subterráneo), su edad, y si un sistema de distribución es en bucle (interconectado) o radial afecta su vulnerabilidad a los impactos del clima.
- **El número de clientes afectados:** Compañías darán prioridad de restauración a las interrupciones que afecten un gran número de clientes.
- **Tipo de cliente afectado:** las compañías eléctricas darán prioridad de restauración a activos críticos tales como hospitales.
- **Acceso de cuadrillas de reparación a la ubicación de la interrupción:** Ubicaciones cercanas de reparar, deberían experimentar un tiempo de restauración más corto.

2.2.3.2. Sistema de Distribución de Santiago

La ciudad de Santiago incluye 37 comunas, de las cuáles, 26 se encuentran completamente dentro del radio urbano y 11 con alguna parte fuera de él. La mayor parte de la metrópolita se encuentra dentro de la provincia de Santiago, con algunas comunas dentro de las provincias de Cordillera, Maipo y Talagante.

Enel Distribución Chile S.A. es la empresa que tiene la concesión en Santiago, esta empresa es la más grande de Chile, representando el 43% del total de ventas de las distribuidoras del país, y en donde su área de concesión abarca 2.065,4 km², considerando 33 comunas de la Región Metropolitana: Cerrillos, Cerro Navia, Conchalí, Estación Central, Independencia, La Cisterna, La Florida, La Granja, La Reina, Las Condes, Lo Espejo, Lo Prado, Macul, Maipú, Ñuñoa, Pedro Aguirre Cerda, Peñalolén, Pudahuel, Quinta Normal, Recoleta, Renca, San Joaquín, San Miguel, San Ramón, Vitacura, Santiago, Providencia, Huechuraba, Quilicura, Lo Barnechea, Colina, Lampa y Til Til. Incluyendo las zonas abarcadas por Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda., el área de concesión total asciende a 2.105,4 km² [22].

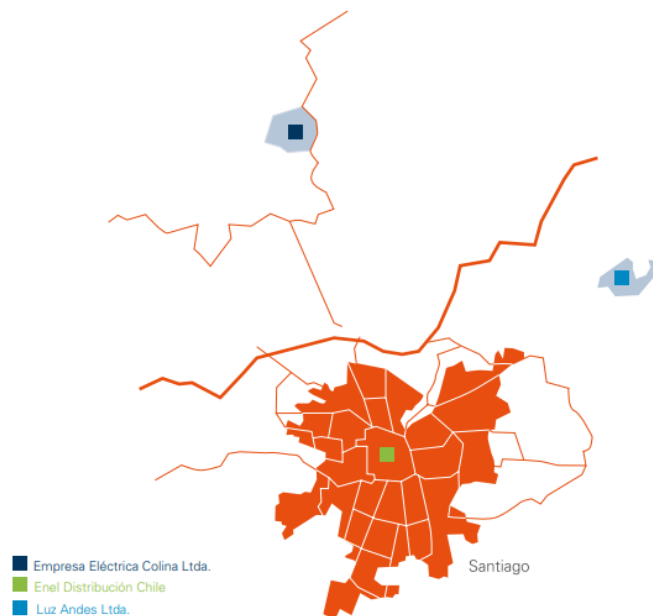


Figura 2-8: Mapa de Santiago y ubicación de las empresas distribuidoras de energía eléctrica [22].

Algunas características de la Enel distribución en Santiago son:

- **Transformadores de Distribución:** Se dispone de la localización de 21.703 elementos encargados de reducir la tensión trifásica de las redes de distribución eléctrica a tensión de consumo en domicilios para clientes regulados o libres finales. Aparte de la ubicación de esta infraestructura eléctrica, se conoce también el tipo de transformador: aéreo o subterráneo.
- **Transformadores Particulares:** Son aquellos que pertenecen a los clientes, pudiendo ser clientes libres, aquellos cuyo precio de la energía está libremente acordado con las empresas distribuidoras, o regulados. Se tienen en total 6541 transformadores particulares en la ciudad de Santiago. Al igual que con los Transformadores de Distribución, de los Particulares también se conoce el tipo que es.
- **Centros de Operación y Mantenimiento:** Los centros de mantenimiento se encuentran ubicados en Av. Vicuña Mackenna 264 y Pedro Aguirre Cerda 9088, son estaciones donde se ubican los recursos, pero no el punto de partida de las cuadrillas de emergencia. El lugar desde el que salen, para atender a una emergencia, es desde los centros operativos de los contratistas que tiene la empresa de distribución. Además, Enel Distribución cuenta con cuatro centros de operación de cuadrillas de emergencia, trabajando de dos a tres personas por cuadrilla.

2.3. Sistemas de Almacenamiento

Según la ley general de servicio eléctricos (ley 20.936), se define por sistemas de almacenamiento: *Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.* (Artículo 225°, literal ad) [1].

Las tecnologías de almacenamiento de energía permiten una compensación en el tiempo, entre la generación y el consumo de energía. Esta capacidad de almacenar energía tiene un profundo impacto no solo en las características físicas de red eléctrica, sino también en el ámbito financiero y en las estrategias de inversión de los participantes del mercado. Por lo tanto,

precios económicos de almacenamiento tendrían el potencial de revolucionar la forma en que operan y despachan las redes eléctricas [23].

Los costos de las tecnologías de almacenamiento y su aplicación en los sistemas de potencia, se clasifican típicamente por su capacidad de descarga (MW) y capacidad de almacenamiento de energía (MWh), que define la cantidad de energía que se puede almacenar y qué tan rápido ese poder puede ser proporcionado. Usando esta clasificación, se puede definir cuatro amplias categorías de tecnologías de almacenamiento de energía, basadas en sus aplicaciones que se muestran en la Figura 2-9:

- *Power Quality & UPS* (Calidad de la energía y sistemas de suministro ininterrumpido)
- *Bridging Power*
- *Energy Management* (Gestión de la energía)
- *Bulk Energy Management* (Gestión de bloques de energía)

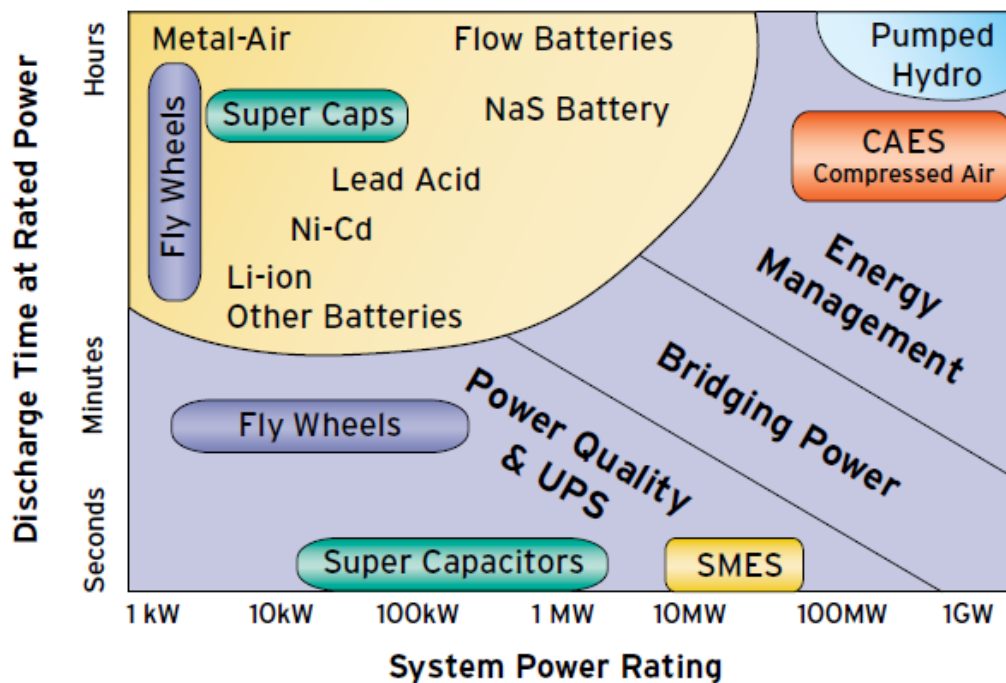


Figura 2-9: Tiempo de descarga a potencia nominal y clasificación de potencia del sistema de almacenamiento de energía para diversas tecnologías [23].

2.3.1. Oportunidades del Almacenamiento para mejorar la Resiliencia

Actualmente, se muestra gran interés por los sistemas de potencia distribuidos, estos sistemas son una combinación de fuentes de energía distribuida de producción de energía y almacenamiento de energía distribuida. Estos últimos, tienen el potencial de aumentar la seguridad de la red, mediante el alivio de la congestión en las redes, de los sistemas de transmisión y distribución existentes, disminuyendo las posibilidades de una interrupción de suministro; y a través de la diversificación de las fuentes de generación, lo que se traduce en menor vulnerabilidad del sistema, a un ataque o falla en puntos de la red centralizada [23].

Adicionalmente, los sistemas de almacenamiento de energía distribuidos tienen otras aplicaciones que benefician al sistema eléctrico, algunas de las cuales se describen a continuación [24]:

- Almacenamiento de energía de gran tamaño: ideales para la gestión energética con grandes variaciones en los requisitos de energía, así como para fuente de alimentación de respaldo, en caso de pérdida de la principal fuente de alimentación o como reemplazo de las principales.
- Seguimiento de carga: tienen la capacidad de seguir cambios de carga del sistema casi instantáneamente, lo que permite a unidades convencionales de generación, operar aproximadamente constantes o lentamente cambiando la potencia de salida.
- Pueden ayudar a nivelar las cargas y mejorar la estabilidad del sistema: tienen la capacidad de controlar potencia activa y reactiva simultáneamente, por lo que, pueden actuar como dispositivos para estabilizar las oscilaciones de frecuencia de la red.
- Control Automático de Frecuencia (AGC): Pueden utilizarse como una función de control en un sistema AGC, para soportar un mínimo de error de control de área.
- Mejora en la calidad de suministro: Pueden proporcionar una rápida respuesta inyectando energía activa en menos de un ciclo de potencia, evitando que los clientes pierdan poder y manteniendo la calidad de suministro.
- Control de flujo de potencia reactiva y corrección del factor de potencia.
- Pueden reducir la cantidad de generación requerida para abastecer a los clientes en momentos de alta de demanda (carga máxima).
- Tienen la capacidad de equilibrar microrredes para lograr buena coincidencia entre generación y carga.

2.4. Técnicas de Asignación

Cuando ocurre un evento de BPAI que afecta el sistema de distribución de una ciudad, una vez conocidos los elementos en falla, son las cuadrillas de emergencia de la distribuidora las encargadas de reparar estos elementos. Las cuadrillas salen desde determinados puntos de la ciudad (centros de operación), por lo tanto, se puede realizar una división de la zona afectada considerando un criterio de proximidad de los elementos fallados hacia dichos puntos. Es por esto que se utilizan los polígonos de Voronoi, para crear la división de las zonas y lograr que cada elemento fallado, sea atendido por una cuadrilla del centro de operación más cercano a él, en consecuencia, que el tiempo de recuperación del mismo sea el menor posible.

Una vez asignados los elementos fallados de la red a una zona, se deberán recuperar en función de los recursos disponibles, en este caso particular, de la cantidad de cuadrillas que dicho centro de operación tenga disponible. Por lo tanto, se vuelve a necesitar una asignación de los elementos fallados esta vez a cada cuadrilla. La disciplina que se ocupa de la clasificación de objetos en un número de categorías o clases, es el reconocimiento de patrones [25]. El tipo de objeto a clasificar depende la aplicación particular. En la literatura de reconocimiento de patrones, estos objetos son referidos como *patrones* y en general, corresponden a mediciones de algún fenómeno real. Los patrones son representados como vectores y pueden corresponder a imágenes, formas de onda de señales o cualquier otro tipo de mediciones que necesiten ser clasificadas [26].

En general, para un problema de reconocimiento de patrones se dispone de un conjunto de patrones $X = \{x_1, \dots, x_n\}$, con $x_i \in \mathcal{R}^d$, donde cada patrón x_i corresponde a una muestra de x . En términos formales, dado X , el problema de clasificación consiste en particionar X en c subconjuntos o clases a través de la regla de asignación $D: \mathcal{R}^d \rightarrow \{0,1\}^c$, con $\sum_{k=1}^c D_k(x) = 1$. Cada una de las clases se denomina como C_k , con $k \in \{1, \dots, c\}$.

Para lograr esta clasificación, se requiere un proceso de aprendizaje, el cual puede ser supervisado o no supervisado. En el primer caso, se cuenta con una referencia o etiqueta previamente asignada, la cual puede ser aprendida por un clasificador. En el caso no supervisado, las etiquetas no existen y la clasificación se hace de acuerdo a alguna noción de similitud [27]. A este caso se le denomina en la literatura como clustering, aunque puede encontrarse como taxonomía numérica, tipología, particionamiento o simplemente aprendizaje no supervisado [25], y es el método que se utiliza en este trabajo para agrupar los elementos fallados de una misma zona en subconjuntos, donde el número de subconjuntos es igual a la cantidad de cuadrillas disponibles en cada centro de operación.

2.4.1. Diagrama de Voronoi

Se entiende por diagrama de Voronoi a la partición de un plano con n puntos en polígonos convexos, tal que cada polígono contenga exactamente un punto generador, y que cada punto en un polígono dado, esté más cerca de su punto generador que de cualquier otro. Un diagrama de Voronoi a veces también se conoce como Teselación de Dirichle, y las zonas se denominan regiones de Dirichlet o polígonos de Voronoi [28].

El diagrama de Voronoi es una estructura que captura la información de proximidad de un conjunto de puntos P descomponiendo el plano en regiones poligonales convexas [29]. Entre sus aplicaciones geométricas, se encuentra la construcción de la triangulación de Delaunay dualizando el diagrama de Voronoi, o la búsqueda del punto $p_i \in P$ más cercano a un punto q del plano. Entre sus aplicaciones no geométricas, se encuentran usos ecológicos, como determinar la supervivencia de organismos en competencia por alimentos o luz (por ejemplo, árboles en un bosque), y usos en redes sociales para representar las relaciones entre personas [30].

Proposición. *Dado un conjunto finito de puntos del plano, P , el diagrama de Voronoi de P , $Vor(P)$, es la descomposición del plano en las regiones asociadas, por proximidad, a cada uno de los puntos de P . Dichas regiones se denominan regiones de Voronoi.*

La región de Voronoi de un punto $p_i \in P$ es:

$$Vor(p_i) = \{x \in \mathcal{R}^2 \mid d(x, p_i) \leq d(x, p_j) \forall j \neq i\} \quad (3)$$

La Figura 2-10 ilustra el diagrama de Voronoi de un conjunto de puntos P . Por lo tanto, la región de Voronoi asociada al punto $p_i \in P$, $Vor(p_i)$, contiene los puntos del plano que están más cerca del punto p_i que del resto de puntos de P . Las aristas de $Vor(p_i)$ son porciones de mediatrices de pares de puntos, y pueden ser de tres tipos:

1. Rectas, si los puntos de P están alineados. (Ver Figura 2-11).
2. Semirectas, si son dos puntos que determinan la arista son consecutivos en la envolvente convexa de P . (Ver Figura 2-10).
3. Segmentos. Si al menos uno de los puntos que determina la arista es interior a la envolvente convexa de P . (Ver Figura 2-10).

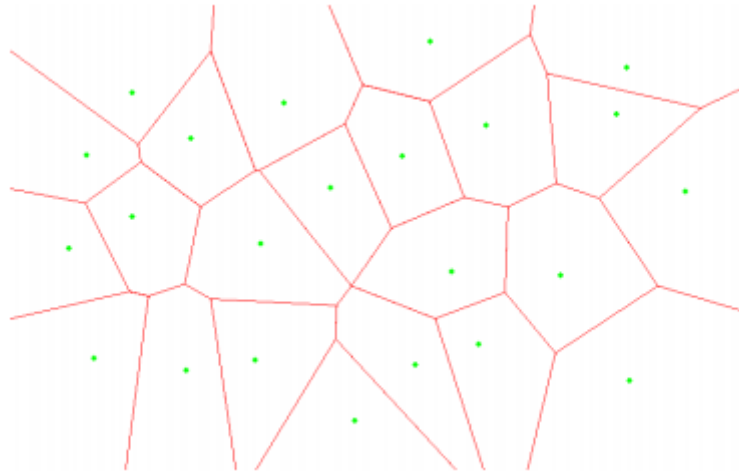


Figura 2-10: Diagrama de Voroni de P [30].

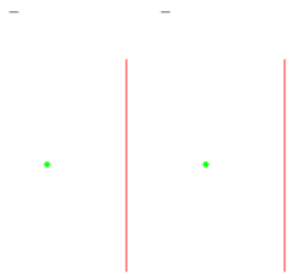


Figura 2-11: Regiones de Voronoi delimitadas por rectas [30].

Añadiendo un punto en el infinito, como extremo de todas las semirrectas y rectas, $Vor(P)$ es un grafo plano y, en consecuencia, se le puede aplicar la fórmula de Euler para obtener una relación entre el número de vértices (v), el número de aristas (a), y el de caras (n): $(v + 1) + n = a + 2$ de donde $v + n = a + 1$. Además, como cada vértice de Voronoi es incidente al menos a 3 aristas y cada arista tiene exactamente 2 extremos, tenemos que $2a \geq 3(n + 1)$, por lo que $v \leq 2n - 5$ y $a \leq 3n - 6$. Por lo tanto, la complejidad de $Vor(P)$ es $O(n)$. Aunque para algún $p_i \in P$, $Vor(p_i)$ puede tener $n - 1$ aristas, el promedio de aristas de una región de Voronoi en cualquier punto P es:

$$\frac{2a}{n} \leq \frac{6n - 12}{n} = 6 - \frac{12}{n} \leq 6 \quad (4)$$

Es conveniente mencionar ahora que la triangulación de Delaunay, $Del(P)$, es el grafo dual rectilíneo de $Vor(P)$. En concreto, las aristas de la triangulación de Delaunay unen aquellos puntos de P que son vecinos en $Vor(P)$, es decir, cuyas regiones de Voronoi son adyacentes [30].

2.4.2. Clustering

El análisis de *clusters*, o simplemente *clustering*, consiste en particionar un conjunto de datos o patrones de manera que aquellos pares de patrones similares entre sí queden en el mismo grupo, mientras que los pares de patrones que no son similares queden en grupos distintos. A cada grupo de patrones resultante se le denomina comúnmente en inglés como cluster, de donde proviene el término clustering (agrupación o agrupamiento, ambas palabras describen a la vez la acción y el efecto de agrupar, es por esto que es correcto hablar tanto de un algoritmo de clustering, como del clustering producido por el algoritmo). El análisis de clusters suele

referirse también como clasificación no supervisada, ya que en términos generales consiste en un problema de clasificación (se debe asignar una clase o etiqueta a cada patrón), sólo que en la ejecución del algoritmo no se dispone de etiquetas reales que deban ser aprendidas. El aprendizaje de las clases debe hacerse utilizando sólo los patrones mismos y medidas de similitud entre ellos. De ahí el concepto de aprendizaje no supervisado [26].

Es claro que la definición de similitud determinará el tipo de cluster a formar. Por ejemplo [25], considérese los siguientes animales: oveja, perro, gato (mamíferos), gorrion, gaviota (aves), serpiente, lagarto (reptiles), trucha, salmón, tiburón (peces), y rana (anfibio). Si se quisiera separar estos animales en clusters, es necesario definir un criterio de similitud o “criterio de clustering”. Si el criterio es la forma en que nacen las crías de los animales, la oveja, el perro, el gato y el tiburón quedarían en el mismo cluster y todos los demás animales quedarían en un segundo cluster. Por otro lado, si el criterio es el ambiente donde viven los animales (terrestre o acuático), la oveja, el perro, el gato, el gorrion, la gaviota, la serpiente y el lagarto formarían un cluster (animales terrestres), la trucha, el salmón y el tiburón formarían un segundo cluster (animales acuáticos), mientras que la rana formará un cluster por si sola, ya que puede vivir en el agua o fuera de ella. Finalmente, se pueden usar también criterios compuestos. Por ejemplo, si el criterio es la forma en que nacen las crías y la existencia de pulmones, se formarían cuatro clusters. En definitiva, este ejemplo muestra que el proceso de asignar objetos a clusters puede llevar a resultados muy distintos, dependiendo del criterio de similitud utilizado.

En reconocimiento de patrones, las entidades a clasificar son patrones multidimensionales que en general representan mediciones de algún fenómeno real. El problema de clustering consiste formalmente en, dado un conjunto de datos $X = \{x_1, \dots, x_n\}$ particionar X en c subconjuntos (clusters) de manera de que los datos u objetos que sean similares entre sí, queden en el mismo subconjunto y los objetos que no sean similares entre sí queden en subconjuntos distintos. A diferencia del caso supervisado, en general no se dispone de etiquetas C_k asignadas previamente por un instructor, por lo que el clustering se debe generar sólo de acuerdo a las similitudes entre los patrones, lo que conlleva una ambigüedad que se manifiesta en la ausencia de una definición matemática del concepto similitud entre los pares de patrones. Esto sucede porque el concepto de cluster es una generalización a una cantidad arbitraria de dimensiones de lo que los seres humanos perciben en dos o tres dimensiones como nubes de alta densidad de puntos, una intuición que es difícil de traducir a conceptos matemáticos [26]. Por ejemplo, en la Figura 2-12: Ejemplos de distintos tipos de clusters. Figura 2-12 se muestran varios clusters de distinta naturaleza, no es claro cuántos clusters existen en la figura, ya que no existe una definición precisa del concepto de cluster. A gran escala, se perciben cuatro grandes clusters, pero a una escala más fina, la respuesta probablemente variaría según el observador. Algunas personas podrían identificar 9 clusters y otras 12, sin que ninguna respuesta sea más correcta que la otra. En la figura se aprecian clusters de forma circular, alargada e incluso tipo anillo.

Los algoritmos de clustering son diseñados para capturar la noción humana de un cluster, su fin último es la aplicación para la clasificación no supervisada de conjuntos de datos complejos, de alta dimensión y no interpretables por humanos. Por lo tanto, medir el desempeño de un método de clustering es un problema en sí mismo: dada la falta de una definición formal de un cluster, no existe un criterio de desempeño objetivo, a menos que se considere conocimiento humano previo, en algunos casos presente en forma de etiquetas previamente asignadas por un experto. Se han definido muchos criterios para comparar desempeños de métodos de clustering, algunos que consideran este conocimiento previo y otros que no. Estos criterios se denominan índices de validez [26].

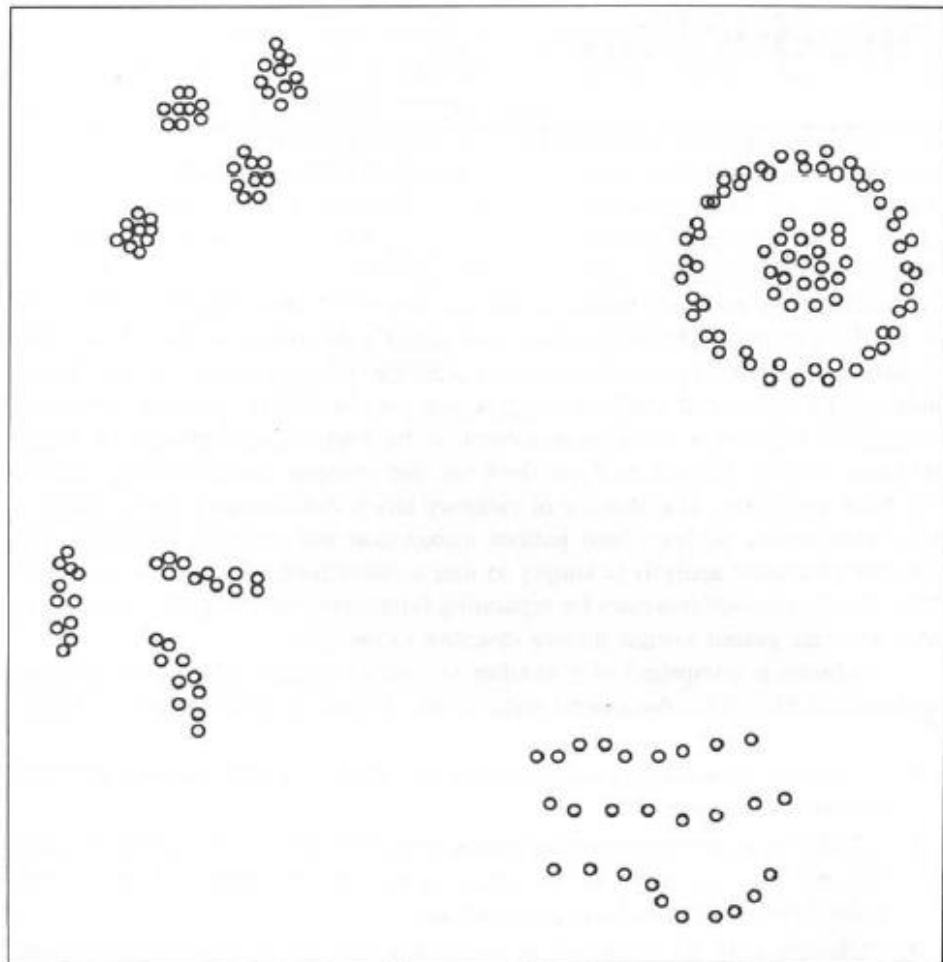


Figura 2-12: Ejemplos de distintos tipos de clusters [31].

2.2.1. Métodos de Clustering

Los métodos de clustering son aplicados en diversas disciplinas. Donde quiera que se reúna gran cantidad de datos, existirá la necesidad de agruparlos de manera no supervisada, en general como una etapa de análisis preliminar. Según [25], se pueden identificar cuatro direcciones básicas en que el clustering es de utilidad:

- Reducción de datos
- Generación de hipótesis
- Verificación de hipótesis
- Predicción basada en grupos.

Los autores concuerdan en que no existe un método de clustering que sea capaz de encontrar todos los tipos de clusters posibles en cualquier conjunto de datos. Lo que indica la gran extensión de posibilidades para hacer análisis de clusters. A continuación, se presenta una posible clasificación, que es según el resultado obtenido por el método de clustering. Según este criterio, los algoritmos se pueden clasificar en particionales y jerárquicos [32]. La Figura 2-13 se muestra un diagrama con una posible clasificación de los distintos enfoques para hacer análisis de clusters.

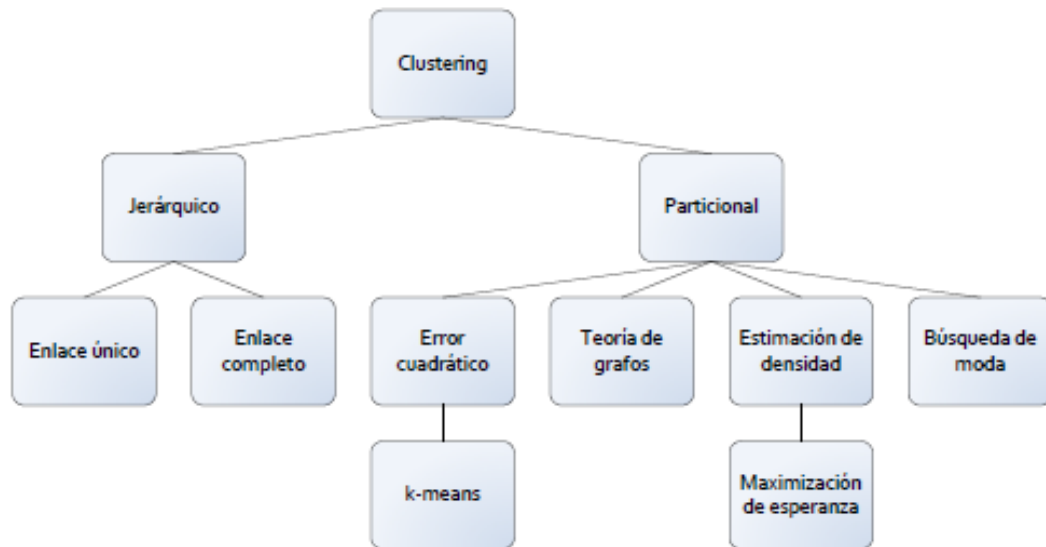


Figura 2-13: Clasificación de métodos de clustering según [32].

2.2.1.1. Algoritmo *K-means*

El método más simple y difundido de los que ocupan el criterio del error cuadrático es el algoritmo *k-means* [33]. El método comienza con una partición inicial aleatoria de los datos, y continúa reasignando los patrones a cierto *cluster* basado en la similitud entre el patrón y los centroides, hasta que se cumpla cierto criterio de detención (por ejemplo, que no haya reasignación de un patrón desde un *cluster* a otro, o que el error cuadrático no descienda significativamente por un número de iteraciones). El algoritmo *k-means* es popular porque es muy simple de implementar y porque su complejidad computacional es $O(n)$, donde n es el número de patrones. Un problema serio con este método es su sensibilidad a la partición inicial escogida, ya que puede converger fácilmente a un mínimo local del funcional de costos si la partición inicial es deficiente. El procedimiento que aplica este algoritmo es el siguiente [26]:

1. Elegir c centroides aleatoriamente, ya sea haciéndolos coincidir con c patrones cualesquiera, o definiéndolos al azar dentro del hipervolumen que contiene al conjunto de patrones.
2. Asignar cada objeto al *cluster* representado por el centroeide más cercano.
3. Recalcular los centroides como las medias de todos los patrones que fueron asignados a sus respectivos *clusters*.
4. Repetir desde el punto 2 hasta que se cumpla algún criterio de detención.

En resumen, dado un conjunto inicial de c centroides, el algoritmo continúa alternando entre los pasos de asignación y actualización, se considera que el algoritmo ha convergido cuando las asignaciones no cambian, o se alcanzó un número fijo de iteraciones o los clusters encontrados no cambian luego de cierto número de iteraciones. En la Figura 2-14 se muestra una representación gráfica de cómo funciona el algoritmo *k-means*.

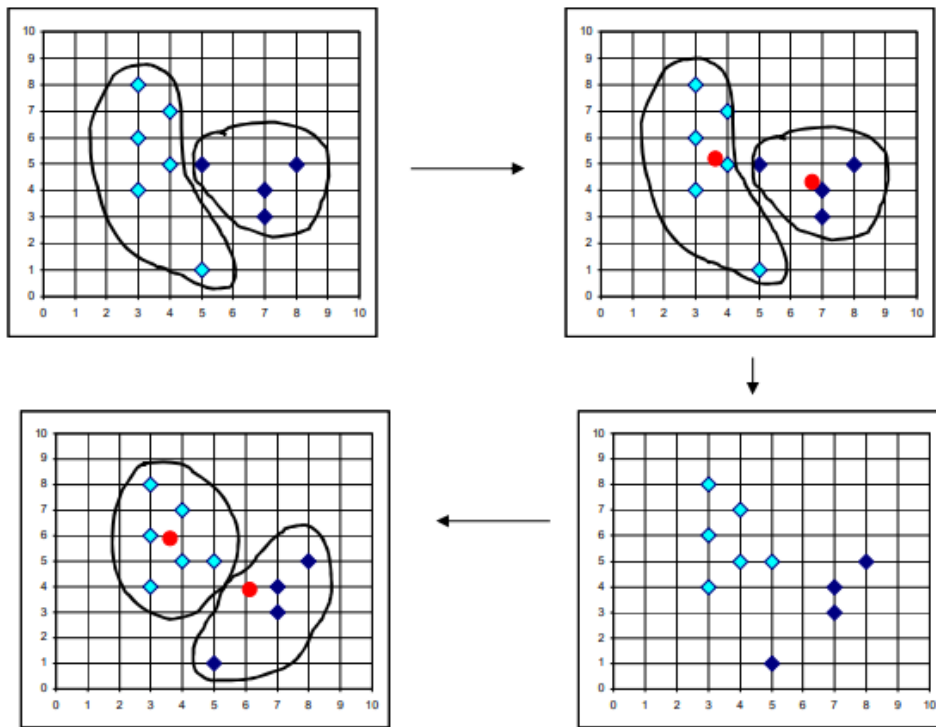


Figura 2-14: Algoritmo estándar de K-means [34].

2.5. Técnicas de Ruteo

En esta sección, se presentan los modelos o problemas de optimización relevantes para el desarrollo de la estrategia utilizada y los algoritmos para su resolución. El área de modelos de redes en el área de optimización es muy importante, ya que existen muchos problemas de estructura particular, que pueden expresarse mediante la noción de grafo o red [35]. Donde un grafo es un par (N, A) , donde N es un conjunto finito y $A \subseteq N \times N$. A los elementos en N se les llama nodos y a los pares ordenados en A se les llama arcos. Los arcos pueden tener una dirección asociada (arcos dirigidos), es decir, el par $(i, j) \in A$ es distinguible del par $(j, i) \in A$, que representa un arco en sentido contrario, en caso de no tener dirección, al arco normalmente se le denomina rama.

Una vez ocurrido el evento disruptivo, determinados los elementos fallados de la red y asignados a cada cuadrilla de emergencia, se debe determinar una metodología o algoritmo de ruteo que permita establecer el recorrido óptimo para la atención de estructuras y/o componentes dañados del sistema eléctrico, por parte de las cuadrillas. Este problema tiene como objetivo encontrar el camino más corto entre el nodo s y el nodo t en un grafo dado, es decir, encontrar una secuencia de arcos dirigidos y adyacentes entre s y t , de longitud mínima. Donde la longitud del arco puede ser interpretada en términos de costo, tiempo, distancia, etc [35].

Un tipo de modelación de redes es el Algoritmo Dijkstra, también conocido como el algoritmo de caminos mínimos, permite determinar el camino más corto dado un vértice origen al resto de los vértices en un grafo con pesos en cada arista. Se caracteriza por ser un algoritmo greedy; trabajar por etapas, y toma en cada etapa la mejor solución sin considerar consecuencias futuras; el óptimo encontrado en una etapa puede modificarse posteriormente si surge una solución mejor [36]. Dentro de sus aplicaciones destacan el enrutamiento de tráfico aéreo, el enrutamiento de paquetes por los routers y para sistemas de información geográfica,

pues la imagen queda representada como una matriz de dos puntos cada uno con una intensidad, en el cual cada nodo es un punto o pixel. En la Figura 2-15 se muestra un ejemplo de la ejecución del algoritmo.

El algoritmo sigue los siguientes pasos [37]:

1. Asignar a cada nodo del grafo con un valor infinito e inicializa el conjunto $S = \emptyset$.
2. Asignar al nodo inicial valor cero.
3. Asignar u al nodo con menor valor y que no esté en S .
4. Para cada nodo v adyacente a u y que no esté en S .
 - a. Si el valor de v es mayor $c_{u,v}$ más el valor de u , actualizar el valor de v .
5. Agregar u a S y volver a (3).
6. Finalizar cuando $z \in S$.

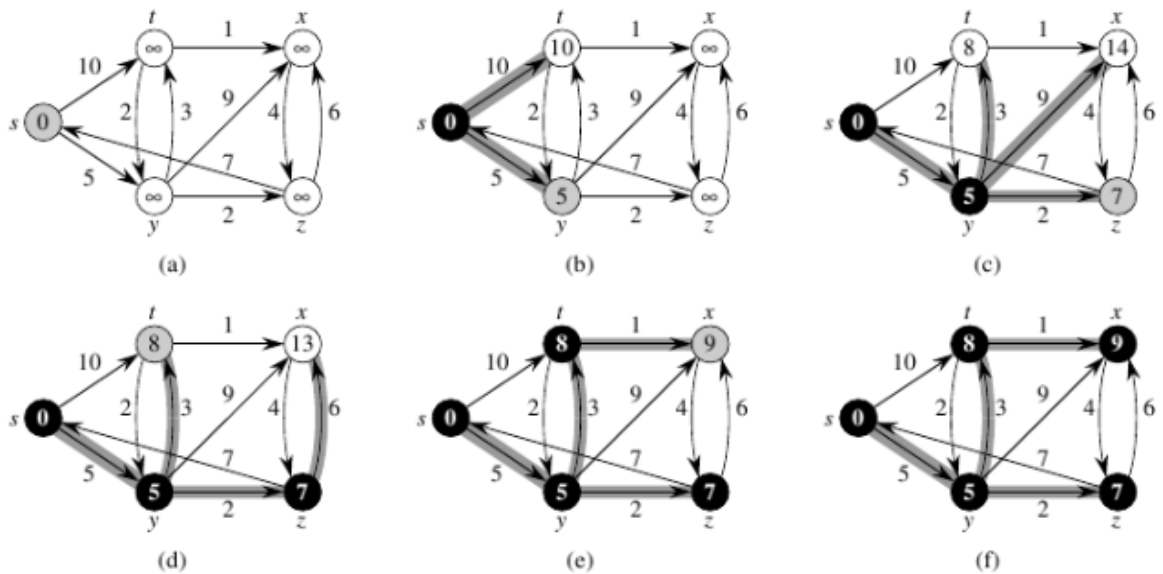


Figura 2-15: Algoritmo dijkstra [38].

2.5.1. Problema del Vendedor Viajero

El problema del vendedor viajero o *Traveling Salesman Problem* (TSP) es uno de los problemas de optimización combinatorial más estudiados y desafiantes en investigación. La interpretación práctica más común del TSP es la de un vendedor que busca la ruta más corta a través de n clientes o ciudades [39].

Matemáticamente, el problema se puede plantear como sigue: Dada una matriz de costo $C = (c_{ij})$, donde c_{ij} representa el costo de viajar desde el nodo i hasta un nodo j , ($i, j = 1, \dots, n$), se desea encontrar la permutación $(i_1, i_2, i_3, \dots, i_n)$ con $i_k \in \{1, \dots, n\}$, tal que se minimice la suma $c_{i_1 i_2} + c_{i_2 i_3} + \dots + c_{i_n i_1}$. En varias aplicaciones, C también puede interpretarse como una matriz de costo o tiempo de viaje. Dependiendo de C , el problema se clasifica como [37]:

- Simétrico: si $c_{ij} = c_{ji}$, de lo contrario será llamado asimétrico.
- Métrico: si se respeta la desigualdad triangular ($c_{ik} \leq c_{ij} + c_{jk} \forall i, j, k$)
- Euclidiano: si el problema puede proyectarse en un plano, lo que es equivalente a que un problema sea simétrico y métrico.

Si bien el problema es sencillo, encontrar un óptimo requiere de tiempo computacional considerable por medio de métodos clásicos, que consisten en la resolución del siguiente problema de programación entera [39]:

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{i \neq j} c_{ij} x_{ij} \quad (5)$$

$$\text{Sujero a} \quad \sum_{j=1} x_{ij} = 1, \quad i = 1, \dots, n \quad (6)$$

$$\sum_{i=1} x_{ij} = 1, \quad j = 1, \dots, n \quad (7)$$

$$u_i - u_j + (n - 1)x_{ij} \leq n - 1 \quad i, j = 2, \dots, n-2, i \neq j \quad (8)$$

$$1 \leq u_i \leq n - 1 \quad i = 2, \dots, n \quad (9)$$

$$x_{ij} \in \{0, 1\} \quad (10)$$

La complejidad del problema del vendedor viajero es *NP-hard* [39]. Resolver el problema mediante este método implica buscar los $(n-1)!$ recorridos factibles y comparar sus costos totales. A modo de ejemplo, si un computador de 10 GHz se dedicara a resolver un problema TSP de 500 nodos, tardaría miles de millones de años en explorar los más de 10^{1100} recorridos [37]. Un gran número de algoritmos exactos han sido propuestos para resolver el problema TSP en tiempo polinomial. Estos se pueden entender y explicar mejor en el contexto de programación lineal entera o *integer linear programming* (ILP). Por otro lado, dado que el TSP es un problema *NP-hard*, es natural abordarlo mediante algoritmos heurísticos [39].

Dentro de los tres tipos de algoritmos heurísticos (construcción, mejoramiento y compuestos), el de mejor rendimiento tanto en tiempo como en resultados corresponde al de mejoramiento de recorridos. En particular, los algoritmos que han sobresalido en esta rama, ejecutan lo que es llamado un *movimiento k-opt*, que corresponde al mejoramiento del recorrido intercambiando *k links* [37].

2.5.2. Heurística de Lin-Kernighan

La búsqueda local de *k-change* vecinos, *k-opt*, es el método heurístico más utilizado para el problema del vendedor viajero. *K-opt* es un algoritmo de mejora de recorrido, en el cual en cada paso se sustituyen *k links* del recorrido actual, por *k links* de tal manera que se logra un recorrido más corto [40].

El algoritmo de Lin-Kernighan (LK) realiza los llamados *k-opt moves* en recorridos. Un movimiento *k-opt* cambia un recorrido reemplazando *k* aristas desde el recorrido por *k* aristas, de manera tal de lograr un tpur más corto. El algoritmo se describe con mayor detalle a continuación: Sea *T* el recorrido actual. En cada paso de la iteración el algoritmo intenta encontrar dos conjuntos de aristas, $X = \{x_1, \dots, x_k\}$ e $Y = \{y_1, \dots, y_k\}$ tal que, si la arista de *X*

es eliminada de T y se reemplazan las aristas de Y , el resultado es un mejor recorrido. Las aristas de X se llaman aristas exteriores. Las aristas de Y se llaman aristas internas [40].

Dos de los conjuntos X e Y se construyen elemento por elemento. Inicialmente X e Y están vacíos. En el paso i se agrega un par de aristas, x_i e y_i , a X e Y respectivamente. La Figura 2-16 se ilustra un movimiento 3-opt, donde x_1, x_2, x_3 son reemplazados por y_1, y_2, y_3 .

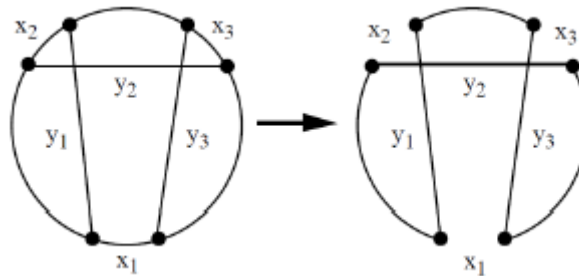


Figura 2-16: Un movimiento 3-opt [40].

Para lograr un algoritmo suficientemente eficiente, solo las aristas que cumplen con los criterios [40] pueden ingresar a X e Y , los cuales se mencionan a continuación:

- **Criterio de intercambio secuencial:** x_i e y_i deben tener un nodo en común, así como y_i y x_{i+1} .
- **Criterio de factibilidad:** Para cualquier iteración $i \geq 3$, $x_i = (t_{2i-1}, t_{2i})$ debe escogerse tal que si se decide crear el link $y_i = (t_{2i}, t_1)$, este resulta en un recorrido.
- **Criterio de ganancia positiva:** Sea $|x_i|$ e $|y_i|$ el costo de los respectivos links, $g_i = |x_i| - |y_i|$ la ganancia por intercambiar x_i por y_i y $G_i = \sum g_i$ la ganancia total de la iteración i . El criterio indica que en cada iteración se debe cumplir que $G_i \geq 0$.
- **Criterio de disyunción:** El criterio de disyunción indica que $X \cap Y = \emptyset$, es decir, que un link a romper no puede volver a ser unido.

Lin-Kernighan-Helsgaun (LKH) implementa una poderosa heurística de búsqueda local para el TSP basada en la búsqueda local de profundidad variable de Lin y Kernighan [41]. La gran cantidad de experimentos computacionales con LKH-1, han demostrado que los criterios revisados proporcionan una base excelente para una implementación efectiva. En general, la calidad de la solución es muy impresionante. Sin embargo, estos experimentos también han demostrado que LKH-1 tiene sus deficiencias. Por ejemplo, resolver instancias con más de 100.000 nodos es computacionalmente demasiado costoso [40].

La nueva implementación, llamada LKH-2, elimina muchas de las limitaciones y las deficiencias de LKH-1. La nueva versión amplía la anterior con estructuras de datos y obtener soluciones de mayor calidad [40]. Sin embargo, la versión actual LKH-2 es altamente ajustada al problema TSP estándar y no logra acomodar restricciones adicionales como recursos limitados, restricciones de precedencia, ventanas de tiempo, ni resolver problemas que involucran múltiples vendedores viajeros, pues este problema es particularmente complejo. Por lo tanto, su uso es extremadamente limitado en estas situaciones.

Es por esto que se ha realizado una extensión llamada LKH-3, con su última versión lanzada en julio del 2018, que puede resolver variados problemas que incluyan las restricciones anteriores. Algunos de estos tipos de problemas son:

- CVRP: Capacitated vehicle routing problem
- CCVRP: Cumulative capacitated vehicle routing problem

- CVRPTW: Capacitated vehicle routing problem with time Windows
- mTSP: Multiple traveling salesmen problem
- OVRP: Open vehicle routing problem
- PDPTW: Pickup-and-delivery problem with time Windows
- RCTVRPTW: Risk-constrained cash-in-transit vehicle routing with time windows
- SOP: Sequential ordering problem

2.5.3. Problema de ruteo de vehículos

Los problemas de encontrar rutas óptimas para vehículos de uno o varios depósitos a un conjunto de nodos/clientes, se les conocen como problemas de ruteo de vehículos (*vehicle routing problem or VRPs*) y tienen muchas aplicaciones prácticas, especialmente en problemas de logística de transporte y distribución [42]. Es un problema *NP-hard* difícil de resolver con métodos exactos, es por esto que como alternativa los investigadores se han centrado en resolver estos problemas, a través de técnicas heurísticas, las cuales pueden obtener buenas soluciones en tiempos de cómputo razonables.

El VRP es una extensión del TSP, donde dado un conjunto de nodos y una cantidad de vehículos, se debe encontrar el conjunto de rutas que atiende todos los nodos a mínimo costo. Es con esta herramienta que se resuelve el problema planteado en esta memoria, donde se tiene una cantidad de elementos de la red en falla, que deben ser reparados por las cuadrillas de emergencia desde los distintos centros de operación.

Aun cuando el VRP es considerado por muchos como el problema central de la distribución de bienes y servicios, su versión elemental asume muchos supuestos que limitan su implementación práctica en problemas reales de distribución. Entre estos, se pueden mencionar:

- Los vehículos atienden desde una sola bodega.
- Los vehículos sólo reparten o recolectan, pero no ambas a la vez.
- Los clientes son atendidos por un solo vehículo.
- El período de planificación dura sólo un día.
- No se consideran ventanas de tiempo.
- Los tiempos de viaje son constantes y conocidos durante todo el período de planificación.

Debido a esto, a partir de la introducción del VRP, en las últimas décadas se han estudiado una gran variedad de extensiones y variaciones que han incorporado nuevas restricciones, obviando algunos de los supuestos recién enumerados y permitiendo así adaptarse mejor a las necesidades que la gestión logística va generando [43].

2.5.3.1. Problema de Ruteo de Vehículos con Capacidad

El problema de ruteo de vehículos con capacidad (*Capacited Vehicle Routing Problem or CVRP*), es una extensión del VRP. En el CVRP se incluye una restricción de capacidad, con la cual cada vehículo tiene una capacidad determinada y no pueden cargar más bienes que su capacidad. El objetivo es, encontrar el camino óptimo con costo mínimo de transporte, máxima satisfacción de los clientes conociendo sus demandas.

Formalmente el CVRP se define sobre un grafo $G = (V, A)$, donde $V = \{0, 1, 2, \dots, n\}$ es el conjunto de nodos (vértices), 0 es el depósito (origen), y los nodos restantes son clientes. El conjunto $A = \{(i, j) : i, j \in V, i \neq j\}$ son arcos. Cada cliente $i \in V \setminus \{0\}$ esta asociado con una demanda positiva entera q_i y cada arco (i, j) esta asociado a un costo de viaje c_{ij} (que puede

ser una matriz simétrica, asimétrica, determinista, aleatoria, etc.). Hay m vehículos con capacidades Q idénticas. El CVRP consiste en determinar un conjunto de rutas para m vehículos que satisfagan las siguientes condiciones:

- Cada ruta comienza y termina en el depósito.
- Cada cliente es visitado exactamente una vez.
- La demanda total de cada ruta no excede la capacidad máxima Q .
- El “costo” total de todas las rutas es minimizado.

En la Figura 2-17 se muestra un ejemplo del CVRP. La imagen a la izquierda muestra el problema y la imagen a la derecha, muestra la solución de las rutas de los vehículos pasando por todos los nodos.

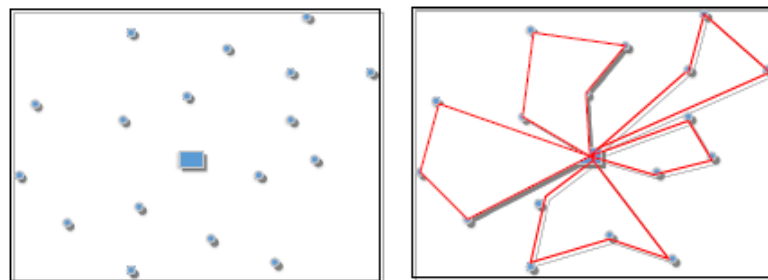


Figura 2-17: Ejemplo del problema de vehículos con capacidad [44].

2.5.3.2. Problema de Ruteo de Vehículos con Capacidad y Ventanas de Tiempo

El problema de ruteo de vehículos con capacidad y ventanas de tiempo (*Capacited Vehicle Routing Problem with Time Window or CVRPTW*), es una extensión del CVRP con limitaciones de ventanas de tiempo. En la práctica, existen algunos clientes que solo pueden atenderse en un periodo determinado, nos referimos a este período de tiempo como las ventanas de tiempo. En CVRPTW, los clientes podrían comenzar a recibir servicios dentro de una ventana de tiempo $[E_i, L_i]$. Si los vehículos llegan al cliente i antes que E_i , los vehículos podrían esperar hasta E_i , ya que, no hay un costo adicional de espera. Si los vehículos llegan al cliente i después de L_i , como el cliente no está disponible, el vehículo no puede recoger nada y los costos adicionales de penalización deberán tenerse en cuenta [45].

Para una aplicación práctica, es necesario tener en cuenta las limitaciones, como el tiempo de entrega (o atención) de los clientes, los límites de horas de trabajo para conductores, longitudes de rutas, entre otros. Estas limitaciones pueden ser modeladas con el CVRPTW.

El problema que se debe resolver presenta restricciones. En primer lugar, las cuadrillas no llevan consigo recursos ilimitados cuando salen a arreglar los elementos en falla. Por ejemplo, en la modelación del problema se considera que las cuadrillas cuentan con una determinada cantidad de metros de cable, esta capacidad finita provocaría que las cuadrillas tuviesen que volver al centro de operación en caso de que se haya agotado; también se considera que no pueden trabajar más de 12 horas seguidas, esta es otra restricción de capacidad. Finalmente, cuando se realiza el ruteo de cuadrillas considerando baterías conectadas a transformadores, es útil la restricción de ventanas de tiempo. Ya que, puede darse el caso, que sea conveniente ir a reparar un transformador que tiene batería por temas de proximidad (u otro criterio), y dicho transformador no estaría contribuyendo con energía no suministrada al sistema, por lo tanto, mientras el sistema no lo vea en falla, es conveniente ir a reparar otro transformador

que si lo esté. En tal caso, se coloca una restricción para el transformador con batería, es decir, que no vaya a ser reparado antes de que la energía almacenada en la batería se termine.

2.6. Sistema de Información Georreferencial

Hasta ahora se ha asumido que los elementos de la red, tanto los que fallaron como los que no, después del evento de BPAI, es conocida su ubicación en la ciudad, por consiguiente, es conocida la geografía de la ciudad (calles, localizaciones, zonas de interés, etc). Esta representación geoespacial de la ciudad, implica el procesamiento de gran cantidad de datos, lo cual es posible mediante un sistema de información georreferencial (GIS). Básicamente, un SIG ha de permitir la realización de las siguientes operaciones [46]:

- Lectura, edición, almacenamiento y, en términos generales, gestión de datos espaciales.
- Análisis de dichos datos. Esto puede incluir desde consultas sencillas a la elaboración de complejos modelos, y puede llevarse a cabo tanto sobre la componente espacial de los datos (la localización de cada valor o elemento) como sobre la componente temática (el valor o el elemento en sí).
- Generación de resultados tales como mapas, informes, gráficos, etc.

Dependiendo de cuál de los aspectos mencionados se valore como más importante, se encuentran distintas definiciones formales en la literatura para definir el concepto de un SIG. Una definición clásica [47], elemento que permite “*analizar, presentar e interpretar hechos relativos a la superficie terrestre*“. El mismo autor señala, no obstante, que “*esta es una definición muy amplia, y habitualmente se emplea otra más concreta. En palabras habituales, un SIG es un conjunto de software y hardware diseñado específicamente para la adquisición, mantenimiento y uso de datos cartográficos*“. En [48] se define un SIC como un “*sistema de información diseñado para trabajar con datos referenciados mediante coordenadas espaciales o geográficas. En otras palabras, un SIG es tanto un sistema de base de datos con capacidades específicas para datos georreferenciados, como un conjunto de operaciones para trabajar con esos datos. En cierto modo, un SIG es un mapa de orden superior*“.

Ambas definiciones recogen el concepto fundamental de los SIG en el momento en que fueron escritas, pero la realidad hoy en día hace necesario recoger otras ideas, y la definición actual de un SIG debe fundamentarse sobre todo en el concepto de sistema como elemento integrador que engloba a un conjunto de componentes interrelacionados [46]. Por tanto, una definición más precisa es decir que un SIG es un sistema que integra tecnología informática, personas e información geográfica, y cuya principal función es capturar, analizar, almacenar, editar y representar datos georreferenciados [49]. Para poder capturar dicha información e incorporarla a un SIG es vital comprender la información geográfica. A grandes rasgos, podemos dividir esta información en dos componentes principales:

- Componente espacial
- Componente temática

La componente espacial hace referencia a la posición dentro de un sistema de referencia establecido. Esta componente es la que hace que la información pueda calificarse como geográfica, ya que sin ella no se tiene una localización, y por tanto el marco geográfico no existe. La componente espacial responde a la pregunta ¿dónde?. Por su parte, la componente temática responde a la pregunta ¿qué? y va invariablemente unida a la anterior. En la localización establecida por la componente espacial, tiene lugar algún proceso o aparece algún fenómeno dado. La naturaleza de dicho fenómeno y sus características particulares, quedan establecidas por la componente temática. Puede entenderse lo anterior como una variable

fundamental (la componente temática), que se sirve, sin embargo, de una variable soporte (la componente espacial) para completar su significado [46].

Por lo tanto, este tipo de programas permiten el análisis de datos alfanuméricos asociados a una componente espacial, y es precisamente lo que se necesita para ubicar en el espacio, los elementos necesarios para resolver el problema de esta memoria. Específicamente, es necesario conocer la posición de las subestaciones primarias, de los transformadores de distribución, la red vial de la ciudad, entre otros. El manejo de estos datos es posible gracias a la estructura *shapefile*. El formato *shapefile* (.shp) permite almacenar la ubicación, forma y atributos de entidades geográficas. Estos formatos son ampliamente utilizados por programas de georreferenciación gracias a la capacidad de almacenamiento en forma de tablas, que permiten realizar consultas (*queries*) al igual que en lenguajes de bases de datos, los que a su vez permiten procesar grandes volúmenes de datos a gran velocidad [50].

2.6.1. Quantum GIS

Quantum GIS o también llamado QGIS es un sistema de información geográfica de código abierto licenciado bajo GNU - *General Public License* . QGIS es un proyecto oficial de *Open Source Geospatial Foundation* (OSGeo). Corre sobre Linux, Unix, Mac OSX, Windows y Android, y soporta numerosos formatos y funcionalidades de datos vector, datos ráster y bases de datos. QGIS proporciona una creciente gama de capacidades a través de sus funciones básicas y complementos. Puede visualizar, gestionar, editar y analizar datos y diseñar mapas imprimibles [51]. En la Figura 2-18 se muestra un ejemplo de los caminos en un mapa utilizando QGIS.

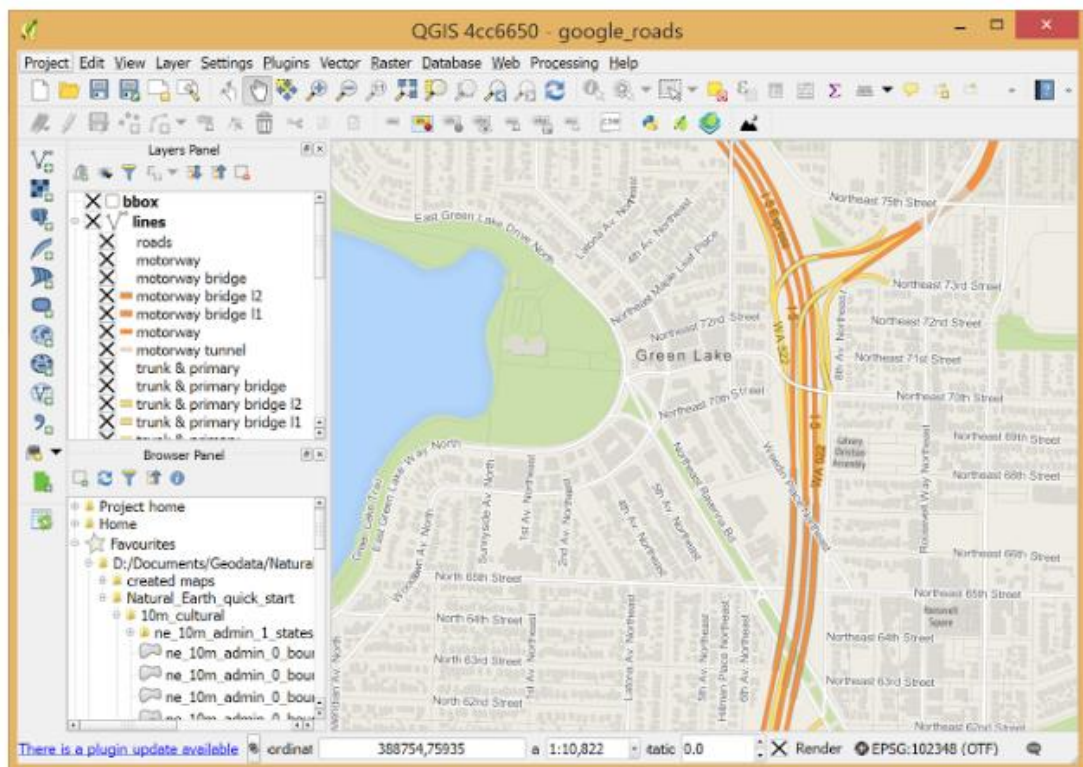


Figura 2-18: Ejemplo de visualización de QGIS [51].

Se escoge el software QGIS, ya que, aporta al análisis de datos de manera visual. La interfaz gráfica de QGIS permite una representación del análisis de datos, los que se relacionan con la modelación de terremotos y técnicas de ruteos por parte de los equipos técnicos, desde un inicio hasta la reparación de la infraestructura eléctrica dañada. Además, la misma consola de QGIS contiene Python, que permite la automatización de procesos cuando se trabaja con un mayor número de variables.

Capítulo 3: Metodologías

3.1. Introducción

En el presente capítulo, se describen las metodologías desarrolladas para evaluar el aporte de los sistemas almacenamiento, conectados a determinados transformadores en un sistema de distribución, ante un evento de baja probabilidad y alto impacto, revisando los objetivos, diferencias, ventajas y desventajas de cada una de estas metodologías.

Todas las metodologías comienzan con la modelación del evento (en este caso sismos), utilizando PGA para evaluar el grado de afectación de los elementos de la red. Una vez calculado el PGA se evalúa el estado de daño de las estructuras del sistema a través de las curvas de fragilidad, las cuales corresponden a un conjunto de curvas log-normal que describen la probabilidad del estado de daño en alguna estructura (ver Figura 3-1). Lo que introduce la necesidad de realizar múltiples simulaciones, para lograr la naturaleza estocástica del estado de daño de cada elemento lo más realista posible.

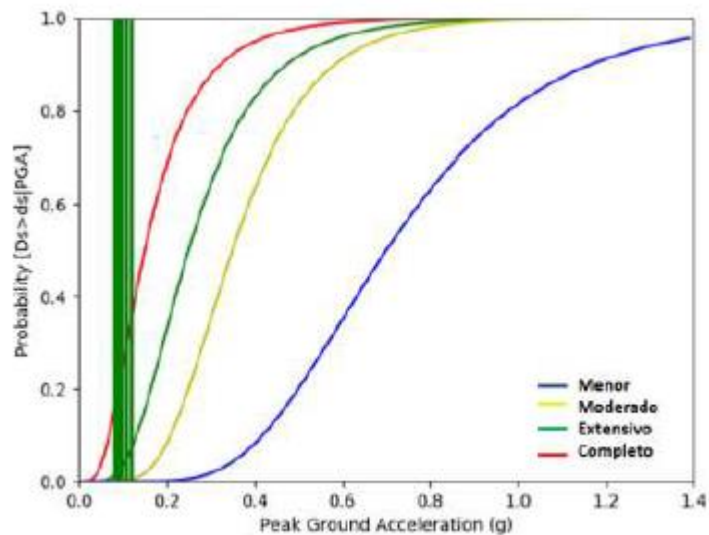


Figura 3-1: Curvas de fragilidad SSEE medio voltaje [9].

Una vez conocido el estado de daño de los elementos (transformadores de distribución), se procede a agruparlos utilizando un análisis de clustering. Este es un primer punto de bifurcación de las distintas metodologías, por lo tanto, para una mejor comprensión se explican las metodologías caso a caso, como sigue a continuación.

3.2. Metodología Caso Base

El objetivo de esta metodología es ordenar los transformadores dañados teniendo como prioridad aquellos que más energía aportan al sistema y a la disminución de los tiempos de espera de cada transformador a atender, con el fin de lograr un balance entre energía no suministrada total más baja y menores tiempos de restauración del sistema. Si bien estos elementos pueden ir de la mano, no necesariamente se logran ambos objetivos al mismo tiempo.

En la Figura 3-2 se presenta el diagrama de bloques de esta metodología, donde se aprecia un bloque de priorización de transformadores dañados, dentro de los cuales están transformadores con y sin almacenamiento. Esta metodología base no considera el

almacenamiento conectado a los transformadores para realizar el ordenamiento del ruteo por cuadrillas.



Figura 3-2: Diagrama de bloques metoología Caso Base.

1.1. Clusterización de los transformadores dañados: Se utiliza el algoritmo *k-means* para agrupar los elementos dañados. La cantidad de *clusters* es igual a la cantidad de cuadrillas de emergencia, y cada transformador pertenece a una cuadrilla por la cual debe ser visitado. Este método de clusterización se basa en minimizar la distancia de los transformadores pertenecientes a una misma cuadrilla, sin considerar los consumos eléctricos de éstos.

1.2. Asignación de prioridades: Se le asigna una prioridad a cada elemento dañado, con el fin de tener un orden de restauración de los mismos. El objetivo es dar prioridad a los transformadores que suministran mayor cantidad de energía al sistema, considerando su nivel de falla y el tiempo que tomará su reparación. La fórmula de priorización es la siguiente:

$$PrioridadTrafo_i = \left[\left(\sum_{T \geq T_{Ev}}^{T_{Ev} + T_h} E_{i,t} \right) \frac{Falla_i}{TRest_i} \right] \quad (11)$$

Donde:

- T_{Ev} : Tiempo de ocurrencia del evento BPAI.
- T_h : Tiempo del horizonte ingresado al modelo.
- $E_{i,t}$: Energía horaria suministrada por el transformador *i* en el tiempo *t*.
- $Falla_i$: Estado de falla del transformador *i* en porcentaje.
- $TRest_i$: Tiempo de restauración del transformador *i*.

Con esta función se busca que las cuadrillas otorguen mayor prioridad a aquellos transformadores más grandes, de modo que la energía no suministrada decaiga una vez que estos transformadores sean reparados.

1.3. Algoritmo de ruteo: El ruteo de una cuadrilla hacia los transformadores dañados, está determinado por la prioridad de los mismos y la ruta óptima entre el centro de operaciones y un conjunto de transformadores de igual prioridad. El algoritmo se presenta a continuación [37]:

1. Para cada cuadrilla se ordenan de mayor a menor las prioridades de los transformadores dañados que debe atender, con lo cual se obtiene una lista de prioridades.
2. En el caso de que existan dos o más transformadores con la misma prioridad, se procede a resolver el problema con el algoritmo LKH, utilizando el CCVRP, para obtener el orden de ruta de estos transformadores.

3. Finalmente, siguiendo la lista de transformadores prioritarios se debe considerar que, una cuadrilla estará operativa mientras no supere su cantidad de horas de trabajo, donde las horas de trabajo consideran los tiempos de viaje y de restauración de los elementos. Una vez excedidas las horas de trabajo, la cuadrilla debe volver a su centro de operación y descansar las horas asignadas en el modelo. La cuadrilla vuelve al trabajo iniciando su ruta desde el centro de operaciones, hasta el siguiente transformador en la lista de prioridades. Las consideraciones de este punto aplican para todos los ruteos de esta memoria.

1.4. **Resultados preliminares:** Estos resultados son listas con la información de cada cuadrilla. Se utilizan para posteriormente, calcular los resultados finales globales y por cuadrilla. Estos son:

- Lista Ruteo: Lista con IDs de los transformadores a reparar.
- Lista Falla: Lista con el tipo de falla del transformador.
- Lista Tipo de Transformador: Lista con la capacidad del transformador visitado.
- Lista Tiempo: Lista con el tiempo acumulado que tarda la cuadrilla en visitar y reparar el transformador.
- Lista Tiempo de Ruta: Lista con las distancias recorridas por la cuadrilla mientras visita cada transformador.

1.5. **Algoritmo de ruteo cooperativo:** Debido a que la clusterización *k-means* no agrupa necesariamente la misma cantidad de elementos por cluster, es inevitable que unas cuadrillas terminen de atender sus transformadores antes que otras. El algoritmo de ruteo cooperativo utiliza estas cuadrillas que quedaron libres antes, para ayudar a las demás que aún tienen transformadores por reparar, es decir, básicamente el algoritmo iguala los tiempos de restauración de los clusters. El algoritmo se presenta a continuación y se detalla en [20]:

1. Se eligen los clusters de menor y mayor tiempo de restauración, representados por su lista de transformadores prioritarios c_i y c_j respectivamente.
2. Se comienza desde el transformador de menor prioridad del cluster c_j .
 - 2.1. Si es un centro de operación se elimina de la lista c_j .
 - 2.2. Si es un transformador, se comparan los tiempos totales de restauración acumulado de ambos, si el de c_j es mayor al tiempo acumulado de c_i , incluyendo el tiempo de viaje y reparación, se elimina el último elemento de c_j y se agrega al final de la lista de c_i .
3. Se actualizan todas las listas asociadas a los clusters en caso de que se cumpla la condición 2.2 y se vuelve al paso 2.1.
4. Se repite este proceso hasta lograr tiempos de restauración de las cuadrillas lo más similares posibles. Pruebas preliminares aseguran que repetir $2N_c$ veces con N_c el número total de cuadrillas, asegura una diferencia máxima entre cuadrillas no mayor a 15 horas.

En la Figura 3-3 se ejemplifica de manera gráfica el funcionamiento de este algoritmo, donde el eje y representa el tiempo en horas, el eje x representa las cuadrillas y el gradiente indica la prioridad de los transformadores atendidos en un tiempo determinado.

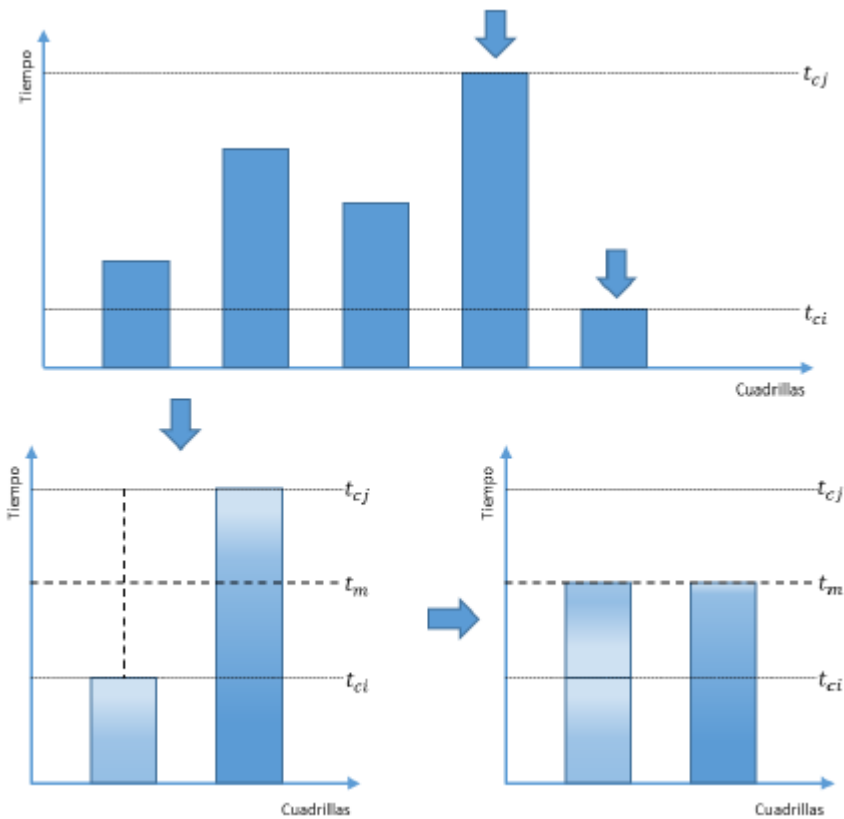


Figura 3-3: Esquema del funcionamiento del Algoritmo Ruteo Cooperativo [37].

1.6. **Resultados:** Corresponden a parámetros que permiten dar cuenta del desempeño de la red en la restauración del sistema, los cuales se dividen en dos grupos, resultados globales por simulación y por cuadrilla (miden el desempeño individual de cada cuadrilla asignada a un centro de operaciones determinado), estos son:

Resultados Globales:

- **Tiempo de restauración del 100%:** Tiempo que demora el sistema en recuperarse completamente, con respecto a la energía no suministrada.
- **Tiempo de restauración del 98%:** Tiempo que demora el sistema en recuperar el 98% de la energía no suministrada total.
- **Energía no suministrada total:** Cantidad total de energía que se dejó de suministrar, debido a las fallas en el sistema durante el periodo de evaluación.
- **Evolución de energía no suministrada acumulada:** Comportamiento de la energía no suministrada en el tiempo. Permite visualizar el desarrollo de la restauración del sistema.
- **Evolución de energía no suministrada horaria:** Muestra la profundidad de la falla en conjunto al sistema.
- **Distancia total recorrida por las cuadrillas:** Suma de las distancias recorridas por todas las cuadrillas. Permite aproximar el tiempo utilizado en viajes, con respecto al tiempo total de restauración.

Resultados por cuadrillas:

- **Energía no suministrada total de los transformadores atendidos:** Contempla tanto transformadores de la zona que debieron atender las cuadrillas, como los transformadores de otras zonas atendidas en cooperación con otras cuadrillas.
- **Distancia recorrida:** Muestra si es que las cuadrillas de una zona deben realizar viajes más largos y, por lo tanto, perder más tiempo en ida y vuelta entre transformadores y centros de operaciones.
- **Total de transformadores atendidos.**

Esta metodología busca que el decaimiento de la energía no suministrada sea mayor. A través, de la función de priorización se otorga mayor prioridad a los transformadores más grandes, es decir, a los que suministran mayor energía al sistema, lo cual parece ser un buen criterio para ordenar los transformadores fallados, puesto que, al reparar dichos transformadores, la energía no suministrada baja considerablemente. Por otro lado, solo cuando la prioridad de dos o más transformadores es la misma, se utiliza la heurística LKH-CCVRP que nos entrega un ordenamiento con criterio de distancia para estos de igual prioridad. Además, como se muestra en el diagrama de bloques, esta metodología es un proceso en serie, lo que permite que el tiempo computacional sea relativamente bajo al no existir ningún proceso iterativo o loop.

Sin embargo, existen algunas desventajas en esta metodología. Una de ellas es la clusterización, y la cantidad de elementos por cluster, que al no ser necesariamente la misma provoca que los tiempos de recuperación totales por cluster sean distintos, lo que a su vez motiva la necesidad de corregir este problema con el ruteo cooperativo, el cual asigna mayor prioridad a aquellos transformadores que son visitados al final del tiempo de recuperación y por tanto, tienen una menor prioridad haciendo el proceso ineficiente. Es decir, si los elementos por cluster fuesen de similar tamaño, no sería necesario tener un ruteo cooperativo, o bien, este sería mucho menos importante para los resultados finales.

3.3. Metodología Caso 1

El objetivo de esta metodología es realizar un ruteo de cuadrillas considerando el almacenamiento de los transformadores con baterías. Además, se busca tomar provecho de la energía almacenada en los transformadores con baterías, para lograr disminuir la energía no suministrada total en el horizonte de evaluación.

En la Figura 3-4 se muestra el tiempo de recuperación de los transformadores, dada la lista de ruteo de la cuadrilla, a través de una línea de tiempo de color celeste. El tiempo representado en la línea, se corresponde con los diagramas que están debajo ella, para el estado de un transformador conectado a una batería y un transformador normal. Se ilustra el nivel de falla del transformador, utilizando lo que está aportando la red en color azul, el resto sería energía no suministrada (pérdidas en color rojo) o energía que viene desde la batería, llamada Sto en color verde.

Cabe destacar que, si los transformadores con almacenamiento se colocan en el ruteo antes de que se les termine su energía almacenada, indicado por t_{sto} en la Figura 3-4, tal como aparece en la figura de la izquierda, se estaría guardando o dejando de utilizar energía almacenada, lo que se traduce en mayor energía no suministrada acumulada total, pues el siguiente transformador en el ruteo, el cual se iría a reparar en el tiempo t^* , sigue en falla y aportando energía no suministrada. En cambio, si se mueve el transformador con almacenamiento más hacia el final del ruteo, como se muestra en la Figura 3-4 derecha, se puede ver que el

transformador t^* se adelanta ahorrando energía no suministrada que antes aportaba, y el transformador con almacenamiento que es reparado en el tiempo t_R , estaría utilizando toda la energía almacenada y generando pérdidas, pues se le habría terminado el almacenamiento en el tiempo t_{sto} .

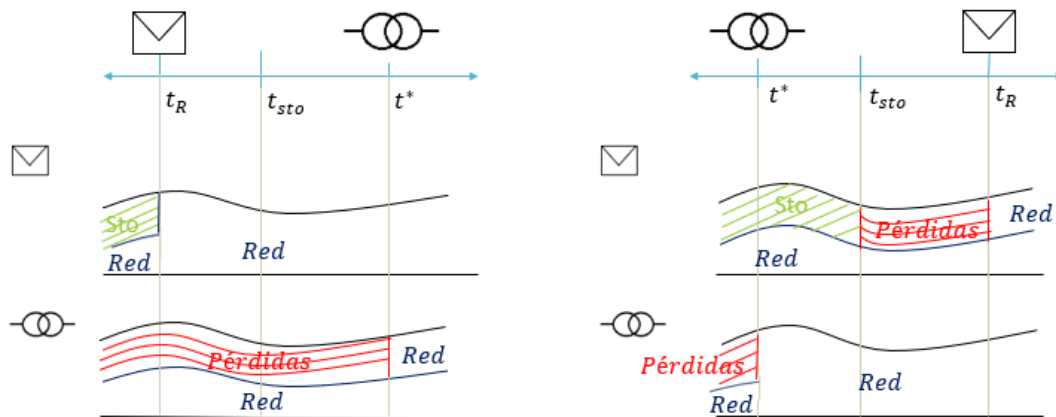


Figura 3-4: Ruteo sin considerar baterías (izquierda) y Ruteo considerando baterías (derecha).

La motivación de este caso, es aprovechar al máximo la energía de los transformadores con almacenamiento para el beneficio del sistema. A continuación, se explican solo los bloques que difieren con los explicados anteriormente en la metodología del caso base.

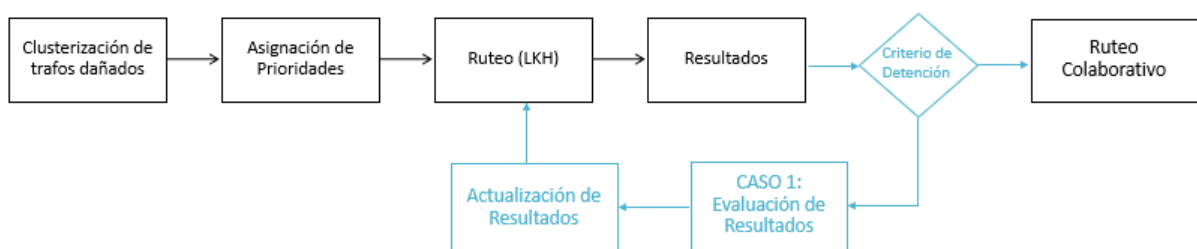


Figura 3-5: Diagrama de bloques metodología Caso 1.

2.1. Clusterización: En este caso se realiza una clusterización que contenga una cantidad de elementos similar (o igual) por cluster. Para ello, se utilizan los resultados de la clusterización del caso base (realizada con *k-means*) y la idea del algoritmo de ruteo cooperativo que intenta igualar la cantidad de elementos por cluster.

El algoritmo de esta nueva clusterización, comienza a partir de los clusters realizados por *k-means* en el caso base. Posteriormente, se elige el cluster más grande y el más pequeño, se calcula la diferencia de elementos entre ambos, dicha diferencia se asigna por mitades a ambos clusters (logrando tamaños iguales). En el caso de que esta diferencia sea impar, simplemente el transformador que tenía mayor tamaño se queda con el transformador que restante, puesto que, estaría más cerca a este cluster que al otro. Este procedimiento se repite hasta lograr una cantidad similar de elementos en todos los clusters.

2.2. Criterio de detención: Como se aprecia en el diagrama de bloques, esta metodología es un proceso iterativo. En primera instancia se toman los resultados del caso base y se entra

al loop del Caso 1, este proceso se repite cuatro veces, antes de que los resultados pasen al bloque de ruteo cooperativo, por lo tanto, el criterio de detención es que haya iterado un número de veces, este número se elige debido a que empíricamente los resultados convergen para esta cantidad. Sin embargo, este no es el único criterio de detención posible, uno más robusto consiste en verificar que ninguno de los transformadores que tienen sistemas de almacenamiento sea reparado antes que su almacenamiento se agote.

2.3. Evaluación de resultados: Específicamente se revisa la posición de los transformadores con almacenamiento en la lista de ruteo por cuadrilla. Basándonos en el análisis que motiva esta metodología, debemos asegurarnos que los transformadores no estén desaprovechando su energía almacenada. Como cada posición en la lista de ruteo tiene un correspondiente tiempo en que son visitados los transformadores para ser reparados, lo que se hace es revisar, para cada transformador con almacenamiento, el momento en que estos son reparados. En el caso de que sean colocados en un tiempo superior al tiempo en que se les acabará la energía (t_{sto}), decimos que se ha aprovechado correctamente su almacenamiento, por lo tanto, estaría bien posicionado respecto a este criterio y se mantiene esta posición en la lista de ruteo. Por el contrario, si su tiempo de restauración (t_R) es menor al tiempo en que se le acabaría la energía (t_{sto} o también llamado “tiempo almacenado”) como se muestra en la Figura 3-6 el transformador debe retrasar su posición en el ruteo, hasta la posición más cercana al tiempo en que se le acabaría el almacenamiento (t_{sto}).

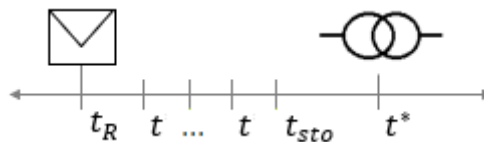


Figura 3-6: transformador conectado a batería desperdiciando energía almacenada.

2.4. Actualización de resultados: En esta parte se realizan las modificaciones correspondientes a las listas de resultados (ver sección 1.4), debidas a los movimientos de posición de los transformadores con almacenamiento que no estaban aprovechando al máximo su energía.

Una vez que el criterio de detención se cumple, los resultados finales pasan por el ruteo cooperativo, el cual en esta metodología casi no influye en los resultados, mejorándolos en tan solo un 2% aproximadamente. Esto representa un avance con respecto a la metodología anterior, pues se podría eliminar el ruteo cooperativo sin perjudicar demasiado los resultados, ahorrando tiempo computacional.

Por otro lado, una desventaja de esta metodología, es que se están moviendo los transformadores con almacenamiento y colocándolos en el ruteo, de manera heurística basada en reglas de decisión, sin ninguna garantía teórica respecto al buen posicionamiento del elemento.

3.4. Metodología Caso 2

El objetivo de esta metodología es mejorar la anterior en cuanto a la ubicación de los transformadores con almacenamiento, en la lista de ruteo de una mejor manera. Para ello, se utiliza la herramienta matemática LKH-CVRPTW. Con esta extensión del CVRP se logra

imponer una restricción sobre los transformadores conectados a baterías, impidiendo que sean colocados en la lista de ruteo en una posición ineficiente para el uso de su energía almacenada.

Es por esto, que el primer bloque en la Figura 3-7, comienza con los resultados del caso anterior, será a partir de ellos donde se utiliza la metodología del Caso 2.



Figura 3-7: Diagrama de bloques metodología Caso 2.

3.1. Procesamiento: Debido a que el problema es complejo y requiere de altos tiempos computacionales para su solución, el procesamiento divide el problema, para que, en vez de solucionar un problema grande, se resuelvan varios problemas pequeños. Esta idea se puede ver gráficamente en la Figura 3-8, donde se muestra un gráfico de energía no suministrada instantánea hasta que se hayan reparado todos los transformadores dañados, recordando que a medida que pasa el tiempo se van reparando distintos transformadores que pueden tener o no almacenamiento.

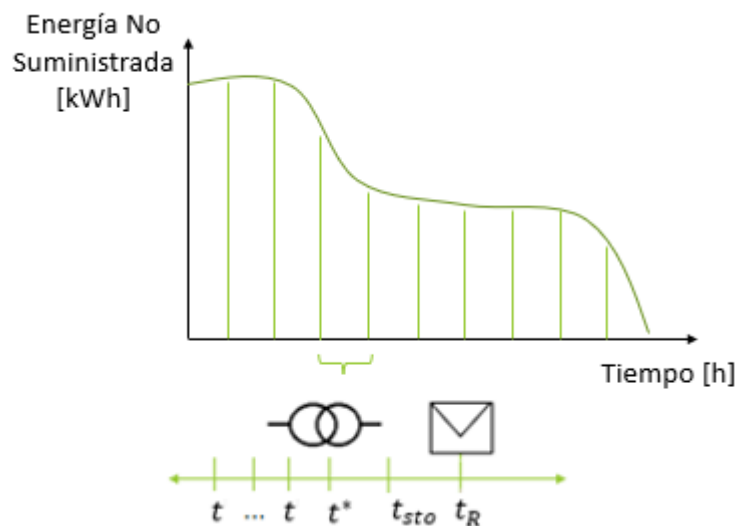


Figura 3-8: Esquema de evolución de energía no suministrada en el tiempo.

De los resultados del Caso 1 se tienen las listas de ruteo y tiempos de reparación, es decir, para cada cuadrilla es conocido el ordenamiento de los transformadores que se irán a reparar y en qué momento se realizará. Ahora bien, para utilizar posteriormente el algoritmo LKH y que converja en tiempos razonables, se decide dividir el problema en grupos más pequeños, este número de grupos es relevante para los resultados de energía no suministrada total y tiempo de recuperación total del sistema, como se verá posteriormente en el capítulo de resultados y análisis.

3.2. Algoritmo de ruteo: A diferencia de las metodologías anteriores, donde se utilizaba LKH-CCVRP, en este caso se utiliza LKH-CVRPTW, para considerar los transformadores con almacenamiento en el problema de ruteo de forma matemática, a través del uso de las ventanas de tiempo [E_i, L_i]. El algoritmo de este caso se presenta a continuación:

1. El Ruteo se divide en N grupos.
2. Dentro de cada grupo se aplica el nuevo LKH para reordenar los transformadores según la función objetivo de CVRPTW:
 - a. Si el transformador tiene almacenamiento, se utiliza una ventana, cuyos parámetros son las posiciones que entrega como resultado el Caso 1, más menos un delta de tiempo suficiente para que el algoritmo decida la mejor posición dentro de ese rango.
 - b. Si el transformador no tiene almacenamiento, la ventana es suficientemente grande para que tenga la libertad necesaria de ser posicionado sin restricción.

Por lo tanto, las restricciones de las ventanas de tiempo se utilizan de manera que no se desaproveche la energía almacenada en las baterías, como se mencionó en el Caso 1, si los transformadores con almacenamiento son reparados antes de que se agote su batería se está desperdiciando energía y haciendo que otros transformadores aporten más energía no suministrada de la que deberían. En este caso particular, se escoge una ventana de tiempo de aproximadamente 2 horas en torno a la posición dada por el Caso 1. Se elige este tiempo, ya que se considera que los resultados del Caso 1 son eficiente y un resultado mejor no debería estar muy lejos. Por otro lado, el tiempo que tarda una cuadrilla en ir a atender un transformador es aproximadamente 1 hora.

A diferencia de las metodologías anteriores, donde solo se utilizaba el LKH cuando dos o más transformadores tenían igual prioridad, en esta metodología el LKH se aplica a todos los elementos dentro de los N grupos, lo que se traduce en que los resultados son una mixtura entre mantener la prioridad de los transformadores grandes a ser reparados primero y el ordenamiento dado por el LKH. Los transformadores solo se reordenan dentro del mismo grupo y no existe intercambio entre grupos, por lo tanto, cada grupo estará ordenado por el criterio de LKH-CVRPTW que minimiza distancias, en consecuencia, tiempos de recuperación y se logra mantener la priorización a nivel general entre los grupos.

Capítulo 4: Descripción de Datos y Escenarios de Evaluación

En el presente capítulo se da a conocer el modelo utilizado en esta memoria para validar los resultados obtenidos, aplicando las distintas metodologías propuestas a una red de distribución referencial para la ciudad de Santiago. Inicialmente se describen las características particulares del sistema de distribución utilizado para representar la ciudad de Santiago (modelo en que se realizaron las distintas soluciones), y posteriormente, se presentan los resultados de un caso base y las dos metodologías explicadas en el capítulo 3.

4.1. Pre-Procesamiento y Descripción de los datos

En primer lugar, se dividen los datos en dos ítems: un primer ítem de datos fijos obtenidos desde los elementos del sistema de distribución representado, o bien, asignaciones propias que sirven para identificar los distintos elementos del sistema, por ejemplo, asignar a los transformadores un número identificador único (ID), para poder diferenciarlos entre ellos. A estos datos los llamaremos *Asignaciones*. Un segundo ítem considera los datos generados a partir de cálculos obtenidos de relaciones entre los distintos parámetros, a los cuales les llamaremos *Cálculos*.

A continuación, se presenta un listado de los datos pertenecientes a cada ítem:

Asignaciones

- Coordenadas
- Subestaciones primarias: Subestación que reduce el voltaje desde el nivel de transporte al de alta tensión de distribución [52].
- Zona por centro de operaciones: A cada centro de operación se le asigna una zona para que cubra los elementos dañados.
- Capacidad de transformadores
- Tipo de transformador: Particular o de Distribución.

Cálculos

- Demanda por transformador
- Matriz de distancias mínimas

El Pre-procesamiento de datos es realizado principalmente en QGIS, debido a que gran parte de la información se encuentra en formato *shapefiles* (.shp) procesable a partir de este software.

Del ítem *Asignaciones*, las coordenadas de los transformadores de media tensión (en UTM19) y las subestaciones primarias de distribución, son referenciales para la empresa de distribución a cargo del suministro de la ciudad de Santiago. La asignación de valores de estos datos, junto con las capacidades de los transformadores y la red vial de Santiago se realiza por correspondencia de IDs, la cual es posible gracias a las herramientas que posee el software QGIS [20]. Una visualización de estos datos se puede ver en la Figura 4-1 generada en QGIS.



Figura 4-1: Posición de elementos de la red de distribución (izquierda). Red vial de Santiago (derecha) [37].

En la Figura 4-1 (izquierda), los transformadores de media a baja tensión (MT/BT) son representados por puntos color morado, las subestaciones primarias de distribución en color rojo y los centros de operaciones de las cuadrillas por cuadrados de color celeste. Y en la Figura 4-1 (derecha), se puede apreciar la red vial junto a los demás datos mencionados.

En caso de que los datos no cuenten con las IDs, se realizará una correspondencia por área. Es el caso de las zonas de restauración asignadas a cada centro de operaciones, esta asignación se lleva a cabo por medio de los polígonos de Voronoi [20], que el mismo software QGIS posee como herramienta. Esta es una decisión de diseño que asegura que cada transformador correspondiente a una zona generada por su centro de operación, se encuentra lo más cerca a éste que de cualquier otro centro de operaciones. En la Figura 4-2(a) se muestra la división de los transformadores por zonas.

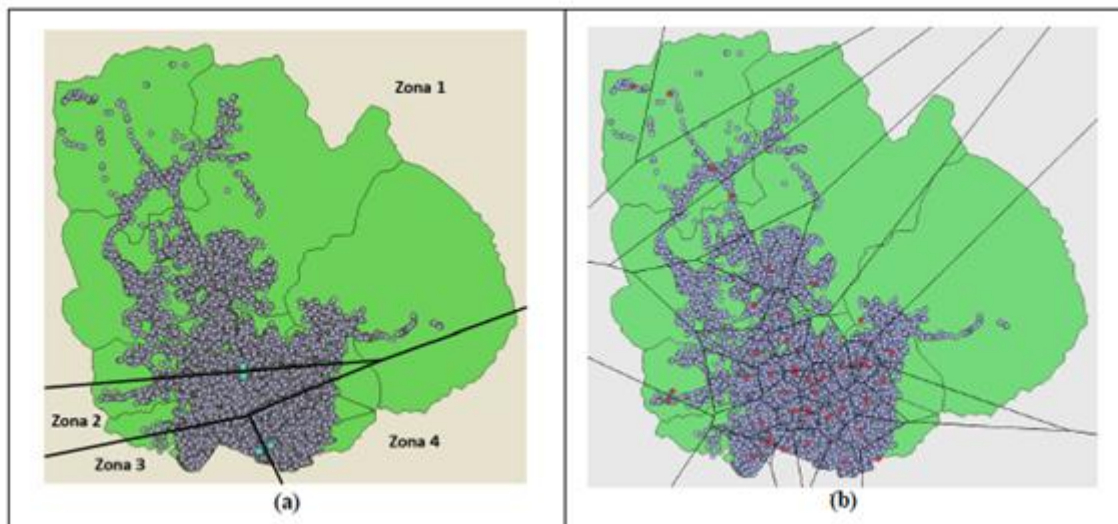


Figura 4-2: (a) Asignación por área de centros de operaciones. (b) Asignación de subestaciones primarias [37].

También, es el caso de las subestaciones primarias de distribución (Figura 4-2(b)), las cuales no tienen una correspondencia entre Transformador y Subestación Primaria, por lo tanto, dicha asignación se realiza de acuerdo a la cercanía del transformador a las subestaciones por medio de los polígonos de Voronoi. Esta relación entre transformador y subestación primaria es

necesaria para posteriormente asignar la demanda correspondiente a cada transformador, de acuerdo a la demanda real de su subestación primaria.

Por otro lado, para el desplazamiento sísmico en forma de PGA, los datos fueron proporcionados por el Shakemap de USGS y se escoge el terremoto del 27 de febrero del 2010. De los archivos se extrajeron curvas de contorno de PGA, y SA 3.0s, 1.0s y 0.5s. Finalmente se decide utilizar como input de aceleración sísmica la aceleración espectral de 1.0 segundos por las siguientes razones [37]:

- De acuerdo a la Federal Emergency Management Agency , es posible utilizar una de las 4 medidas de aceleración sísmica como input en las curvas de fragilidad [13].
- Estudios muestran que los postes de distribución de hormigón poseen frecuencias naturales de entre 1 Hz a 8 Hz [53]. Otros estudios señalan que postes de acero tubular presentan periodos de entre 1.0 segundos a 3.0 segundos [54].
- Un estudio similar concluyó que una aceleración espectral de 3.0s modelaba de mejor forma el comportamiento de su sistema de distribución real ante una perturbación sísmica, arguyendo que los postes y líneas de distribución son estructuras de alto periodo cuyo nivel de daño en un sismo está asociado principalmente al movimiento entre postes y consumos que hacen que los cables se “suelten” cuando no existe flexibilidad suficiente [55]. En este caso, pruebas preliminares mostraron que un SA de 1.0 segundos modela de mejor forma el estado de daño de los transformadores.

Para el ítem de Cálculos, la demanda por transformador asociada se determina de la siguiente forma [37]:

1. Se obtiene la demanda horaria de energía por subestación primaria de distribución para todo el año 2017. La información fue recabada del reporte de medidas históricas del Coordinador Eléctrico Nacional [56].
2. Se determina la capacidad máxima de los transformadores de distribución para cada zona asignada a una subestación de distribución.
3. Teniendo en cuenta que la distribuidora informa el porcentaje de clientes suministrados y no el nivel de carga suministrada ante eventos catastróficos, y considerando que no se cuenta con esta información por transformador, se decide no involucrar a los transformadores particulares en el modelo.
4. Se verifica que cada zona definida por las subestaciones primarias, la demanda máxima del año no supere el 70% de su capacidad en transformadores.
5. De no ser así, se multiplica la curva de demanda por un factor menor a uno para lograr lo anterior.
6. Se calcula el porcentaje de demanda para cada transformador, a partir de la fórmula:

$$PD_i = C_i / \sum_{k \in SE_j} C_k \quad (12)$$

Donde PD_i es el porcentaje de demanda del transformador i , que pertenece al área de la subestación SE_j con capacidad C_i .

Finalmente, el cálculo de la matriz de distancias mínimas se realiza utilizando el algoritmo Dijkstra, el cual es una herramienta del software QGIS. Resultando un grafo completo $G = (N, E)$, con N el conjunto de transformadores y centros de operaciones, y E las aristas que representan las distancias entre nodos.

Todo lo anterior, se utiliza como datos de entrada al modelo, junto con los parámetros que se muestran a continuación:

- Número de simulaciones.
- Número de zonas.
- Número de cuadrillas por zona.
- Número de clusters totales.
- Número de transformadores totales.
- Número de transformadores con baterías.
- Número de horas de duración de las baterías.
- Cantidad de horas de trabajo/descanso de las cuadrillas.
- Velocidad de las cuadrillas
- Horizonte de evaluación.

4.2. Evaluación de la fragilidad de la infraestructura eléctrica

Para conocer el porcentaje de falla de una estructura, se utilizan las curvas de fragilidad, las que nos entregan una probabilidad de que la estructura presente un determinado estado de daño. Lo que lleva a la necesidad de realizar múltiples simulaciones para llegar a los resultados esperados. Se modela con la distribución uniforme entre 0 y 1, que definirá el estado de daño final de un transformador en cada simulación según el valor que tome esta variable aleatoria según el rango de probabilidades asignado.

Por otro lado, de acuerdo al estudio VAD entregado por la CNE [57], los tiempos de reparación por estado de daño que tardan las cuadrillas varían entre 15 minutos a 2,5 horas aproximadamente, con este último el peor caso de una reparación de empalme y acometida.

Dado lo anterior, se eligen rangos de restauración de falla entre estos tiempos de recuperación en intervalos crecientes. Entonces, determinado el estado de daño para los transformadores en cada simulación, se procede a asignar un tiempo de restauración a cada rango, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4-1: Tiempo de restauración según estado de daño.

Estado de Daño	Tiempo de Restauración [horas]
4% del circuito	0.25
12% del circuito	0.5
50% del circuito	1.0
80% del circuito	2.0

4.3. Supuestos de los Casos de Estudio

A continuación, se presenta una lista de supuestos y simplificaciones realizados:

- Se asigna la demanda leída por subestación primaria a sus transformadores más cercanos. Ponderada a prorrata del consumo promedio del transformador, donde los transformadores nunca superan el 70% de su capacidad máxima.
- Se modela un único terremoto, ocurrido el 27 de febrero del 2010 a las 03:34:08 hora local (UTC-3) con epicentro en el mar chileno, frente a la costa de la Región de Ñuble, el cual alcanzó una magnitud de 8,8 [M_w] y profundidad 30,2 [km].
- Los transformadores de MT/BT representan a sus consumos aguas abajo.
- El sistema de almacenamiento se considera como una batería conectada al transformador de distribución.
- La selección de transformadores con baterías es aleatoria y se mantiene fija en todos los casos simulados.
- El tiempo de almacenamiento de las baterías esta dado por una distribución normal, con media 12 y desviación 4 horas. Dichos números consideran baterías de gran capacidad con respecto al desarrollo actual de la tecnología.
- La demanda por potencia se asume igual a la demanda de energía en una determinada hora.
- El número de transformadores totales no considera los transformadores particulares, es decir, en la modelación solo se utilizan los transformadores de distribución.
- Se utilizan los componentes estándar como parámetros de las curvas de fragilidad.
- Una cuadrilla no puede trabajar sin parar. El número de horas de trabajo y descanso son 12 para ambos casos.
- Se trabaja con un total de 100 cuadrillas en el sistema y cada zona trabaja con la misma cantidad de cuadrillas. El número de zonas dependerá del caso que se esté simulando.
- El horizonte de evaluación utilizado es de 1500 horas.
- La velocidad de las cuadrillas es de 40 km/h, que es aproximadamente la velocidad promedio de las cuadrillas de distribución en Chile de acuerdo al último estudio VAD [21].

4.4. Escenarios de Evaluación

Para los distintos casos de estudio presentados en la metodología, se realizarán simulaciones en distintos escenarios, con el fin de lograr un estudio más detallado de los mismos. Estos escenarios son los siguientes:

- Zona 1 con terremoto determinístico
- Santiago completo

4.4.1. Zona 1 con terremoto determinístico

Actualmente, el sistema de distribución de Santiago cuenta con cuatro centros de operaciones, por lo tanto, se divide Santiago en esta cantidad de zonas, como se muestra en la Figura 4-2(a). El primer escenario consiste en reducir el espacio de estudio, del modelo aproximado de Santiago a únicamente la Zona 1 y fijar un mismo evento, a esto llamamos terremoto determinístico. En primera instancia, esto se utiliza para comprobar que los resultados de los códigos programados en los casos de estudio estuviesen funcionando correctamente, puesto que, es más simple corroborar resultados para una zona más pequeña que para la totalidad de Santiago, y más rápido en términos de tiempos computacionales.

Por otro lado, el fijar el sismo para todos los casos, resulta útil para comparar los resultados entre ellos de manera aproximada. Puesto que, equivale a fijar el daño en cada transformador, entonces se tendrá para todos los casos los mismos clusters, los mismos porcentajes de falla y tiempos de recuperación para los transformadores dañados, a través de una sola simulación podemos comparar los resultados entre los distintos casos, por el contrario, si no tuviésemos un terremoto determinístico deberíamos realizar múltiples simulaciones para poder comparar resultados.

En particular, este escenario utiliza la Zona 1 para evaluar los casos de estudio, la cual resulta ser la más grande de todas las zonas, como se puede ver en la Figura 4-2(a). Dada esta división la cantidad de transformadores dentro de esta zona son:

- N° de transformadores totales = 7451
- N° de transformadores fallados = 6976
- N° de transformadores con baterías = 669

Donde el número de transformadores totales es la cantidad de transformadores fallados y no fallados de la zona 1, y los transformadores fallados consideran tanto los transformadores con y sin baterías.

Por ejemplo, para el recuento de energía no suministrada, mientras los transformadores fallados conectados a baterías estuviesen funcionando correctamente, vale decir, mientras la batería tenga energía que pueda suplir la falla en el transformador, considerar que el transformador no está en falla (puesto que puede suministrar energía). Cuando esta energía se acabe, entonces el estado del transformador estará en falla y por lo tanto aporta energía no suministrada, hasta que vaya a ser reparado por la cuadrilla. Se grafica en la Figura 4-3, la energía no suministrada y el estado de daño en el tiempo para dos transformadores distintos, el primero de índice 11 y el segundo de índice 19 en la lista de ruteo de una cuadrilla. Se comprueba visualmente que ambos funcionan correctamente, en un principio no están en falla debido a la energía almacenada en la batería (estado de daño 1), aproximadamente esto se mantiene hasta la hora 12 donde se acaba la energía en la batería y ambos entran en falla (estado de daño 0), aportando energía no suministrada como se puede ver en ambos gráficos superiores. Por otro lado, se puede apreciar que el primer transformador de índice 11 al estar antes en la lista de ruteo, es reparado en un menor tiempo que el segundo, el cual aporta por más tiempo energía no suministrada hasta que también es reparado.

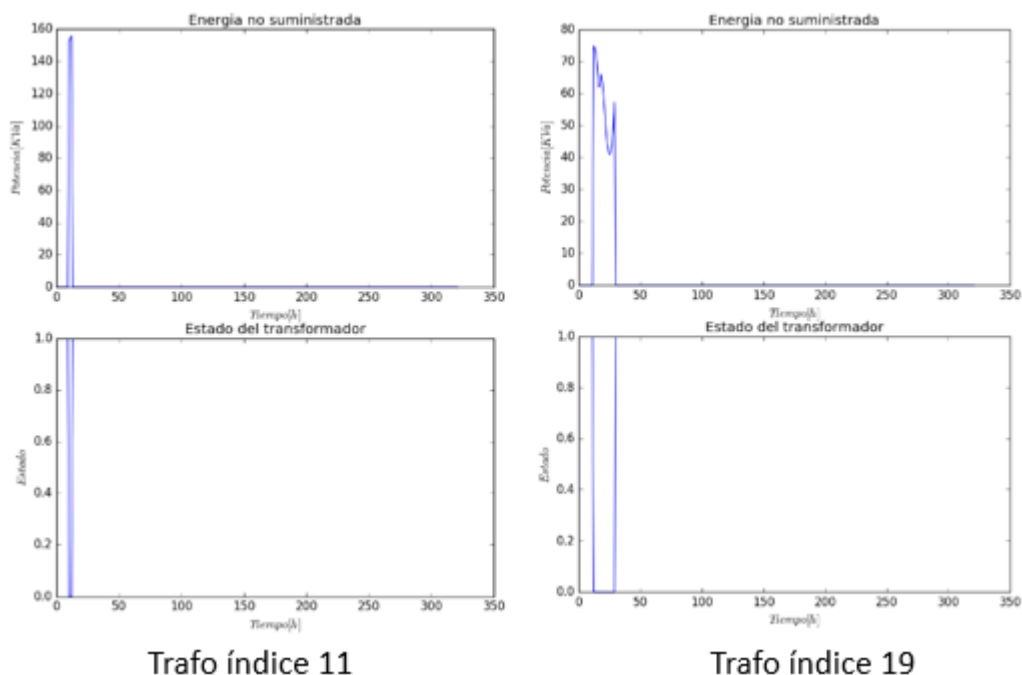


Figura 4-3: Gráficos de energía no suministrada y estado del transformador evaluado en el tiempo.

Otra estrategia utilizada para corroborar que los códigos estuviesen funcionando, fue visualizando la lista de ruteo para los distintos casos de estudio, como se muestra en la Figura 4-4, se muestran las listas de ruteo, con las IDs de cada transformador a reparar por la cuadrilla y el tiempo de restauración de los transformadores solo para el Caso 1. Además, se muestra un Caso 0, el cual consistió en colocar todos los transformadores con baterías al final de la lista de ruteo de cada cuadrilla. Este caso sirvió como experimento para comprender dónde colocar en la lista de ruteo los transformadores con baterías, puesto que, en un principio no se tenían nociones de dónde ubicarlos.

CASO BASE	0	5631	6954	5434	5744	6966	3990	7067	5553	7007
CASO 0	0	3990	6966	4732	5744	5434	7067	5553	5883	7007
CASO 1	0	3990	6966	4732	5744	5434	7067	5553	5631	3991
TIEMPO1 [h]	0	1.213	2.2212	3.2286	4.2336	6.2456	7.3435	8.3481	9.4614	10.477

Figura 4-4: Ruteo de la cuadrilla o para los distintos casos de estudio.

El ruteo en todos los casos comienza en el centro de operaciones representado por el número cero. Ahora bien, el transformador con ID 5631 es un transformador con batería, cuyo tiempo de almacenamiento es 9,25 [h], dado que es un transformador con batería según las metodologías de los distintos casos, la posición en el ruteo de este transformador debiese cambiar y es precisamente lo que sucede.

El Caso Base coloca el transformador con ID 5631 al principio del ruteo, como se muestra en la Figura 4-4 destacado en amarillo. En cambio, este transformador para el Caso 0 está al final del ruteo de esta cuadrilla, por lo tanto, no aparece en la figura, sin embargo, una vez que pase por el ruteo cooperativo, como está al final, será otra cuadrilla la que se encargue de repararlo. Por otra parte, el Caso 1 lo cambia de posición, vemos que el tiempo en que la cuadrilla recupera este transformador en este caso corresponde a 9,46 [h], indicado en celeste en la ilustración. Esto significa que el código del Caso 1 está funcionando como es esperado, puesto que, en un principio el tiempo de recuperación era menor que el tiempo almacenado por la batería, entonces, se coloca en una posición en el ruteo, cuyo tiempo de restauración correspondiente sea superior y lo más cerca posible, esto es precisamente lo que se muestra en la figura.

4.4.2. Santiago Completo

El segundo escenario es utilizar el modelo de red de distribución aproximado de Santiago (en su totalidad), con el objetivo de determinar resultados de interés, tales como cantidad de energía no suministrada en un horizonte o tiempos de recuperación del sistema total, los cuales servirían para tomar decisiones en caso de querer invertir en mejorar la resiliencia del sistema de distribución con almacenamiento ante un evento de baja probabilidad y alto impacto. Y a diferencia del escenario anterior, en este caso se deben realiza múltiples simulaciones para obtener resultados comparables entre casos. Se ha escogido un número de 100 simulaciones para este escenario.

En este escenario se sigue manteniendo la división en cuatro zonas, pero se evalúan todas. Las características de este escenario son:

- N° Transformadores totales = 21.703
- N° Transformadores con baterías = 2.000
- El tiempo de duración de la energía almacenada en las baterías, sigue una distribución normal con media 12 horas y desviación estándar 4.

Capítulo 5: Resultados y Análisis

En esta sección se presentarán resultados globales y específicos de los casos de estudio, utilizando los distintos escenarios de evaluación según corresponda, junto con su análisis y destacando el aporte de los mismos. Dentro de los resultados globales se considera la cantidad de energía no suministrada total y el tiempo máximo de recuperación del sistema. Por otro lado, los resultados específicos corresponden a resultados particulares de toma de decisiones o experimentos, que fueron útiles para identificar los fenómenos presentes y su comprensión es de gran utilidad para realizar un mejor análisis de los resultados globales.

5.1. Resultados Específicos

- **Clusterización**

La metodología del Caso Base utiliza la clusterización k-means para agrupar los transformadores a reparar por las cuadrillas y dado que estos clusters tienen tamaños diferentes, provoca que los tiempos de recuperación de las cuadrillas sean distintos y he aquí la necesidad de implementar el ruteo cooperativo en dicha metodología. Este hecho hace que en los resultados finales, el ruteo cooperativo tenga un gran peso. Sin embargo, las propuestas metodológicas son implementadas previo al ruteo cooperativo. Esta problemática hace deseable quitarle relevancia a esta fase en los algoritmos, proponiendo un clustering que llegue a tamaños similares, y por tanto, tiempo de restauración más ecuánimes.

A continuación, en la Figura 5-1, se presentan los resultados del Caso 1 utilizando la Clusterización k-means.

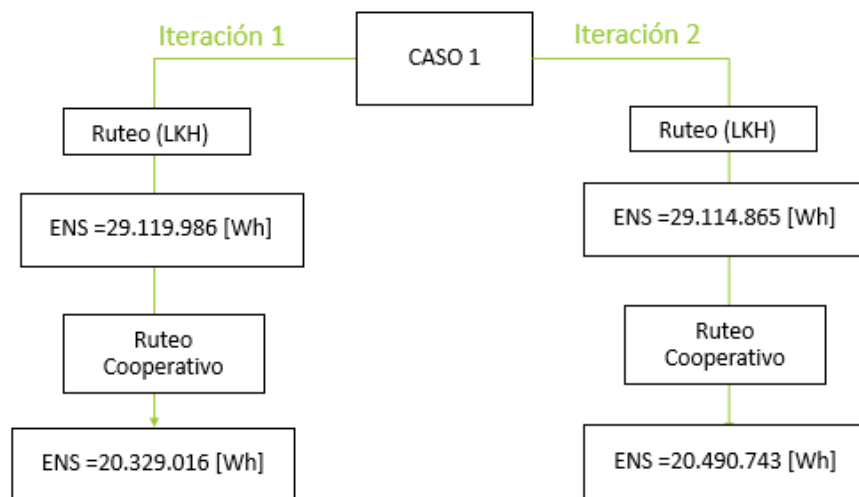


Figura 5-1: Esquema de los resultados del Caso 1 con clusterización k-means.

En este caso particular la iteración 1 corresponde a los resultados obtenidos del Caso Base y la iteración 2, muestra los resultados de cambiar los transformadores con baterías que estaban desaprovechados en la iteración 1. Los transformadores desaprovechados se definen como aquellos transformadores con batería asociada, que al sólo considerar distancia en la lista de ruteo quedan ubicados de tal manera que son atendidos antes que su energía se acabe.

Se puede ver que, la energía no suministrada (ENS) antes de pasar por el ruteo cooperativo, en el caso de la iteración 2 es menor que la obtenida en la iteración 1, lo que se explica por el uso eficiente de la energía almacenada en las baterías, sin embargo, una vez que pasan por el bloque de ruteo cooperativo, los resultados muestran que hay mayor energía no suministrada en la iteración 2, contrario a lo que teoría indicaría, pues los resultados de la iteración 2 deberían ser mejores que los de la iteración 1. Además, los resultados de energía no suministrada disminuyen alrededor de un 30% al pasar por el ruteo cooperativo. Por lo tanto, se concluye que el ruteo cooperativo está introduciendo ruido considerable en los resultados de la metodología propuesta.

Ahora bien, para corregir el problema anterior, lo más simple e intuitivo es igualar la cantidad de transformadores por cluster, de esta manera se le resta importancia al ruteo cooperativo, pues los cluster tendrán tamaños similares, por consiguiente, tiempos de restauración similares entre cuadrillas. Esto se realiza a partir de la clusterización dada por k-means y se traspasan los transformadores del cluster más grande al más pequeño, como se explicó en el bloque de clusterización de la metodología del Caso 1, a esto le llamaremos nueva clusterización.

A continuación, se muestran los resultados de energía no suministrada (ENS) y tiempo máximo de recuperación ($t_{\text{máx}}$) para el Caso Base, en escenario zona 1 con terremoto determinístico, antes de pasar por el ruteo cooperativo y post-ruteo cooperativo para ambas clusterizaciones:

Tabla 5-1: Resultados del Caso Base con diferente clustering.

Caso Base	Clustering k-means		Nuevo clustering	
	ENS [MWh]	$t_{\text{máx}}$ [h]	ENS [MWh]	$t_{\text{máx}}$ [h]
Pre-ruteo cooperativo	32,84	1410	21,14	750
Post-ruteo cooperativo	26,06	514	20,86	533

Los resultados de la tabla anterior muestran que, en primer lugar, analizando los resultados antes del ruteo cooperativo, la clusterización por k-means hace que el tiempo máximo de restauración del sistema sea excesivamente alto, teniendo que implementar el ruteo cooperativo para disminuir este tiempo de restauración, en cambio, la nueva clusterización tarda casi la mitad del tiempo anterior en restaurar el sistema. Por otro lado, la energía no suministrada dada con k-means es mayor a la dada por el nuevo clustering en casi 10 [MWh], mostrando una clara mejora e importancia de la clusterización.

En segundo lugar, se analizan los resultados posteriores al ruteo cooperativo, se puede ver que éste ayuda a disminuir en aproximadamente un 30% la energía no suministrada, dada la clusterización k-means, mientras que utilizando la nueva clusterización solo se disminuye un 2%. Lo cual tiene sentido, ya que, el algoritmo de ruteo cooperativo busca igualar los tiempos de restauración de las cuadrillas, lo que es una consecuencia de la nueva clusterización, por lo tanto, no es mucho más el aporte que puede hacer el ruteo cooperativo en este caso.

Otro comentario interesante dice relación con los tiempos de restauración. Es natural que k-means obtenga mejores tiempos, puesto que, es un clustering basado en distancias, y por tanto, las cuadrillas recorren menos distancias para reparar los transformadores. Sin embargo, cabe destacar que el ruteo cooperativo esta orientado en corregir los últimos transformadores de cada cuadrilla, los cuales tienen menor prioridad y por tanto, alimentan consumos más pequeños. Lo cual, podría ser no tan eficiente desde el punto de vista de la energía no suministrada.

- **Posición en el ruteo de los Transformadores con baterías**

Como se vio en la metodología del Caso 1, no tiene sentido tener almacenamiento de energía en baterías si no se utiliza de manera eficiente, por ejemplo, en la Figura 4-4, se puede ver que en el Caso Base, se coloca al transformador con ID 5631 que tiene batería de los primeros en el ruteo, es decir, se está yendo a reparar un transformador que no está aportando energía no suministrada a la red, en vez de recuperar otro que si lo esté, y al mismo tiempo se deja de aprovechar la energía que esta almacenada en la batería. De aquí nace la necesidad de ubicar los transformadores con baterías de manera estratégica en el ruteo.

Básicamente, la energía almacenada en la batería conectada al transformador, nos brinda holgura en el problema, si bien el transformador está en falla, no está aportando energía no suministrada, lo que se traduce en que disminuye la prioridad de ir a repararlo. Esta disminución de prioridad está estrechamente relacionada con la cantidad de energía almacenada en la batería, con el perfil de carga y el nivel de falla de dicho transformador, de lo anterior dependerá la cantidad de horas que podrá resistir antes de entrar en falla, a este tiempo se le ha llamado tiempo almacenado.

En un principio, se utiliza la metodología del Caso Base para realizar el caso de colocar todos los transformadores con baterías, al final de la lista de ruteo de cada cuadrilla (Caso 0 en la Tabla 5-2), claramente de esta manera se está utilizando toda la energía almacenada disponible, con lo que se podría llegar pensar que los resultados, al menos en cuanto a energía no suministrada total deberían ser mejores en comparación al Caso Base. A continuación, se presentan los resultados para el Caso Base y Caso 0, en el escenario zona 1 con terremoto determinístico:

Tabla 5-2: Resultados Caso Base con baterías y Caso 0.

	Caso Base	CASO 0
Costo Falla [USD]	24.405.181	26.851.653
Costo Recorrido [m]	21.332.544	21.805.480
Energía No Suministrada [Wh]	26.100.777	28.675.417
Tiempo 98 [h]	318	366
Tiempo 100 [h]	514	511
Energía Total Almacenada [Wh]	396,74	396,74
Energía almacenada no utilizada [Wh]	29	0

La tabla anterior muestra que en general los resultados del Caso 0, empeoran con respecto a los del Caso Base, incluso aumenta en 2.5 [MWh] la energía no suministrada total, siendo que en este caso se utiliza toda la energía almacenada, mientras que en el Caso Base se estaría

desaprovechando 29 [kWh]. Esto se explica debido al hecho de que, al mover todos los transformadores con baterías al final en la lista de ruteo de cada cuadrilla, su energía almacenada se habrá terminado mucho antes de que las cuadrillas los puedan ir a reparar. En la Figura 5-2, se puede ver la lista de tiempos de recuperación de una cuadrilla, en la cual se agrega el tiempo en que se acaba la energía almacenada en la batería (t_{sto}), para poder visualizar lo que sucede con la energía en dicho tiempo, el cual es aproximadamente 12 horas. Vemos que hasta dicho instante la energía faltante debido a la falla la está cubriendo la batería (sección Sto en verde), luego comienza a aportar energía no suministrada representada por el área en rojo, la cual es mucho mayor que el área verde. Finalmente, el transformador con batería es reparado en el tiempo (t_R), el cual estaría rondando las 500 horas, puesto que, en este escenario sólo se evalúa la Zona 1 y no hay cooperación de las cuadrillas de las otras zonas para reducir el tiempo total de restauración del sistema.

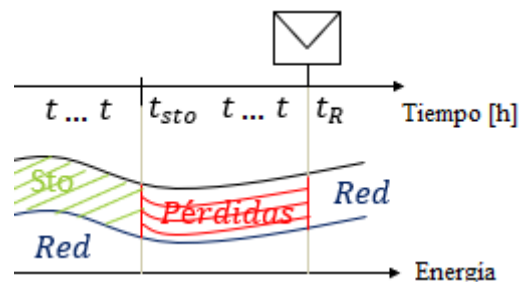


Figura 5-2: Diagrama de lista de tiempos de recuperación de una cuadrilla y la evolución de energía de un transformador conectado a batería en el tiempo.

De lo anterior, se concluye que si colocamos los transformadores con baterías demasiado lejos del tiempo almacenado (propio de cada transformador), no estamos aportando mejoras significativas a los resultados, ya que, una vez que se supere el tiempo almacenado, comenzarán a aportar energía no suministrada y entre más se tarde la cuadrilla en ir a repararlos, mayor será dicho aporte, más aun considerando si el transformador corresponde a un transformador de alta prioridad, y por tanto, alimenta consumos grandes. Esto sugiere colocar los transformadores en una posición cercana a cuando se les vaya a terminar la energía almacenada, con el objetivo de hacer uso máximo de la misma.

Sin embargo, no todos los transformadores con almacenamiento estarían desaprovechando su energía almacenada. Debemos notar que el algoritmo del Caso Base prioriza los transformadores para generar la lista de ruteo, por lo tanto, existen transformadores con baterías que estarán colocados en el ruteo, después de que se les haya acabado la energía almacenada, es decir, su tiempo de recuperación es mayor a su tiempo almacenado. Ahora bien, los transformadores que debemos mover en la lista de ruteo para aprovechar su energía almacenada, son precisamente los que dada la función de priorización quedaron posicionados antes de agotar su energía almacenada. Para el escenario de evaluación Zona 1 con terremoto determinístico y promedio de 12 horas de almacenamiento, son 31 transformadores con batería que cumplen esta condición (tiempo de recuperación menor a su tiempo almacenado), de un total de 669 transformadores con baterías en la zona. Es decir, solo se actúa sobre el 4,5% de los transformadores con baterías de la zona, por tanto, los aportes que podrían generar en los resultados globales debería ser bajos.

- **Trade-off entre energía no suministrada y tiempo de recuperación del sistema**

Es sabido de manera intuitiva, dónde colocar los transformadores con baterías en el ruteo, la metodología del Caso 1 utiliza esto para reposicionar los transformadores con baterías, que no estaban utilizando eficientemente su energía almacenada. En la Figura 5-3

se muestra gráficamente la metodología del Caso 1 aplicada a un transformador con batería, que en la iteración 1 estaba desaprovechando su energía almacenada.

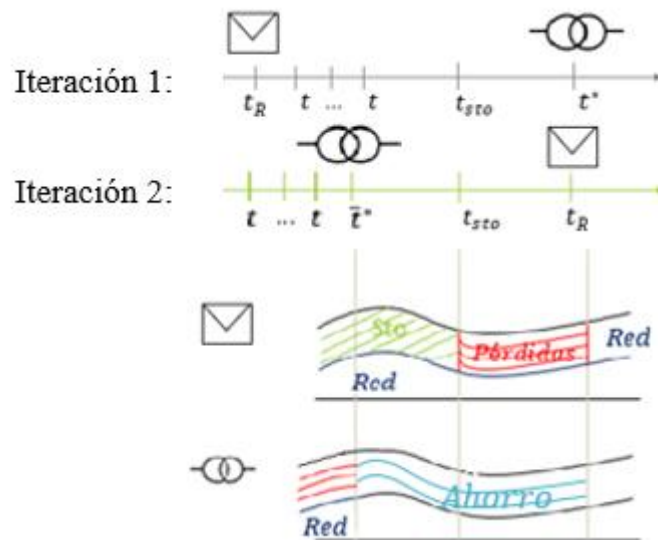


Figura 5-3: Proceso de la metodología del Caso 1.

Podemos ver, que en la iteración 1 el tiempo de restauración (t_R) del transformador con batería esta al inicio de la lista y el tiempo en que se le acaba la energía almacenada (t_{sto}) está después en la lista, por lo tanto, es un transformador que se debe atrasar en la lista de ruteo. Se llamará transformador asterisco (t^*), al transformador que está inmediatamente después del tiempo almacenado t_{sto} . En la iteración 2, se cambia de posición al transformador con batería dejándolo después del transformador asterisco en el ruteo y como se puede ver en la Figura, este cambio genera pérdidas o energía no suministrada para el caso del transformador con batería, por el contrario, para el caso del transformador asterisco y todos los demás transformadores que adelantaron su tiempo de recuperación, hay un ahorro en comparación a la posición que tenían en la iteración 1 en el ruteo. Además, en esta Figura se puede ver lo que se mencionaba en el punto anterior: si se retrasa mucho más el transformador con batería en el ruteo de la iteración 2, este estará aportando muchas más pérdidas.

Ahora bien, se esta cambiando la posición de los transformadores en el ruteo, con el objetivo de disminuir la energía no suministrada total, siendo que, el ruteo inicial está dado por la función de priorización y la distancia entre los transformadores dañados. Por lo tanto, al cambiar de posición los transformadores en el ruteo, cambian las distancias recorridas por las cuadrillas, en consecuencia, cambian los tiempos de recuperación de los mismos, pudiendo existir un leve retraso en los tiempos en que la cuadrilla va a reparar los transformadores posicionados después del transformador con batería.

- **Análisis del horizonte “Tiempo Storage”**

El tiempo almacenado t_{sto} se ha definido como la cantidad de horas que puede dar energía cada batería, por tanto, existe un tiempo almacenado para cada sistema de almacenamiento, como se mencionó en el punto anterior, el aporte de las baterías en los resultados globales utilizando la metodología del Caso 1 se verán poco reflejados, debido a que la cantidad de transformadores con batería desaprovechados en el ruteo, son relativamente pocos en comparación al total de transformadores con baterías en la zona de evaluación. Para el escenario Zona 1 con terremoto determinístico, solo el 4,6% están desaprovechados y es sólo sobre ellos donde actúa la metodología del Caso 1. Este

porcentaje encuentra explicación en que el t_{sto} en general alcanza las 12 horas, mientras que la fallas de los transformadores son reparadas alrededor de la hora 530, es decir (alrededor de 2 % del tiempo, los transformadores permanecen en falla). Este efecto se podría reducir si las baterías estuvieran asociadas a generación local (por ejemplo solar) y por tanto, se podrían cargar diariamente para dar respaldo una parte importante de las horas durante el horizonte de falla

Del mismo modo, la cantidad de horas de almacenamiento de las baterías son relativamente pocas, con respecto a la cantidad de horas en que el sistema demora en restaurarse, entonces para conocer realmente el aporte de la metodología del Caso 1, debemos analizar precisamente donde está actuando y no solo evaluar los resultados totales, por lo tanto, se define el tiempo_storage (t_{sto}) como el tiempo de restauración correspondiente al último transformador con batería mal ubicado en la lista de ruteo. De este modo, es posible centrar el análisis de las funciones implementadas en el primer rango de tiempo post terremoto. En la Figura 5-4 se presenta un esquema explicativo de cómo obtener el tiempo_storage de cada cuadrilla.

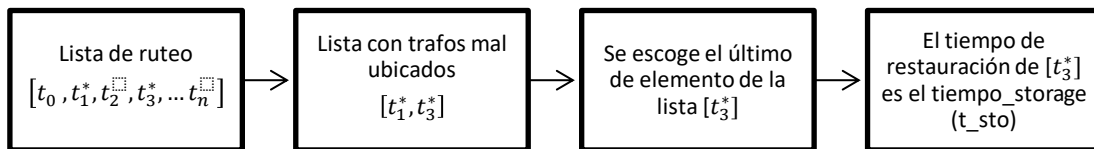


Figura 5-4: Diagrama de bloques para el proceso de elección del tiempo_storage.

5.2. Resultados Globales

A continuación, se presentan los resultados de cada caso de estudio, con su respectivo análisis, tanto para el escenario zona 1 con terremoto determinístico, como para Santiago completo. Además, se presenta la evolución de los resultados en el tiempo durante el periodo de evaluación, para complementar el análisis de cada caso.

5.2.1. Caso Base

La metodología del Caso Base no considera almacenamiento de los transformadores de distribución para realizar la lista de ruteo de las cuadrillas, con lo cual, no se estarían aprovechando todos los recursos disponibles para solucionar el problema al no tener información de estos elementos. Sin embargo, es un punto de partida para evaluar la red y se utilizará como referencia para los demás casos de estudio.

En la Tabla 5-3, se presentan los resultados del presente caso en el escenario Zona 1 con terremoto determinístico, donde ENS t_{sto} es la suma de energía no suministrada en el periodo de evaluación hasta el tiempo storage, ENS_Total es la suma de energía no suministrada durante el periodo de evaluación completo, es decir, hasta el sistema se recupera en un 100%, y $t_{m\acute{a}x}$ es el tiempo de restauración de la cuadrilla que más tiempo demoró en restaurar su lista de transformadores.

Tabla 5-3: Resultados Caso Base escenario Zona 1 con terremoto determinístico.

Caso Base	2000 transformadores con baterías
ENS t_sto [MWh]	1,01
ENS Total [MWh]	20,86
t_max [horas]	533

5.2.1.1. Variantes del Caso Base sin Baterías.

Por otro lado, actualmente la red de distribución de Santiago no cuenta con sistemas de almacenamiento, sin embargo, otra manera de mejorar la resiliencia del sistema de distribución, es precisamente aumentando los recursos del mismo, por lo tanto, es interesante evaluar la red utilizando la metodología del caso base, pues sería la más adecuada considerando las condiciones reales de la red. Para ello, se realizan distintos casos de análisis con respecto a las cuadrillas de emergencia disponibles para atender el evento y con respecto a la cantidad de centros de operación, que determinan la cantidad de zonas de división de Santiago, ya que cada zona está asociada a un centro de operación. Los casos son presentados a continuación:

1. Caso Base:
 - a. Caso con 4 centros de operación y 25 cuadrillas por zona.
 - b. Caso con 4 centros de operación y 50 cuadrillas por zona.
2. Caso Base con 6 centros de operación:
 - a. Caso con 6 centros de operación y 25 cuadrillas por zona.
 - b. Caso con 6 centros de operación y 17 cuadrillas por zona.

Para todos los casos, se evalúa todo Santiago con terremoto determinístico. El Caso Base (a) representaría la situación actual de Santiago, donde se tienen cuatro centros de operación y se realiza el supuesto de que se alcanza a tener 100 cuadrillas disponibles para cubrir emergencias, como eventos de baja probabilidad y alto impacto, las cuales, por decisión del modelo se reparten de forma equitativa en las cuatro zonas en todos los casos. En el Caso Base (b) se mantiene la cantidad de zonas, pero se aumenta al doble la cantidad de cuadrillas emergencia disponibles. Por otra parte, la motivación de colocar dos centros de operación más, se origina debido a que para la Zona 1, en la división dada por los polígonos de Voronoi, resulta tener una cantidad de elementos mucho mayor que las demás zonas, por lo tanto, se procede a agregar dos centros de operaciones adicionales en la zona 1, tal como muestra la Figura 5-5(b).

Comparando la división de Santiago presentadas en la Figura 5-5, podemos notar visualmente que al agregar dichos centros, la zona 1 y la zona 2 reducen su área, ya que, la nueva zona 5 resulta ser un subconjunto de lo que era la zona 1 anteriormente, mientras que la nueva zona 6 resulta ser un subconjunto de la zona 1 y la zona 2, en cambio, las zonas 3 y 4 se mantienen de tamaños similares a la anterior división. En la Tabla 5-4 se presentan los resultados de los casos descritos.

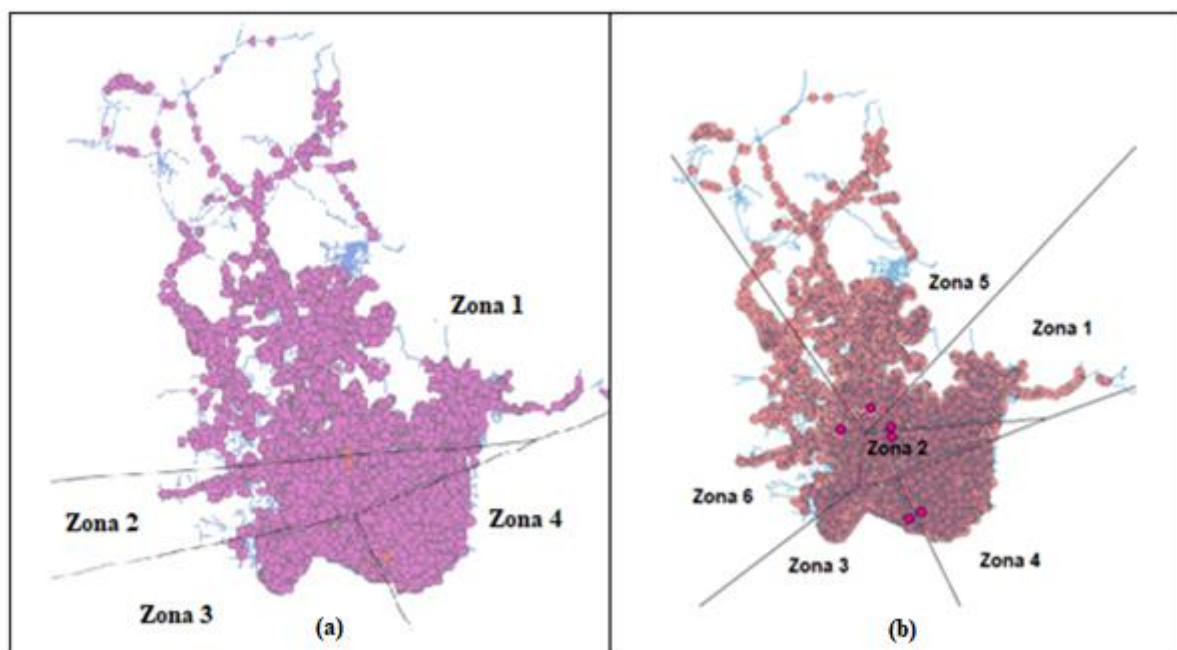


Figura 5-5: (a) División de Santiago en 4 zonas. (b) División de Santiago en 6 zonas.

Tabla 5-4: Resultados Caso Base sin baterías en escenario Santiago completo.

Caso Base	(a)	(b)
Costo falla [USD]	68.893.767	36.398.108
Costo recorrido [m]	49.385.194	48.430.511
Energía no suministrada [Wh]	45.119.596	23.234.861
Tiempo 98 [h]	275	132
Tiempo 100 [h]	323	156

Los resultados del Caso Base (a) representan la situación actual real de la red de distribución referencial modelada, los cuales se utilizarán como punto de comparación para los demás casos de estudio. Ahora bien, el objetivo de modificar el número de cuadrillas es conocer la relación entre este parámetro y los resultados evaluados. En cuanto a los resultados del Caso Base (b), se puede apreciar, exceptuando el costo de recorrido (que corresponde a la distancia recorrida por todas las cuadrillas), que todos son aproximadamente la mitad de los resultados del Caso Base (a), lo que tiene sentido, ya que, se está aumentando al doble el número de cuadrillas por centro de operación, de este modo, se observa una fuerte dependencia del proceso con el número de cuadrillas. Por otro lado, el costo de recorrido es la distancia total que recorren todas las cuadrillas, por lo tanto, tiene sentido que el resultado sea similar en ambos casos, y de hecho, debiese ser de este orden de magnitud en todos los casos que estamos evaluando en esta sección.

El Caso 6 centros de operación (a) mantiene la cantidad de 25 cuadrillas por zona, por lo tanto, alcanza a tener 150 cuadrillas disponibles y al igual que en el caso anterior, los resultados muestran que existe una relación semejante a la lineal entre éstos y el número de

cuadrillas, exceptuando el costo de recorrido, que como ya se dijo, debiese mantenerse similar en orden de magnitud. Para el caso (b), el objetivo es conocer qué es más provechoso: tener más centros de operación con la misma cantidad de cuadrillas existentes (100) o mantener la cantidad de centros de operación (4) aumentando la cantidad de cuadrillas por centro. En este caso, se tienen 17 cuadrillas por cada centro de operación (102 cuadrillas en total), los resultados se muestran en la Tabla 5-5:

Tabla 5-5: Resultados Caso Base sin baterías con 6 centros de operación en escenario Santiago completo.

Caso 6 centros de operación	(a)	(b)
Costo falla [USD]	43.809.842	62.305.628
Costo recorrido [m]	42.955.404	43.935.242
Energía no suministrada [Wh]	28.549.601	41.051.074
Tiempo 98 [h]	178	256
Tiempo 100 [h]	207	389

Los resultados del Caso con 6 centros de operación (b), son consistentes con las relaciones dadas por los resultados anteriores, vemos que el número de cuadrillas afecta directa y proporcionalmente los resultados, por ejemplo, el costo de falla en los casos en que se mantienen aproximadamente las 100 cuadrillas ronda el orden de los 60 mil millones de dólares, lo mismo sucede con la energía no suministrada, en ambos casos ronda los 40 [MWh].

Se concluye que al mantener el número de 100 cuadrillas de emergencia, se logra una menor energía no suministrada en el periodo de evaluación, teniendo los recursos repartidos en más centros de operación, esto se explica debido a que la división por polígonos de Voronoi, para el caso de seis centros de operación, agrupa de forma más equitativa la cantidad de transformadores por zona, en comparación, a la división que hace cuando hay cuatro centros de operación, donde la zona 1 es cargada con muchos más transformadores que las demás zonas, por lo tanto, dada la función de priorización, ahora transformadores que aportaban gran cantidad de energía no suministrada deben esperar menos tiempo para ser reparados, disminuyendo los resultados de energía no suministrada total.

Por otro lado, se logra visualizar la relación entre la cantidad de cuadrillas y los resultados evaluados, por lo tanto, aumentar la cantidad de cuadrillas para mejorar la resiliencia del sistema de distribución, aportaría aproximadamente de forma casi lineal. Sin embargo, superar la cantidad de 100 cuadrillas de emergencia en eventos de BPAI para la distribuidora no es algo común, más aun los costos económicos de mantener una mayor cantidad de cuadrillas durante todo el año, si sólo se utilizan para eventos de BPAI son extremadamente altos. Estos resultados son de utilidad para la toma de decisiones de la distribuidora, si desea mejorar la resiliencia del sistema e influyen en la planificación del mismo, ya que, tanto aumentar el número de cuadrillas como centro de operaciones tienen influencia directa en los indicadores de resiliencia evaluados, sin embargo, el análisis de costo beneficio de cada una de las alternativas es algo que requiere estudios fuera del alcance de la memoria.

5.2.2. Caso 1

La metodología del Caso 1, busca aprovechar la energía almacenada en las baterías que no se estaba utilizando, debido a su posicionamiento temprano en el ruteo, por lo tanto, se mueven los transformadores con baterías a una posición tal, que ocupe toda su energía almacenada, con lo cual, en teoría se deberían llegar a mejores resultados en cuanto a energía no suministrada. Sin embargo, en el ruteo de una cuadrilla puede existir más de un transformador con batería que necesite ser reposicionado y dado que el algoritmo no hace este movimiento en el ruteo en paralelo para todos los transformadores (debido a que se está realizando un procedimiento heurístico y no una optimización), sino que, mueve los transformadores desaprovechados uno a la vez, existe la posibilidad de que al mover un transformador con batería el que ya se había movido a la posición deseada vuelva a quedar bajo su tiempo t_{sto} , es por esto que, se necesita más de una iteración para lograr que converjan los resultados. Un ejemplo de esto se muestra en la Tabla 5-6:

Tabla 5-6: Resultado de energía no suministrada para 4 iteraciones del Caso 1.

Caso 1	ENS_Total [Wh]
Iteración 1	21.146.406
Iteración 2	21.174.739
Iteración 3	21.173.582
Iteración 4	20.889.770

De la tabla anterior, se puede ver la importancia de realizar estas iteraciones, en un principio se tiene menor energía no suministrada que en las dos iteraciones siguientes y es en la cuarta iteración, donde finalmente se logra ubicar a todos los transformadores de manera correcta en el ruteo, obteniendo la menor energía no suministrada. Es por esto que el criterio de detención de esta metodología es cuando haya pasado la cuarta iteración, puesto que, cuando se sigue iterando los resultados no cambian. De este modo, es posible que en otros casos de estudio, se necesite una cantidad distinta de cuatro iteraciones antes que se logre la convergencia de los parámetros.

Por otra parte, como se vio anteriormente en resultados específicos, la cantidad de baterías y la duración de las mismas, es relativamente baja en comparación a la cantidad de transformadores fallados y al tiempo de restauración total del sistema respectivamente, lo cual limita el aporte de las baterías en los resultados de energía no suministrada.

Uno de los objetivos de esta memoria es conocer cómo ayudarían los sistemas de almacenamiento de energía, en este caso se utilizan baterías, en relación con el ruteo óptimo de las cuadrillas. Se discutió anteriormente, que el almacenamiento brinda holgura al problema de ruteo de cuadrillas, por lo tanto, si se quisiera llegar a mejores resultados en cuanto a menores tiempos de restauración y menos cantidad de energía no suministrada mientras se recupera el sistema, considerando las restricciones reales actuales como el costo de las baterías y la cantidad de horas de almacenamiento de las mismas, nace la pregunta ¿Qué será mejor?, ¿Tener mayor cantidad de transformadores con baterías o mayor cantidad de horas de almacenamiento (baterías con mayor capacidad de almacenamiento)?.

De esta pregunta nace la motivación de realizar un análisis de sensibilidad con respecto al almacenamiento, en cuanto a estas dos variables. Por otro lado, del análisis de los resultados específicos, es posible intuir una respuesta a la pregunta anterior.

5.2.2.1. Análisis de Sensibilidad para el Almacenamiento en Escenario zona 1 con terremoto determinístico

En primer lugar, este análisis utiliza el escenario zona 1 con terremoto determinístico, porque se necesita conocer cómo cambian los resultados de energía no suministrada, para diferentes tiempos de almacenamiento y cantidad de transformadores con baterías, por lo tanto, no tiene sentido realizar esta comparación de resultados si varía el estado de daño de los transformadores en cada simulación. Además, para realizar el análisis correspondiente, no se necesita conocer el orden de magnitud de los resultados de todo el sistema, basta con utilizar la zona 1 para realizar el análisis de sensibilidad. De este modo, cada una de las sensibilidades enfrenta el mismo evento, de modo que son comparables directamente.

- **Cantidad de horas de almacenamiento**

Debido al bajo tiempo de duración del almacenamiento en comparación al tiempo de restauración total del sistema, el aporte de las baterías se refleja poco en los resultados globales. Es por esto que, además de conocer los resultados de energía no suministrada totales, se añaden los resultados de energía no suministrada hasta el tiempo almacenado (ENS t_{sto}), con el fin de conocer el aporte de la metodología del Caso 1, que es principalmente en las primeras horas de restauración del sistema, hasta que se acaba el tiempo almacenado del último transformador con almacenamiento que estaba mal ubicado en la lista de ruteo preliminar de cuadrillas.

A continuación, se presentan los resultados de energía no suministrada para el Caso Base y Caso 1, cuando se aumenta la cantidad de horas de almacenamiento en el escenario Zona 1 con terremoto determinístico, el cual contiene un total de 669 transformadores con batería en dicha zona, simulando para cada caso, que las baterías alcanzan a durar 12, 18, 24 y 48 horas respectivamente.

Tabla 5-7: Energía no suministrada del Caso Base según tiempo de almacenamiento.

Caso Base (2000)	Tiempo almacenado [h]			
	12	18	24	48
ENS t _{sto} [Wh]	984.093	1.619.179	2.146.112	4.136.741
ENS Total [Wh]	20.666.508	20.578.100	20.500.761	20.217.472
N° t c/sto t _r <t _{sto}	31	39	45	78

Tabla 5-8: Energía no suministrada del Caso 1 según tiempo de almacenamiento.

Caso 1 (2000)	Tiempo almacenado [h]			
	12	18	24	48
ENS t _{sto} [Wh]	971.951	1.601.647	2.117.618	4.018.235
ENS Total [Wh]	20.682.540	20.580.081	20.499.902	20.133.184
N° t c/sto t _r <t _{sto}	31	39	45	78

Tabla 5-9: Diferencia de energía no suministrada entre Caso Base y Caso 1.

Tiempo almacenado	12 [h]	18 [h]	24 [h]	48 [h]
Diferencia ENS t_{sto} [kWh]	12.14	17.53	28.49	118.5
Diferencia ENS Total [kWh]	-16.03	-1.98	0.85	84.28

Para comprender los resultados de las tablas anteriores, se deben comparar los resultados de energía no suministrada del Caso Base y Caso 1, para un mismo tiempo almacenado. Para esto es útil la Tabla 5-9, que muestra la diferencia de energía no suministrada entre los dos casos, tanto para el horizonte de evaluación hasta el tiempo almacenado como para el horizonte total. Por ejemplo, el aporte de las baterías cuando tienen un tiempo de almacenamiento de 12 horas es 12.14 [kWh] con respecto al Caso Base, cuando se evalúa su aporte en el horizonte de evaluación dado hasta su tiempo de almacenado, en cambio, en el periodo total de evaluación, la metodología del Caso 1 no es un aporte, por el contrario, se están perdiendo 16.03 [kWh] adicionales, en comparación al Caso Base.

Por otra parte, la última fila de la Tabla 5-7 y Tabla 5-8, es la cantidad de transformadores con baterías, cuyo tiempo de restauración fue menor a su tiempo almacenado (t_{sto}), es decir, transformadores desaprovechados. Los cuales aumentan en número, a medida que se aumenta el promedio de tiempo almacenado por las baterías, ya que, se abarca más tiempo, por consiguiente, más transformadores desaprovechados. Esto se puede ver en la Figura 5-6, donde se muestra la lista de tiempo de recuperación de una cuadrilla y los transformadores con almacenamiento colocados en su tiempo de recuperación respectivos, los cuales están posicionados de acuerdo a la función de priorización, por tanto, se puede ver que entre mayor es la cantidad de tiempo almacenado por la batería, existirá una mayor cantidad de transformadores desaprovechados. Esto se debe a que la lista original no considera el almacenamiento, y si el tiempo considerado es más largo sólo aumenta la probabilidad de que hayan más trafos, porque básicamente la lista es más larga.

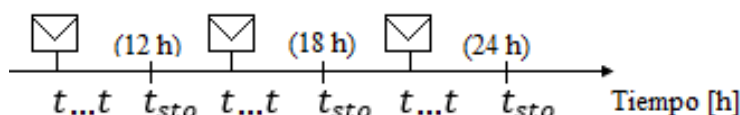


Figura 5-6: Esquema de lista de tiempo de restauración de transformadores fallados.

Los resultados para ambos horizontes de tiempo, muestran que entre mayor es la energía almacenada, mayor será esta diferencia, por consiguiente, mayor será el ahorro de energía no suministrada (ver Tabla 5-9). Esto se explica por la cantidad de transformadores desaprovechados. Se puede ver en la última fila de las tablas anteriores, la cantidad de transformadores con baterías desaprovechados, los cuales, aumentan a medida que aumenta la energía almacenada, por lo tanto, entre más transformadores con baterías desaprovechados hayan, mayor es la energía que se estaba desperdiciando y mayor será la energía disponible para utilizar por el Caso 1.

Lo anterior se refleja mucho mejor en el caso de evaluar el horizonte hasta el tiempo_storage, ya que, es en las primeras horas donde la metodología del Caso 1 realiza su aporte, pues cambia de posición los transformadores con baterías, las cuales tienen un tiempo de almacenamiento aproximado de 12, 18, 24 o 48 horas dependiendo el caso, sin embargo, los tiempos de recuperación del sistema rondan las 500 horas en el escenario de Zona 1 con terremoto determinístico, por lo tanto, los transformadores que están después del tiempo almacenado no se ven beneficiados y como se explicó en los resultados específicos, este

movimiento en la lista de ruteo, provoca que los tiempos de reparación de éstos transformadores puedan ser levemente mayores y dado que son muchos los transformadores que sufren este retraso, en los resultados evaluando el horizonte total no es claro el aporte de las baterías. De hecho, cuando la energía almacenada es muy poca, como en el caso de 12 y 18 horas, el aporte de la metodología en la cantidad de transformadores que puede actuar son tan pocos en comparación a los que les provoca el retraso en el tiempo de restauración, que terminan siendo peor los resultados.

Los resultados se grafican en la Figura 5-7, donde se aprecia que la energía no suministrada en el Caso Base, para todos los tiempos almacenados evaluados (12, 18, 24 y 48) es superior que el Caso 1. Esto es consistente con lo esperado, ya que, en el Caso 1 estamos reposicionando los transformadores con baterías para aprovechar la energía almacenada y lograr disminuir la energía no suministrada, por lo tanto, al menos en el horizonte de evaluación del tiempo almacenado (o tiempo_storage), la metodología del Caso 1 funciona como es esperado. Además, lógicamente a medida que se evalúa un mayor periodo de tiempo, los resultados de energía no suministrada aumentan.

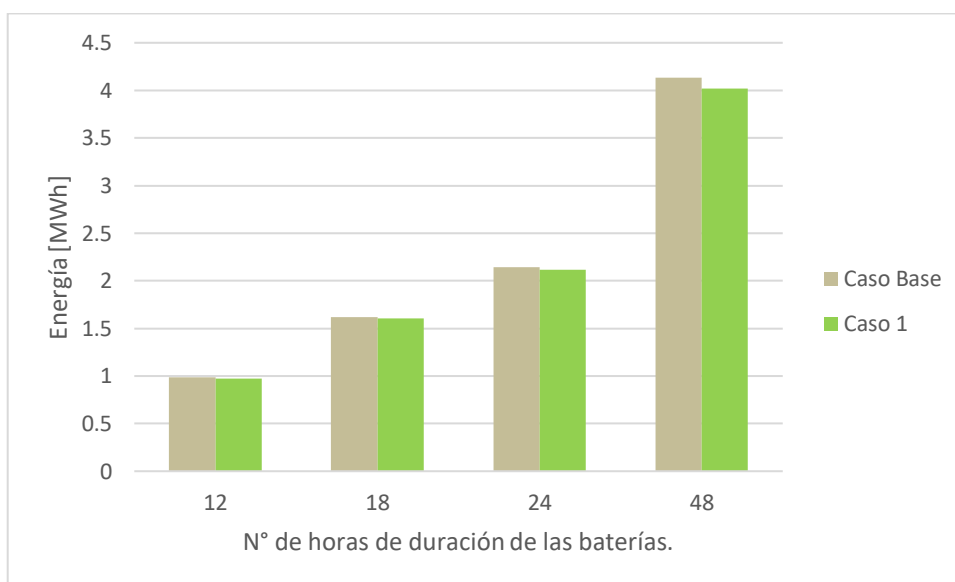


Figura 5-7: Gráfico de energía no suministrada hasta el tiempo almacenado.

Por otra parte, cuando evaluamos los resultados de energía no suministrada en todo el horizonte de tiempo, es decir, hasta que termina de recuperarse el último elemento fallado de la red, los resultados muestran que la energía no suministrada en el Caso Base es menor que la del Caso 1, cuando el tiempo almacenado es 12 o 18 horas, mientras que cuando se superan las 24 horas es el Caso 1 el que presenta mejores resultados, lo cual se grafica en la Figura 5-8.

En el gráfico de la Figura 5-8 se aprecia cómo van cambiando los resultados en cada caso. En un principio al tener 12 horas de almacenamiento, el Caso Base presenta menor cantidad de energía no suministrada, mientras que cuando hay 18 y 24 horas, los resultados se mantienen parejos para ambos casos (estos resultados se presentan en detalle en las Tablas 5-7 y 5-8). Finalmente, para el caso de 48 horas de almacenamiento, se ve claramente que el Caso 1 es mejor que el Caso Base. Esto se debe a que el tiempo de almacenamiento por las baterías, es suficiente para lograr que la cantidad de transformadores que empeoran sus tiempos de recuperación no generen más pérdidas en energía no suministrada, que los transformadores beneficiados por el almacenamiento. Es por esta misma razón, que para el caso de 12 horas, el Caso 1 tenía peores resultados, ya que, un tiempo de 12 horas era insuficiente para compensar

a los transformadores que se les atrasaba su tiempo de recuperación, por consiguiente, generaban mayor cantidad de energía no suministrada.

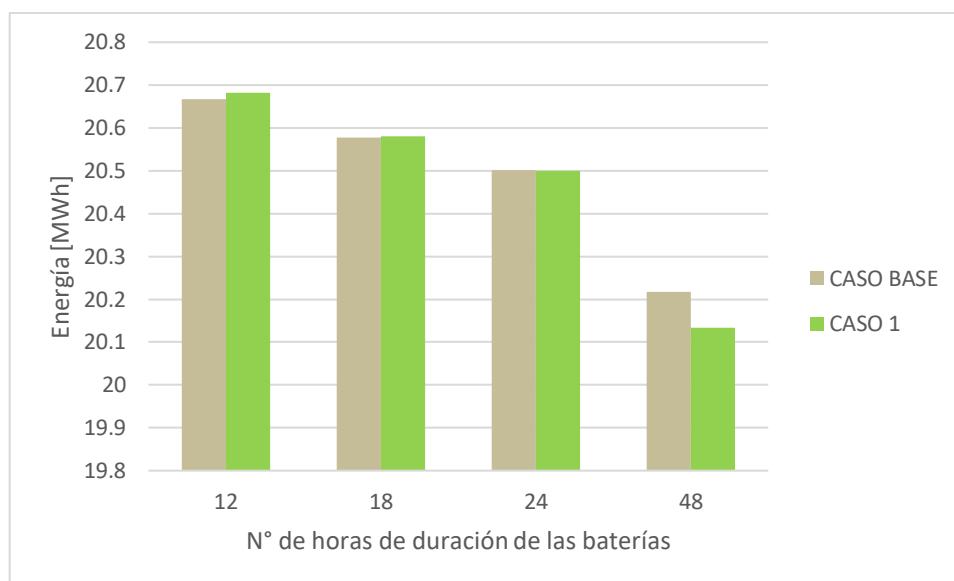


Figura 5-8: Energía no suministrada total.

- **Cantidad de transformadores con almacenamiento**

A continuación, se realiza el mismo análisis de la sección anterior en el mismo escenario, pero esta vez manteniendo las horas de almacenamiento (12 horas para todas las baterías), y cambiando la cantidad de transformadores con baterías en cada simulación. Cabe destacar que, existe una relación entre las horas de almacenamiento elegidas en la sección anterior y la cantidad de transformadores con baterías evaluadas en ésta, pues se está manteniendo la cantidad de horas de almacenamiento totales en la red, ya que se desea conocer qué es más conveniente. Por ejemplo, 3.000 transformadores con baterías de 12 horas de duración equivalen a 2.000 transformadores con baterías de 18 horas de duración, en ambos casos se disponen de 36.000 horas de almacenamiento.

Tabla 5-10: Energía no suministrada del Caso Base según cantidad de transformadores conectados a baterías.

Caso Base (12[h])	N° Transformadores con Almacenamiento			
	2000	3000	4000	8000
ENS t_sto [Wh]	984.093	1.367.568	1.595.669	1.542.009
ENS Total [Wh]	20.666.508	20.614.268	20.528.588	20.171.381
N° t c/sto t_r<t_sto	31	38	40	95

Tabla 5-11: Energía no suministrada del Caso 1 según cantidad de transformadores conectados a baterías.

CASO 1 (12[h])	N° Transformadores con Almacenamiento			
	2000	3000	4000	8000
ENS t_sto [Wh]	971.951	1.349.461	1.577.126	1.503.402
ENS Total [Wh]	20.682.540	20.606.289	20.539.830	20.156.353
N° t c/sto t_r<t_sto	31	38	40	95

Los resultados en ambos casos, para la energía no suministrada hasta el tiempo_storage, son mejores en el Caso 1, por el mejor uso de la energía almacenada en las baterías. Y al igual que en la sección anterior, la diferencia entre el Caso Base y Caso 1, representa el ahorro de energía no suministrada, el cual es mayor a medida que exista mayor cantidad de transformadores con batería desaprovechados en el caso original (última fila de las tablas anteriores).

Por otro lado, los resultados de la energía no suministrada total únicamente en la simulación del Caso 1 con 8.000 transformadores con baterías es mejor que el Caso Base, esto tiene directa relación con la cantidad de transformadores con baterías sobre los cuales la metodología del Caso 1 puede actuar. Para el caso donde se dispone de 48.000 horas de almacenamiento, en la sección anterior se tenían 2.000 transformadores con baterías de 24 horas de duración y 45 transformadores desaprovechados, en cambio, en esta sección se tienen 4.000 transformadores con baterías de 12 horas de duración y solo 40 transformadores desaprovechados, como se puede ver en las tablas anteriores, por lo tanto, la energía acumulada de estos 5 transformadores faltantes, marcan la diferencia entre los resultados del Caso Base y Caso 1. De hecho, si miramos los datos en la Tablas 5-7 y 5-8 al tener 45 transformadores desaprovechados, apenas alcanzan a ser mejor los resultados del Caso 1. Por lo tanto, en este caso particular, cuando hay más de 45 transformadores desaprovechados, el Caso 1 comienza a dar mejores resultados de energía no suministrada total.

Por último, se concluye que conviene tener más energía almacenada que mayor cantidad transformadores con baterías. Para que la metodología del Caso 1 aporte más a la disminución de energía no suministrada total, se deben tener baterías con mayor capacidad de almacenamiento, pues al comparar los resultados de las Tablas 5-8 y 5-11, se aprecia que el Caso 1 da mejores resultados cuando hay 2.000 baterías con 48 horas de duración y 78 transformadores desaprovechados, mientras que para esta misma cantidad de horas almacenadas (96.000 horas), el resultado de energía no suministrada para 8.000 baterías con 12 horas de duración y 95 transformadores desaprovechados da un resultado mayor de energía no suministrada. Siendo que éste último tiene más transformadores que pueden ser reposicionados, y por lo tanto, más energía disponible para aprovechar. Sin embargo, como la cantidad de energía almacenada es baja, aunque se tengan muchas baterías no alcanza a ser un gran aporte.

De este modo, el aporte de tener más transformadores es limitado por la capacidad que tienen las cuadrillas de ir a corregir transformadores en un tiempo determinado (en este caso, el t_{sto}), de modo que al aumentar el número de transformadores, sin aumentar su capacidad de almacenamiento (t_{sto}), los efectos son menores en comparación a aumentar la capacidad de almacenamiento

5.2.3. Caso 2

Suponiendo que los resultados de un ruteo que minimiza los tiempos de reposición mediante el algoritmo LKH, son cercanos al óptimo, entonces sería ideal que el problema del ruteo de cuadrillas se solucionara únicamente por los resultados del LKH, sin embargo, este problema es tan grande y complejo (*NP hard*), que las herramientas computacionales disponibles no logran resolverlo en tiempos razonables para esta memoria. Por esta problemática nace la metodología del Caso 2, para lograr resultados aproximados en tiempos razonables.

Sería ideal que la metodología sea capaz de ubicar los transformadores con baterías de manera eficiente en el ruteo, sin embargo, las herramientas de ruteo utilizadas no consideran en

su función objetivo la disminución de energía no suministrada, ya que el modelamiento utilizado solo considera minimizar las distancias (y por tanto, los tiempos de reposición), sin embargo, con la metodología del Caso 1 se tiene un criterio para posicionar a los transformadores con baterías que no estaban aprovechando su energía almacenada de forma eficiente, de manera de utilizar toda la energía almacenada de todas las baterías. Estos cambios de posición en el ruteo para los transformadores con baterías se realizan de manera aproximada, a través de un proceso heurístico en el Caso 1. En el Caso 2, se procede a mejorar la forma de realizar estos cambios, utilizando la herramienta matemática LKH aplicando el problema CVRPTW, el cual, contiene restricciones de ventanas de tiempo que se utilizarán para que los transformadores con baterías, sean colocados en el ruteo de manera tal de no desaprovechar su energía.

Las ventanas de tiempo en la práctica son una restricción en cuanto a distancia, por ejemplo, la cuadrilla i que tiene en su ruteo el transformador con batería cuya ventana de tiempo es $[E_i, L_i]$, no debe llegar a reparar dicho transformador antes de haber recorrido E_i metros y tampoco llegar después de L_i metros, en cuyo caso se tendrá una penalización. En particular, se sabe que las cuadrillas tienen una velocidad de 40 km/h, por lo tanto, fácilmente sabemos los tiempos que representa la ventana.

En este caso, se utilizan las ventanas de tiempo de forma restrictiva fuerte, puesto que, no queremos que las cuadrillas reparen demasiado pronto los transformadores con baterías, como sucedía en el Caso Base. Es por esto que, se utilizan los resultados de las posiciones en el ruteo del Caso 1, para saber de forma aproximada donde colocar los transformadores con baterías y poder asignar los parámetros a las ventanas de tiempo $[E_i, L_i]$ de cada uno. Para los transformadores sin baterías, simplemente se utiliza ventanas muy grandes que le den libertad al problema, para colocarlos donde sea más conveniente, es decir, las ventanas de tiempo no representan una restricción en la práctica para resolver el problema.

Antes de asignar los parámetros de las ventanas de tiempo a cada transformador y utilizar el nuevo LKH, se deben procesar los resultados del Caso 1, como se explicó en la metodología del Caso 2. Esto es, las listas de ruteo y de tiempo de reparación correspondientes, se dividen en grupos secuenciales (por ejemplo, los primeros 10 transformadores en el caso 1, llamado grupo 1, se optimiza su posición para mejorar los tiempos, luego los transformadores que están entre la posición 11 y 20, grupo 2, se reordenan y así en lo sucesivo). Lo anterior se hace con el objetivo de mantener los tiempos computacionales bajo control a la hora de aplicar la metodología LKH. Dentro de cada grupo se reordenan los transformadores y no hay un reordenamiento entre grupos, es decir, un transformador del grupo 1 no puede moverse al grupo 2. Esto es una limitante para lograr los resultados que se obtendrían al no realizar esta división por grupos. Con la Figura 5-9 se logra explicar de mejor manera esta situación. En primera instancia, se tienen los resultados del Caso 1 para el ruteo de transformadores de cada cuadrilla (línea verde en la figura), idealmente se aplicaría LKH-CVRPTW directamente sobre éstos, tal como aparece en (a), es decir, sin división y así lograr un nuevo ruteo. Sin embargo, como se explicó anteriormente esto no es posible y se debe dividir en grupos, los resultados del Caso 1 y en cada uno aplicar LKH-CVRPTW. Entonces, si se divide en pocos grupos como se muestra en (b), los resultados probablemente sean cercanos al resultado que hubiese dado (a), por el contrario, si se divide en muchos grupos como en (c), los resultados probablemente serían más cercanos al Caso 1, dado que no se pueden cambiar transformadores entre grupos. En esa línea, cada vez que se aumenta la cantidad de grupos más lejos se estaría del resultado ideal de esta metodología.

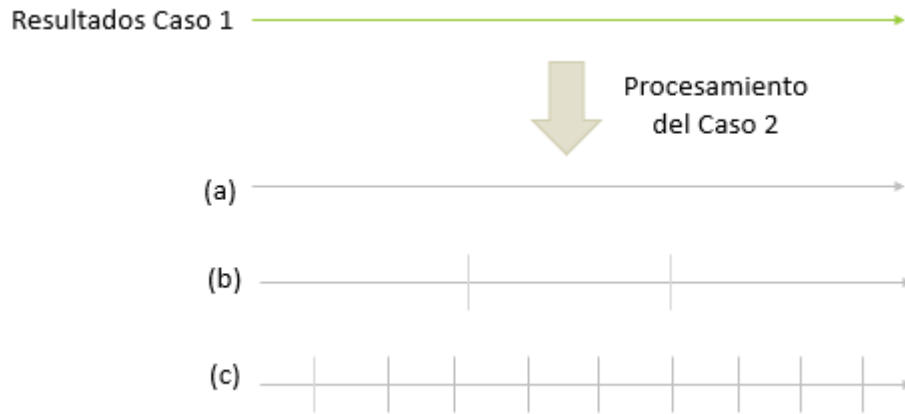


Figura 5-9: Posibles opciones de resultado del procesamiento del Caso 2.

Por otro lado, reordenar los transformadores por grupo mantiene de cierta manera la priorización realizada en el Caso 1, esto se puede ver en la Figura 5-10, donde se divide la lista de ruteo por grupos. En los resultados del Caso 1 se tiene un transformador con almacenamiento (t_R) de los primeros en el grupo y al pasar por el nuevo LKH- CVRPTW, se ha movido al final como se muestra en los resultados del Caso 2. Si no se hubiese realizado esta división por grupos, quizás ese transformador se hubiese movido mucho más atrás en el ruteo, sin embargo, ese transformador estaba en esa posición por el resultado de la función de priorización (que da cuenta del tamaño de sus consumos), por lo tanto, moverlo demasiado atrás habría perjudicado los resultados en cuanto a energía no suministrada.

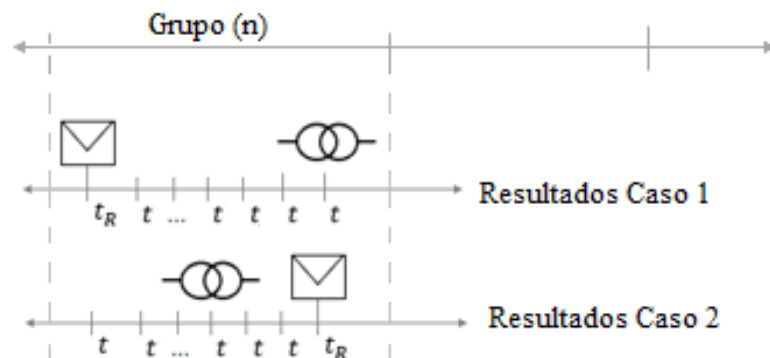


Figura 5-10: Reordenamiento de transformadores por grupo.

Dado que el número de transformadores por grupo tiene directa relación con los resultados, se procede a realizar un análisis de sensibilidad para conocer los resultados de energía no suministrada y tiempo de recuperación total del sistema del Caso 2.

5.2.3.1. Análisis de Sensibilidad para número de transformadores por grupo

La metodología del Caso 2 comienza a partir de los resultados del Caso 1, en este caso, se utilizan los resultados del escenario Zona 1 con terremoto determinístico, los cuales, se procesan formando una cantidad determinada de grupos, donde en cada uno se implementa el LKH-CVRPTW, asignando a todos los transformadores una ventana de tiempo, la cual depende de si el transformador tiene o no batería. En caso de no tener, la ventana es grande y no

representa una restricción activa al problema, por el contrario, si el transformador está conectado a una batería, la ventana estará dada por los resultados del Caso 1 (Capítulo 3).

En primera instancia, se realiza el caso de colocar a los transformadores con baterías, una ventana de tiempo que estuviera dada por el tiempo de restauración del Caso 1, con una delta de tiempo en torno a este resultado, pues del análisis del Caso 1 con respecto a la energía no suministrada, la posición de los transformadores con baterías debería estar próximas a los tiempos en que se les acaba el almacenamiento (tiempo almacenado). En este caso, se utiliza un delta de 2 horas aproximadamente y se divide la cantidad de transformadores en distintos números de grupos. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5-12: Resultados Caso 2 con ventanas de tiempo restrictivas.

Ventanas de tiempo restrictivas [t_sto, t_sto+2 h]			
N° Transformadores por grupo	ENS_cuadrilla_sto [kWh]	ENS_cuadrilla [MWh]	t_max [h]
10	882,11	20,90	530,6
13	849,22	20,87	528,6
15	874	20,83	529,5
17	905,05	20,87	528,5
20	1.070,91	20,84	528,6
40	958,89	21,11	523,0

De los resultados de la tabla anterior, se logra ver que existe una relación entre la cantidad de transformadores por grupo, tanto para el tiempo máximo de restauración del sistema como para los resultados de energía no suministrada. Como se explicó anteriormente, entre mayor sea la cantidad de transformadores del grupo, menor será la cantidad de grupos, por lo tanto, deberíamos obtener un resultado más aproximado al resultado sin división de grupos, el cual, representaría el menor tiempo de restauración del sistema, ya que, el LKH-CVRPTW tiene criterio de distancia. Esto se refleja en los resultados de la Tabla 5-12, a mayor cantidad de transformadores por grupo menor es el tiempo de restauración.

Por otro lado, se vuelve a presentar el trade-off entre energía no suministrada y tiempo de restauración. Esto se explica debido a que el LKH del Caso 2 reordena la lista de ruteo de los transformadores por grupos, los cuales en un principio estaban ordenados por prioridades y los transformadores con baterías ubicados de forma tal, que aprovecharan toda su energía almacenada, es decir, todos los esfuerzos estaban siendo orientados a la disminución de la energía no suministrada. Por otro lado, entre mayor es la cantidad de elementos por grupo, mayor podrá ser el movimiento de transformadores en la lista de ruteo. Entonces, entre mayor sea el número de elementos por grupo, mayor será la libertad de poder cambiarlos y dado que el LKH, no considera la energía no suministrada sino las distancias, los resultados de energía no suministrada aumentan con el número de elementos por grupo, como se aprecia en la Tabla 5-12. En esta misma línea, cabe notar que las ventanas de tiempo utilizadas no fueron calculadas

óptimamente y no se esta resolviendo el problema conjunto de energía no suministrada y tiempo de restauración del sistema.

Los resultados de la Tabla 5-12, en cuanto a energía no suministrada son peores en comparación a los del Caso 1, sin embargo, los resultados en cuanto a tiempo de restauración son menores para cualquier número de elementos por grupo. En la Figura 5-11, se grafican los resultados de la Tabla 5-12, para los distintos elementos por grupo, normalizados al caso con 10 elementos, el cual es el menor y se acerca más al Caso 1, pues hay menos reordenamiento de los transformadores en la lista de ruteo.

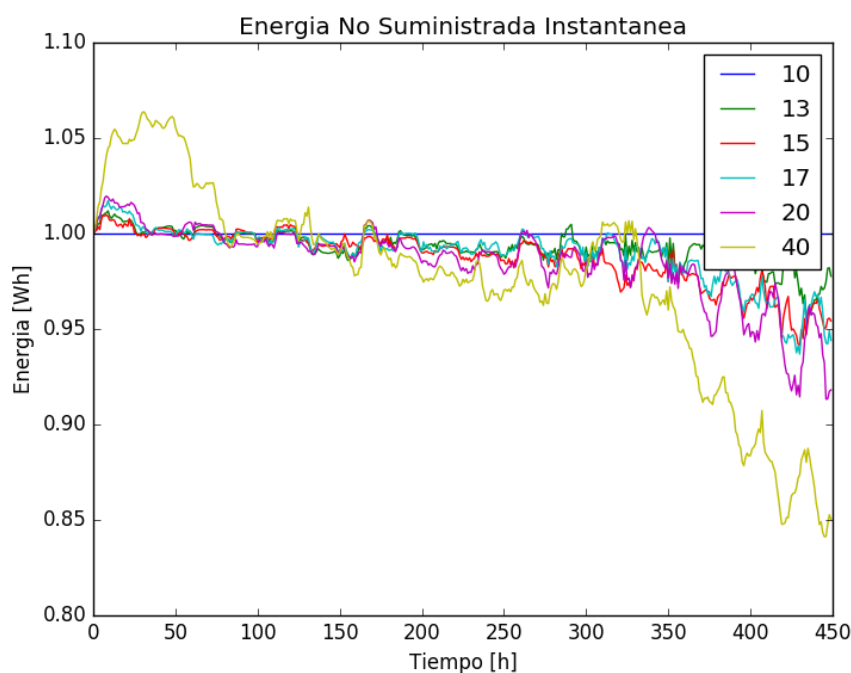


Figura 5-11: Gráfico resultados normalizados Caso 2.

De este gráfico, podemos apreciar que existen 2 regímenes distintos, al comienzo se observa que, para cualquier cantidad de elementos la energía no suministrada aumenta, por lo tanto, la metodología del Caso 2 al principio del evento no favorece este resultado, por el contrario, en esta parte conviene ordenar los transformadores utilizando la función de priorización. Superando las 200 horas, la situación cambia y la energía no suministrada comienza a ser menor, esto se explica debido a que los transformadores posicionados hacia el final, son todos similares en cuanto a tamaño o prioridad, por lo que, conviene ordenarlos por distancia.

Este resultado es muy significativo, que existan dos condiciones de operación durante la restauración del sistema, aporta directamente en la metodología del modelo. Con el gráfico de la Figura 5-10, se concluye que conviene realizar una combinación de las metodologías presentadas, es decir, al principio del evento utilizar la metodología del Caso 1 para rápidamente disminuir la energía no suministrada y luego de cierto tiempo, comenzar a utilizar la metodología del Caso 2, la cual reordena los transformadores en el ruteo por distancia, a diferencia del Caso 1 que lo hacía por la función de priorización, que ya para estos instantes de tiempo no tiene sentido aplicar, puesto que, todos los transformadores tendrían similar tamaño (o prioridad), por lo tanto, conviene más ordenar los transformadores por criterio de distancia.

Ahora bien, la motivación de utilizar ventanas de tiempo restrictivas para los transformadores con baterías, nace de la necesidad de que no sean colocadas antes de que se les termine su energía almacenada, sin embargo, una vez superado este tiempo pasan a ser transformadores comunes y dado que el LKH-CVRPTW tiene criterio de distancia, relajar esta cota final en la ventana de tiempo, otorgaría mayor libertad al problema.

A continuación, se presentan los resultados del Caso 2, utilizando ventanas de tiempo con cota inicial dada por los resultados del Caso 1 y sin cota final.

Tabla 5-13: Resultados Caso 2 con ventanas de tiempo sin cota final.

Ventanas de tiempo sin cota final			
N° Transformadores por grupo	ENS_cuadrilla_sto [kWh]	ENS_cuadrilla [MWh]	t_max [h]
10	934,49	21,62	525
17	913,38	21,50	522
40	936,79	21,69	517

Como es esperado, los resultados en cuanto a los tiempos de recuperación del sistema mejoran en comparación a los resultados del Caso 2 con ventanas de tiempo restrictivas, pero no así para la energía no suministrada, la cual aumenta levemente en este caso. Y al igual que en el caso anterior, para cualquier resultado del Caso 2 los tiempos de recuperación son menores en comparación al Caso 1, sin embargo, la energía no suministrada se ve castigada como se muestra en el gráfico de la Figura 5-12.

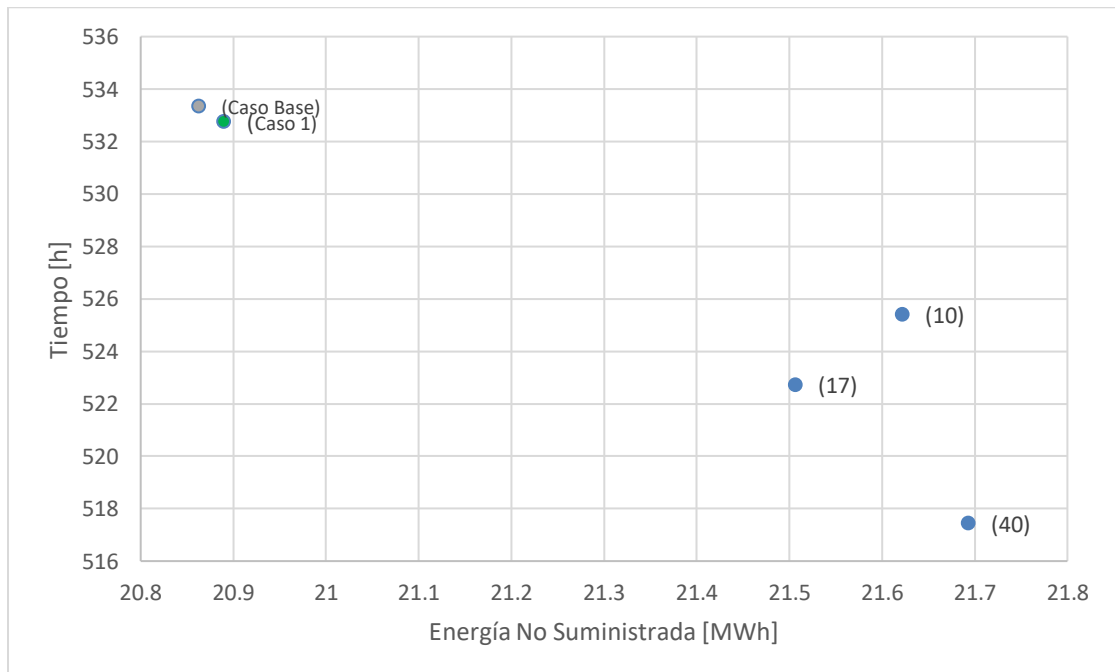


Figura 5-12: Gráfico resultados Caso 2 con ventanas de tiempo sin cota final.

Por último, no hay un único resultado a partir de la metodología de Caso 2, sino que, depende de la cantidad de transformadores por grupo, por lo tanto, si se desea escoger alguno

dependerá del objetivo buscado, se puede escoger el de 40 elementos para tener el menor tiempo de restauración del sistema o el de 17 elementos, que parece ser una combinación entre ambos, con mejor energía no suministrada que el de 40 elementos, pero mayor tiempo de restauración.

Finalmente, la metodología del Caso 2 aportaría más en redes donde los transformadores estuviesen separados por mayores distancias, por ejemplo, zonas rurales. De esta manera minimizar la distancia entre ellos reflejaría una gran disminución en los tiempos de recuperación.

5.2.4. Resultados simulación en escenario Santiago Completo.

En esta sección, se presentan los resultados de todos los casos anteriores para el escenario Santiago completo con 100 simulaciones cada uno. En particular, se ha escogido el resultado para el Caso 2, dado por una cantidad de 17 elementos por grupo, ya que, según el gráfico anterior, es el que brinda los resultados más eficientes en cuanto a los parámetros evaluados.

En primer lugar, se analiza la energía no suministrada instantánea para todo el horizonte en todos los casos, esto se grafica en la Figura 5-13, donde para cada caso se han colocado los resultados promedios, percentil 5 y 95. Se incluye los resultados de los percentiles, ya que, permiten un mejor análisis estadístico de los resultados.

En el gráfico de la Figura 5-13, se puede apreciar que el Caso Base tiene sus tres resultados por sobre los otros dos casos, siendo el que más energía no suministrada instantánea presenta en todo el periodo de evaluación, también se observa que los resultados del Caso 1, a excepción del percentil 95 hacia finales del período, son mejores que el Caso 2. Este orden en los resultados (menor caso 1, luego caso 2 y finalmente el caso base) se deben a la clusterización de las metodologías, cuando imponemos que la cantidad de transformadores por cluster sea de similar tamaño en los Casos 1 y 2, afecta directamente a que los resultados de energía no suministrada disminuyan, en comparación a los del Caso Base que tienen los cluster de cualquier tamaño, llegando a ser algunos mucho más grandes que otros. Esto va en línea a lo analizado en la sección 5.1 clusterización.

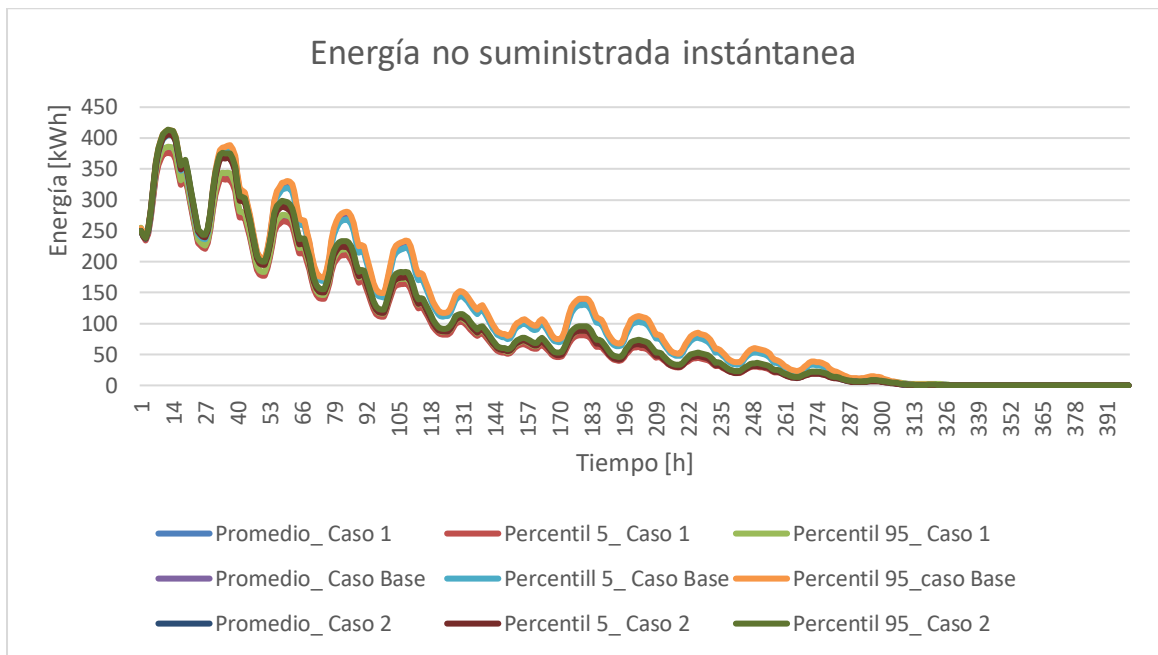


Figura 5-13: Gráfico de energía no suministrada instantánea horaria.

A continuación, en la Figura 5-14 se muestra un gráfico de energía no suministrada acumulada, donde se suma la energía no suministrada de cada transformador en cada hora, para los tres casos estudiados en todo el horizonte.

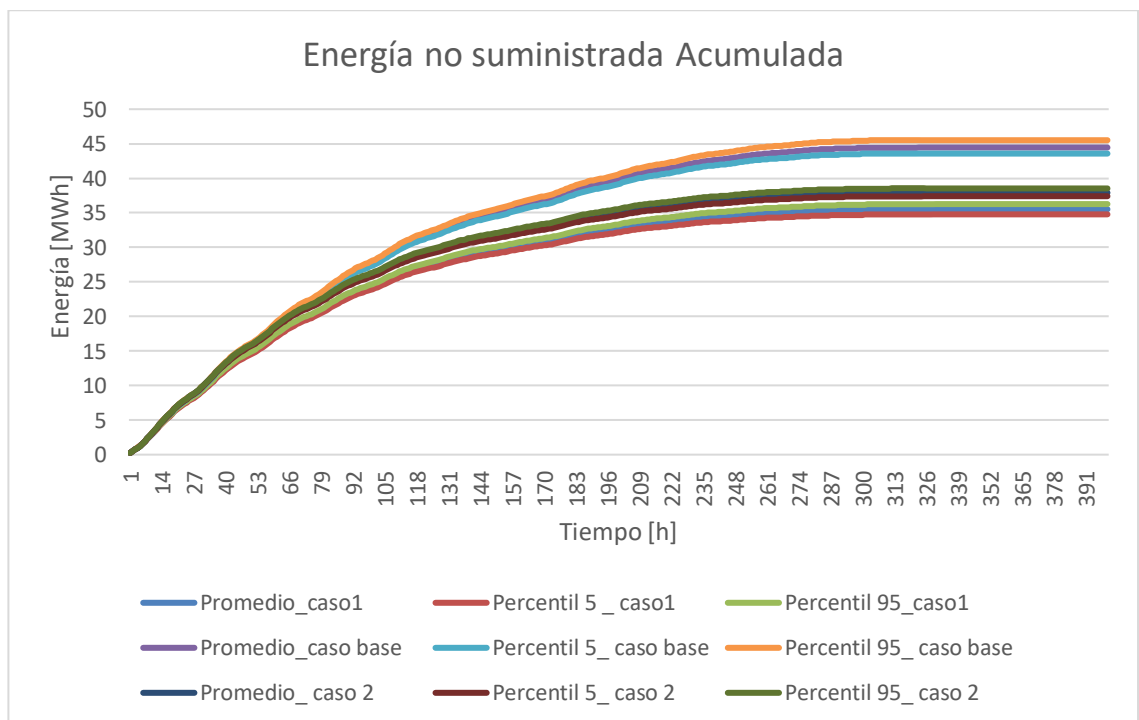


Figura 5-14: Gráfico de energía no suministrada acumulada.

Se puede ver, que a medida que pasan las horas las curvas de cada caso no se tocan, de hecho, los percentiles 5 y 95 en cada caso, no se separan demasiado. En un inicio se separan alrededor de un 1%, pero en promedio en todo el horizonte, el porcentaje de separación de cada caso es 16,1% para el Caso Base, 10,66% para el Caso 1 y 13,9% para el Caso 2. Además, resulta ser que el Caso 1 es un 25% mejor en comparación al Caso Base al final del periodo en cuanto a energía no suministrada.

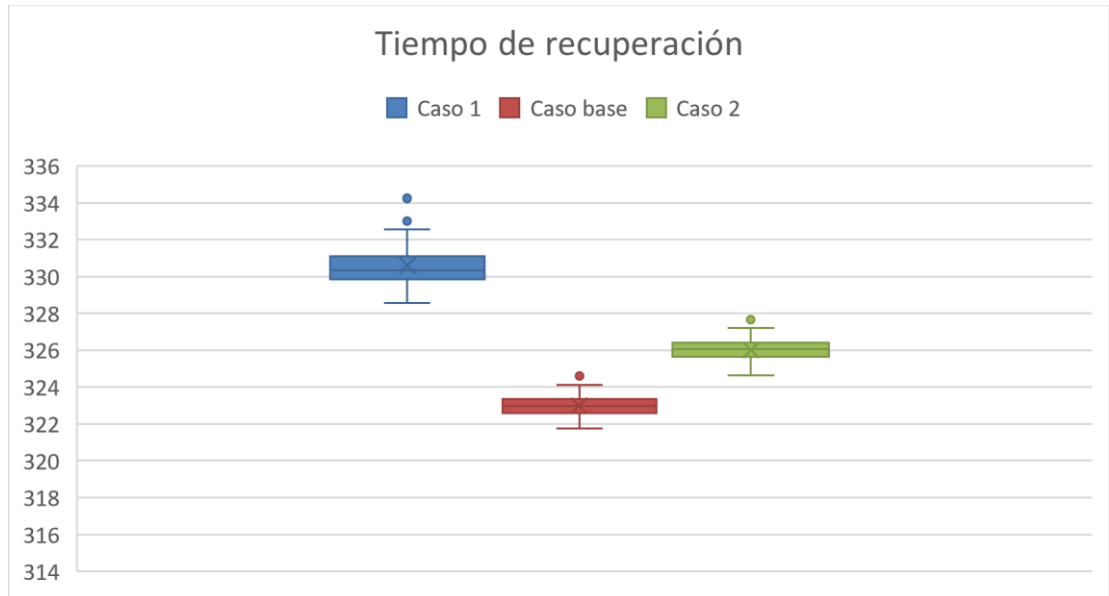


Figura 5-15: Gráfico tiempo de restauración del sistema en cada caso.

El la Figura 5-15, muestra los tiempos de restauración del sistema en cada caso de estudio. Se observa que los resultados del Caso Base son los menores en comparación a los demás casos, lo cual tiene relación con la Clusterización de esta metodología. El Caso Base utiliza k-means para la Clusterización de los transformadores en cada zona, el cual tiene un criterio de agrupación minimizando distancias, por lo tanto, favorece la reducción del tiempo de recuperación. Por el contrario, los otros dos casos tienen una clusterización que utiliza los resultados del Caso Base, pero iguala la cantidad de elementos por cluster, alejando algunos transformadores de la cuadrilla que más convenía que fuese a repararlo por temas de distancia. Por otro lado, el Caso 1 es el que más tarda en recuperarse, aproximadamente 7 horas más que el Caso Base, lo cual se debe al movimiento en la lista de ruteo de los transformadores con baterías que no estaban aprovechando su energía almacenada, este reordenamiento no considera las distancias, solo busca obtener la menor energía no suministrada en el periodo de evaluación. Luego, en el Caso 2 se vuelve a reordenar por distancia, pero considerando los transformadores con baterías, por lo tanto, termina siendo una combinación entre considerar la energía almacenada en las baterías y las distancias, para realizar el ordenamiento de los transformadores en la lista de ruteo, lo que se refleja en los resultados del gráfico.

Tabla 5-14: Tiempo de recuperación por percentil en cada caso.

Tiempo de recuperación [h]	Caso Base	Caso 1	Caso 2
Promedio	323	330,6	326
Percentil 5	322,2	329,1	325,1
Percentil 95	323,8	332,9	326,8

Con los resultados de los gráficos de energía no suministrada y tiempo de restauración del sistema, se aprecia que los resultados de los percentiles 5 y 95 de los casos no se solapan, por lo tanto, estadísticamente un caso es mejor que otro. En la Tabla 5-14, se muestra en detalle los resultados de los percentiles del tiempo de recuperación.

Se están simulando 100 terremotos distintos de igual magnitud, por lo tanto, la aleatoriedad del estado de falla de los elementos de la red no es demasiado alta, se vio que los porcentajes de separación de estos percentiles varía entre un 10 a 16% como máximo en promedio en el horizonte de evaluación, el cual es suficiente para que no exista un traslape en los resultados. Esto tiene directa relación con la intensidad y modelación del terremoto, las curvas de fragilidad en promedio llegan a los mismos resultados, lo que se refleja en la variabilidad de los tiempos de recuperación y energía no suministrada, por lo tanto, se podría considerar que esencialmente todos los terremotos son similares, teniendo baja aleatoriedad, dado la intensidad de terremoto evaluada.

En conclusión, como la aleatoriedad dada por el terremoto es bastante escueta, hace que cualquier cambio en la metodología propuesta sea estadísticamente significativo. En este caso, podemos afirmar que estadísticamente los resultados del Caso 1 son mejores que los otros, en cuanto a menor energía no suministrada y que el Caso Base tiene los mejores tiempos de recuperación del sistema.

5.2.5. Evolución de los resultados por metodología

Hasta ahora, se han visto los resultados de las metodologías para todo el horizonte de evaluación, vale decir, hasta cuando se restaura el sistema en su totalidad. Sin embargo, también es interesante conocer cómo se llegó a ello, es decir, la evolución de los resultados en cada caso. A continuación, se presentan los resultados de cada metodología, para el tiempo de restauración del sistema al 50%, 90% y 100%, con respecto a la energía no suministrada total.

Tabla 5-15: Resultados porcentajes de tiempo de recuperación del sistema.

Metodología	Tiempo de recuperación [h]		
	50%	90%	100%
Caso base	75	202	323
Caso 1	63	186	330.6
Caso 2	62	184	326

Los resultados de la Tabla 5-15, muestran que al recuperar el 50% del sistema, existe una diferencia de 12 a 13 horas y al recuperar el 90% esta diferencia aumenta llegando a ser entre 16 a 18 horas, con respecto a los otros dos casos de estudio. Esta diferencia puede ser originada debido a la simetría de los clusters en los casos 1 y 2. Hasta el 90% de recuperación del sistema la metodología del Caso 2 resulta ser la que levanta el sistema más rápido, sin embargo, en el último 10% los resultados cambian favoreciendo al Caso Base, siendo éste el que finalmente recupera el sistema total en el menor tiempo. Por otro lado, el Caso Base resulta ser 21 horas más rápido que el Caso 2 en el último 10%, siendo las metodologías de los otros dos casos ineficiente en este tramo final, ya que, realizan las rutas en función a la prioridad de los transformadores, las cuales, en el periodo final son muy similares para todos los transformadores, lo que lleva a resultados no eficientes, en cambio, el Caso Base realiza su ruteo por criterio de distancias, siendo en este último 10% la forma más adecuada de realizar el ruteo.

A continuación, se presenta una tabla resumen con los resultados promedio, percentil 5 y 95% de todas las metodologías, para la energía no suministrada.

Tabla 5-16: Resultados energía no suministrada por percentil en cada caso.

Metodología	Energía no suministrada [MWh]		
	Promedio	Percentil 5%	Percentil 95%
Caso sin baterías	44,8	44	45,9
Caso base	44,4	43,5	45,5
Caso 1	35,5	34,7	36,2
Caso 2	37,9	37,4	38,5

Finalmente, se comparan los resultados de los casos de estudio presentados en la Tabla 5-16. Se comienza comparando el Caso sin baterías y el Caso Base, los cuales, se diferencian en promedio alrededor de un 1% en cuanto a energía no suministrada total, lo cual, como se ha mencionado antes, se debe a que en estos casos no se consideran las baterías para realizar el ruteo de los transformadores, por lo tanto, poco se podrán diferenciar con respecto a éste parámetro, puesto que, se evalúa el sistema con un 9,5% de transformadores con baterías, de los cuales se tendrán varios que no se estará aprovechando su energía almacenada. Por otro lado, el Caso 1 con respecto al Caso Base disminuye en promedio un 20% la energía no suministrada y con respecto al caso base sin almacenamiento aproximadamente un 21%, lo que se explica por la simetría de clusters y el aprovechamiento de la energía almacenada en todas las baterías. Por último, el Caso 2 disminuye un 14,7% la energía no suministrada con respecto al Caso Base, la diferencia con los resultados del Caso 1, se debe a que en este caso no se impone la condición de ocupar la totalidad de la energía almacenada en las baterías, sino que, es el LKH- CVRPTW el que coloca dentro de cierto rango de operación, las nuevas posiciones de todos los transformadores, como se ha explicado en la metodología de este caso.

Con lo anterior, se vuelve a vislumbrar el doble régimen de operación, es decir, en un principio la forma más eficiente de realizar el ruteo, resulta ser con la metodología de los casos 1 y 2, y cuando se acerca el final de la restauración del sistema, aproximadamente sobre el 90%, los transformadores son similares en tamaño y/o tienen prioridades parecidas, por lo tanto, es mejor utilizar un criterio de distancia para realizar el ruteo en esta parte final.

Capítulo 6: Conclusiones y Trabajo Futuro

6.1. Conclusiones Generales

A partir de las metodologías utilizadas, se concluye que las baterías conectadas a los transformadores de distribución, son un aporte a la resiliencia del sistema en cuanto a profundidad de la falla, es decir, ayudan a que la cantidad de energía no suministrada acumulada en el periodo sea menor, y este aporte tiene directa relación con la cantidad de energía almacenada en la batería, por consiguiente, con el tiempo en que puede estar el transformador conectado a la batería suministrando energía, antes de volver a entrar en falla. En cuanto a la duración de la falla, las baterías no tienen injerencia en ello, el tiempo de restauración de la falla tiene relación con el ruteo de las cuadrillas, por lo tanto, si utilizamos un modelo que realice un ruteo, cuya función objetivo sea minimizar las distancias o tiempos de espera entre transformadores, lograremos reducir el tiempo de recuperación del sistema.

Dado que la resiliencia del sistema se mide de acuerdo a la profundidad y duración de la falla, los cuales, tienen relación con la energía no suministrada y el ruteo de cuadrillas respectivamente, se concluye que las baterías aportan a la resiliencia del sistema, favoreciendo en mayor o menor medida uno de estos parámetros, dependiendo del uso que se les den, y por supuesto, se puede lograr una combinación conveniente. Por lo tanto, la relación del almacenamiento con el ruteo óptimo de cuadrillas tiene que ver, en primer lugar, con definir la función objetivo del ruteo (disminuir el tiempo de recuperación o la energía no suministrada, o ambos de ser posible), luego dependiendo de ello, se utilizará la energía almacenada en las baterías para mejorar la resiliencia en la medida que nos acerquemos al objetivo del ruteo. El almacenamiento aportará en mayor medida si se utiliza para disminuir la energía no suministrada, por el contrario, si se desea disminuir el tiempo de restauración, considerar las baterías no aportará en el ruteo.

6.2. Conclusiones Específicas

Respecto a la importancia del clustering. Debido a la clusterización k-means, el Caso Base llega a los menores tiempos de restauración entre todos los casos estudiados. Todos los transformadores de una misma cuadrilla están próximos y esta cercanía beneficia el tiempo de recuperación del sistema. Por otro lado, dado que esta clusterización llega a tamaños de clusters no simétricos, algunas cuadrillas tendrán más transformadores que reparar y tardarán más, por tanto, se hace necesario el ruteo cooperativo para que las cuadrillas que terminan antes, vayan a ayudar a las demás. Sin embargo, la energía no suministrada es la mayor entre todos los casos, precisamente por la asimetría entre clusters.

Por otro lado, cuando imponemos que la clusterización anterior, tenga el mismo número de elementos por grupo, inmediatamente los resultados de energía no suministrada mejoran considerablemente, por lo tanto, el análisis de clustering es otra manera de aumentar la resiliencia al sistema.

Se concluye, que el aporte de las baterías está sujeto al tamaño de las mismas. En primer lugar, mientras mayor sea la cantidad de energía almacenada, mayor será la cantidad de transformadores en falla que podrán ser reparados antes que este transformador con batería, por lo tanto, estaríamos ahorrando mayor cantidad de energía no suministrada al sistema. En segundo lugar, si la energía almacenada es muy poca y el tiempo que puede mantener a su transformador conectado sin falla, es muy bajo en comparación al tiempo total de restauración del sistema, se obtienen peores resultados que los iniciales, ya que, existe un compromiso (al menos, en nuestra metodología) entre estos cambios de posiciones en el ruteo y el tiempo de

restauración de los transformadores que siguen, el cual aumenta levemente y si llegan a ser demasiados transformadores a los que estamos empeorando su tiempo de restauración, se llegan a peores resultados de energía no suministrada total. Además, para una misma cantidad de energía almacenada, es más conveniente utilizarla en menor cantidad de baterías, pero de mayor duración, a tener más baterías conectadas a transformadores de poca duración.

Con la metodología del Caso 1, se logra utilizar en su totalidad la energía almacenada en todas las baterías, puesto que, los transformadores conectados a baterías que eran reparados antes de que se les agotara el almacenamiento, son cambiados de posición en el ruteo, de manera que sean reparados inmediatamente después de agotar su energía almacenada, lo cual, en principio es bueno, en el sentido que no aportarán energía no suministrada por mucho tiempo, pero si llegasen a estar lejos del transformador que estaba reparando la cuadrilla antes, influye negativamente en el resultado de tiempo de restauración. Es decir, este caso no considera las distancias entre transformadores, cuando coloca los transformadores con baterías en el ruteo. A pesar, de las desventajas de esta metodología, logra ser una manera efectiva de disminuir la energía no suministrada en la totalidad del periodo de evaluación, y resulta ser el caso con menor energía no suministrada de todos, y a la vez el que tiene los peores tiempos de restauración total. Los resultados de esta metodología están directamente relacionados a la cantidad de baterías y a la cantidad de energía almacenada en ellas, por lo tanto, si las baterías fuesen recargables o durasen más serían un gran aporte, ante esto la generación distribuida podría ser una gran alternativa.

La metodología del Caso 2, resulta ser una combinación entre utilizar la energía almacenada en las baterías y colocarlas en una posición conveniente en el ruteo, tanto para los resultados de energía no suministrada, como para los resultados de tiempo de recuperación total del sistema. También, tiene la particularidad que no existe un único resultado, sino que, dependiendo del objetivo deseado, se pueden dar resultados que favorezcan más la energía no suministrada, el tiempo de restauración del sistema o una combinación eficiente de ambas. Esto es interesante desde el punto de vista de las empresas distribuidoras, ya que, les permite tener una estrategia flexible ante los requerimientos de mejora de alguno de éstos parámetros (energía no suministrada y tiempo de restauración), en consecuencia, mejorar la resiliencia de sus redes.

Se logra visualizar un doble régimen de operación para realizar el ruteo de transformadores. Resulta ser que, dependiendo del instante de tiempo, conviene utilizar una u otra metodología. Se concluye que conviene utilizar la metodología del Caso 1 hasta el 90% de restauración del sistema, para disminuir rápidamente la energía no suministrada y el tiempo de recuperación en este tramo, resulta menor al utilizar esta metodología, luego cuando los transformadores que quedan por reparar son todos de similar tamaño y/o prioridad, es más beneficioso utilizar una metodología que ordene los transformadores por un criterio de distancia, y que lleve a los menores tiempos posibles.

6.3. Trabajo Futuro

Se ha visto la importancia del análisis de clustering. En un principio utilizando k-means en la metodología del Caso 1, difícilmente se lograba visualizar el aporte del almacenamiento. En cambio, cuando se modificó la clusterización a clusters de similar tamaño, se logró ver el aporte de las baterías en los resultados. Por otro lado, los resultados del Caso Base en cuanto a energía no suministrada, al cambiar la clusterización de k-means con clusters de distintos tamaños a clusters de tamaños similar, disminuyeron un 35,5% antes del ruteo cooperativo y un 20% después del ruteo cooperativo.

En la misma línea de lo anterior, dado que la nueva clusterización utilizada en las metodologías del Caso 1 y 2, es simplemente igualar el número de elementos de los clusters (a partir de la clusterización k-means del Caso Base), a través del traspaso de transformadores desde el cluster de mayor tamaño a otro de menor tamaño. Esto resulta ser una limitante para agrupar los transformadores de manera óptima, puesto que, puede que se hayan traspasado transformadores que estaban muy lejos a los que estaba atendiendo la cuadrilla en su cluster inicial. Por esto, un posible trabajo futuro sería perfeccionar la forma de clusterizar los transformadores en grupos simétricos de forma eficiente para el sistema

Algo similar sucede con la división de Santiago dada por los polígonos de Voronoi. Las zonas dadas por esta división son de tamaños asimétricos, por lo tanto, sería interesante conocer el resultado de tener zonas de igual tamaño o estudiar otra manera dividir Santiago. Es posible que mejorando la división dada por los polígonos de Voronoi, se lleguen a mejores resultados por parte de la posterior clusterización.

Utilizando las metodologías presentadas para evaluar el aporte de las baterías a la resiliencia del sistema de distribución, se concluye que este aporte está directamente relacionado con el tiempo durante el cual puede suministrar energía las baterías, entre mayor sea este tiempo mejores resultados se obtendrán, y dado que actualmente no se tienen baterías de tanta capacidad, sería interesante evaluar la generación distribuida como alternativa para éstos fines.

De los resultados de la metodología de Caso 2, se logró ver que existe un doble régimen de operación. En un principio conviene ordenar los transformadores utilizando la función de priorización del Caso 1 y luego de cierto tiempo determinado, utilizar la metodología del Caso 2. Por esto un posible trabajo futuro sería desarrollar una metodología que incorpore ambas estrategias.

Finalmente, el trabajo futuro más relevante es considerar un método que logre la minimización de la energía no suministrada y el tiempo de recuperación del sistema a la vez.

Capítulo 7: Bibliografía

- [1] C. SIC y C. SING, «Ley general de servicios eléctricos, disposiciones transitorias Ley N°20.936,» n° Artículo 225, 2016.
- [2] M. Ouyang y L. Duenas-Osorio, A three-stage resilience analysis framework for urban infrastructure systems., *Struct Saf*, 2012.
- [3] Executive Office of the President, «Economic Benefits of Increasing Electric Grid Resilience to Weather Outages,» August 2013.
- [4] Z. Bie, Y. Lin, G. Li y F. Li, «Battling the Extreme: Study on the Power System Resilience,» vol. 105, n° 7, 2017.
- [5] M. Panteli y P. Mancarella, «Modeling and Evaluating the Resilience of Critical Electrical Power Infrastructure to Extreme Weather Events,» *IEEE systems journal*, 2015.
- [6] J. Peralta, «Gestión de Riesgos en Sistemas Eléctricos,» *CIGRÉ*, 2017.
- [7] «JambalayaNews,» [En línea]. Available: <https://jambalayanews.com/noticias/interes-general/item/11613-el-cinturon-de-fuego-se-ha-activado-y-este-podria-ser-la-causa-de-los-ultimos-terremotos-en-el-mundo>.
- [8] «Servicio hidrográfico y oceanográfico de la armada (SHOA),» [En línea]. Available: http://www.shoa.cl/s3/servicios/tsunami/data/tsunamis_historico.pdf.
- [9] E. d. I. R. Cruz, «Resiliencia en el sistema eléctrico de potencia en Chile - modelación simplificada de la respuesta ante terremotos del sistema de distribución,» 2017.
- [10] «Minería chilena,» [En línea]. Available: <http://www.mch.cl/2015/03/27/deficit-en-infraestructura-de-ciudades-del-norte-del-pais-se-agrava-tras-lluvias-y-aluviones/>.
- [11] ShakeMap Scientific Background, «Earthquake Hazards Program,» Geological Survey U.S., 2011.
- [12] G. Solomos, A. Pinto y S. Dimova, «A Review of the Seismic Hazard Zonation in National Building Codes in the Context of Eurocode 8,» *JRC European Commission*, 2008.
- [13] Federal Emergency Management Agency, «Earthquake Loss Estimation Methodology,» Washington D.C., 2003.
- [14] S. E. Chang, i. L. McDaniels, J. Mikawoz y K. Peterson, «Infrastructure failure interdependencies in extreme events: power outage consequences in the 1998 Ice Storm,» *Springer Science+Business Media B.V.*, 2006.
- [15] S. M. Rinaldi, J. P. Peerenboom y T. K. Kelly, «Identifying, understanding, and analyzing critical infrastructure interdependencies,» *IEEE Control Systems Magazine*, 2011.
- [16] G. Brooke Anderson y L. Michelle, «Lights out: Impact of the August 2003 power outage on mortality in New York, NY.,» *Epidemiology*, 2012.
- [17] M. Chaudry, Building a Resilient UK Energy System, London, U.K.: UK Energy Research Center (UKERC), Apr. 14, 2011.
- [18] N. I. A. C. (NIAC), A Framework for Establishing Critical Infrastructure Resilience Goals, Washington, DC, USA., Oct. 2010.

- [19] M. Cody y C. Keogh, Resilience in Regulated Utilities, Washington, DC, USA: The National Association of Regulatory Utility Commissioners, Nov. 2013.
- [20] M. Bruneau, S. E. Chang, R. T. Eguchi, G. C. Lee, T. D. O'Rourke, A. M. Reinhorn y Masan, «A Framework to Quantitatively Assess and Enhance the Seismic Resilience of Communities».
- [21] P. J. Maliszewski y C. Perrigs, «Factors in the resilience of electrical power distribution infrastructures,» 2011. [En línea]. Available: www.elsevier.com/locate/apgeog.
- [22] Enel Distribución Chile, «Memoria Anual,» Santiago, 2017.
- [23] T. B. I. E. S. I. a. T. H. I. S.-S. T. F. o. E. Policy, «Assessing the Role of Distributed Power Systems in the U.S. Power Sector,» 2011.
- [24] M. G. Molina, «Distributed Energy Storage Systems for Applications in Future Smart Grids,» *IEEE*, 2012.
- [25] S. Theodoridis y K. Koutroumbas, Pattern Recognition, Pattern Recognition. San Diego, CA, USA: Academic Press, 1999.
- [26] N. B. bargetto, «Nuevo método de clustering basado en programación genética y teoría de la información.,» Universidad de Chile, Santiago, 2009.
- [27] C. M. Bishop, Neural networks for pattern recognition, Oxford, UK: Oxford University Press, 1996.
- [28] «wolfram mathworld,» [En línea]. Available: <http://mathworld.wolfram.com/VoronoiDiagram.html>.
- [29] A. Okabe, B. Boots y K. Sugihara, Spatial Tessellations Concepts and Applications of Voronoi Diagrams, Ed. JHON WILEY & SONS, 1992..
- [30] J. Moreno y S. Ordoñez, Diagramas de Voronoi de alcance limitado, 2009.
- [31] A. K. Jain y R. C. Dubes, Algorithms for clustering data, Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice-Hall, Inc, 1998.
- [32] A. K. Jain, M. N. Murty y P. J. Flynn, «Data clustering: a review,» *ACM Computing Survey*, vol. 31, 1999.
- [33] J. MacQueen, Some methods for classification and analysis of multivariate observations, *Mathematical Statist. Probability*, 1967.
- [34] S. Naganna y S. Shukla, «A Review ON K-means DATA Clustering APPROACH,» *International Journal of Information & Computation Technology*, vol. 4, pp. 1847-1860, 2014.
- [35] J. Amaya, Optimización para estudiantes de ingeniería, Santiago, Chile: Departamento de Ingeniería Matemática y Centro de Modelamiento Matemático. Universidad de Chile., 2016.
- [36] «EcuRed,» [En línea]. Available: https://www.ecured.cu/Algoritmo_de_Dijkstra#Pasos_del_algoritmo.
- [37] F. Bazán, «Efectos en los niveles de resiliencia en sistemas de distribución a través de ruteos de cuadrillas de restauración,» Universidad de Chile, Santiago, 2018.
- [38] «Proyecto TOM-TOM-FI,» [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/grupo28upm/home/algoritmo-de-dijkstra>.
- [39] G. Laporte, «The Traveling Salesman Problem, An overview of exact and approximate algorithms,» *European Journal of Operational Research*, vol. 59, n° 2, pp. 231-247, 1992.
- [40] K. Helsgaun, «An effective implementation of the Lin-Kernighan traveling salesman heuristic.».

- [41] S. Lin y B. W. Kernighan, «An Effective Heuristic Algorithm for the Traveling Salesman Problem,» 1973.
- [42] I. Kara, B. Yetiş y M. Kadri, Cumulative Vehicle Routing Problems, Ankara, Turkey: Bilkent University; Department of Industrial Engineering.
- [43] M. E. Palacios, «Una formulación para el problema de ruteo de vehículos con tiempos de viaje dependientes del tiempo para la actualización de rutas con información en tiempo real,» Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, 2009.
- [44] X. Li, «Capacitated Vehicle Routing Problem with Time Windows: A Case Study on Pickup of Dietary Products in Nonprofit Organization,» Arizona State University, Arizona, 2015.
- [45] H. Chuin, M. Sim y K. M. Teo, Vehicle routing problem with time windows and a limited number of vehicles, *European Journal of Operational Research*, 2003.
- [46] V. Olaya, *Sistemas de Información Geográfica*, 2014.
- [47] C. Tomlin, *Geographic information systems and cartographic modelling*, Prentice Hall, 1990.
- [48] J. Star y J. Estes, *Geographic Information Systems: An Introduction*, Prentice-Hall, 1990.
- [49] G. Korte, «The GIS Book,» *Autodesk Press*, vol. 5, 2001.
- [50] E. S. R. Institute, «ArcGIS for Desktop,» [En línea]. Available: <http://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.3/manage-data/shapefiles/what-is-a-shapefile.htm>.
- [51] Creative Commons Attribution, «qgis,» [En línea]. Available: <https://www.qgis.org/es/site/about/index.html>.
- [52] Dirección de Operación del CDEC-SIC, Glosario CDEC-SIC, Santiago: https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2013/12/MP_Glosario_CDEC-SIC.pdf.
- [53] N. Orai, K. Ichii y S. Ishii, «A trial of simple and easy health monitoring for power poles by using 'ipod',» *Science China Technological Sciences*, vol. 58, p. 712–719, 2015.
- [54] E. Tapia-Hernández, «Tubular steel poles under lateral load patterns,» *Advanced Steel Construction*, vol. 12, n° 4, pp. 428-445, 2016.
- [55] J. Eidingger, *Fragility of Electric Power Distribution Systems*, Santiago: 16th World Conference on Earthquake Engineering, 2017.
- [56] Coordinador Eléctrico Nacional, «Reporte Medidas Históricas PRMTE,» 2017.
- [57] Comisión Nacional de Energía, «Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad en Distribución,» *Memoria de Calculo*.