



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MODELOS DE OPTIMIZACIÓN PARA LA OPERACIÓN
EFICIENTE DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
BAJO CRITERIOS PROBABILÍSTICOS Y DETERMINÍSTICOS
DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FELIPE ALEJANDRO ZULOAGA ROYO

PROFESOR GUÍA:

RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

SANTIAGO DE CHILE

Abril del 2015

MODELOS DE OPTIMIZACIÓN PARA LA OPERACIÓN EFICIENTE DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA BAJO CRITERIOS PROBABILÍSTICOS Y DETERMINÍSTICOS DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO

El constante aumento de la demanda de energía eléctrica ha supuesto un gran desafío para los operadores de sistemas eléctricos, puesto que deben proveer energía a través del sistema de forma económica y confiable. Por suministro confiable se entenderá que éste sea continuo, independiente de si el sistema se encuentra en su estado intacto (planificado) o con fallas.

Actualmente existen dos grandes criterios de seguridad para operar sistemas eléctricos, el criterio probabilístico y el determinístico. El criterio probabilístico minimiza costos de operación, de acciones de control y de demanda no suministrada en base a todos los estados posibles del sistema. El criterio determinístico por otro lado, define un conjunto de fallas "creíbles" que no afectan al sistema (no generan demanda no suministrada) para luego operar bajo este paradigma. Ninguno de estos modelos incorpora una medida de riesgo para la operación, existiendo por ende una incertidumbre respecto a la vulnerabilidad que presentaría el sistema frente a posibles fallas, razón por la cual se propone abordar esta deficiencia.

Una métrica comúnmente usada como medida de riesgo es el Valor en Riesgo Condicional. Esta medida considera eventos en la cola de la curva de probabilidad, es decir, aquellos eventos que tienen una muy baja probabilidad de ocurrencia pero alto impacto.

Esta memoria examina los modelos determinísticos y probabilísticos clásicos, para luego proponer un modelo que considera la energía no suministrada como índice de riesgo mediante un Valor en Riesgo Condicional. El Valor en Riesgo Condicional considera eventos en la cola de la curva de probabilidad, que si bien tienen una baja probabilidad de ocurrencia, pueden tener un alto impacto en la operación del sistema. Con esto se le exige un mínimo de confiabilidad a la operación, limitando el riesgo asociado a los eventos catastróficos (i.e. de baja probabilidad y alto impacto). Se evaluará la confiabilidad que aportan las restricciones de límites de riesgo a nivel sistémico (disminuir el riesgo de demanda no suministrada del sistema como conjunto) y límite de riesgo a nivel nodal (disminuir el riesgo de demanda no suministrada por nodo).

Los resultados confirman que la integración de estas restricciones permite operar el sistema de una manera más segura y confiable. El modelo propuesto disminuye sustancialmente el efecto de los eventos catastróficos. La versión de limitaciones de riesgo nodal, muestra que el corte de demanda equitativo (corte que se realiza nodo a nodo en proporción a la demanda conectada) se puede lograr en base a una correcta administración post-falla. Asimismo, los tiempos de cómputo son extremadamente bajos por lo que el modelo puede ser aplicado en sistemas complejos.

Tabla de contenido

1	Introducción	- 1 -
1.1	Motivación	- 1 -
1.2	Objetivo general.....	- 2 -
1.3	Objetivos específicos	- 2 -
1.4	Alcances y simplificaciones	- 2 -
1.5	Estructura de la memoria	- 3 -
2	Marco teórico	- 5 -
2.1	Modelos de flujo de carga óptimo	- 5 -
2.2	Modelos de flujo de carga óptimo con seguridad de suministro determinístico (N-1) y probabilístico	- 7 -
2.3	Modelos de optimización con restricciones de probabilidad y riesgo condicional CVaR	- 10 -
2.4	Seguridad de suministro mediante modelos probabilísticos de Valor en Riesgo Condicional	- 13 -
3	Metodología	- 17 -
3.1	Modelos de optimización de operación.....	- 17 -
3.1.1	Nomenclatura modelos	- 18 -
3.1.2	Probabilístico	- 19 -
3.1.3	Determinístico	- 22 -
3.1.4	CVaR sistémico	- 23 -
3.1.5	CVaR nodal.....	- 24 -
3.2	Algoritmo iterativo de ejecución de modelos	- 25 -
3.2.1	Matriz de admitancia	- 25 -
3.2.2	Despacho sin restricciones.....	- 26 -
3.2.3	Cálculo probabilidades	- 26 -
3.2.4	Despacho completo	- 26 -
3.3	Casos de estudio	- 27 -
3.3.1	Sistema de 4 nodos	- 27 -
3.3.2	Sistema de 24 nodos	- 29 -
4	Resultados y análisis.....	- 32 -

4.1	Sistema de 4 nodos	- 32 -
4.1.1	Despacho físico y utilización de líneas	- 32 -
4.1.2	Análisis de costos y riesgos	- 34 -
4.1.3	Análisis VaR, CVaR y fallas catastróficas.....	- 34 -
4.1.4	Eficiencia en costos medios v/s CVaR.....	- 36 -
4.1.5	Sensibilidad de VoLL.....	- 37 -
4.1.6	Operación y orden de mérito	- 38 -
4.1.7	Análisis CVaR nodal	- 39 -
4.2	Sistema de 24 nodos	- 41 -
4.2.1	Despacho físico y compromiso de reserva.....	- 41 -
4.2.2	Análisis de costos y riesgos	- 44 -
4.2.3	Restricción de EENS.....	- 46 -
4.2.4	Desempeño computacional de modelos	- 47 -
5	Conclusiones y trabajo futuro.....	- 48 -
5.1	Conclusiones.....	- 48 -
5.2	Trabajo futuro.....	- 49 -
6	Bibliografía	- 50 -
7	Anexos.....	- 53 -
7.1	Datos de la red de 24 nodos	- 53 -

Índice de Figuras

Figura 1.1: Estructura de la memoria	- 4 -
Figura 2.1: Criterio N-1	- 9 -
Figura 2.2: Definición gráfica VaR y CVaR.....	- 13 -
Figura 2.3: Operación menor costo promedio (CVaR al 90%)	- 14 -
Figura 2.4: Operación menor CVaR (CVaR al 90%)	- 15 -
Figura 2.5: Frontera de Pareto Costo Operación v/s CVaR.....	- 16 -
Figura 3.1: Flujograma metodología.....	- 17 -
Figura 3.2: Flujograma algoritmo iterativo de ejecución	- 25 -
Figura 3.3: Topología sistema con 4 nodos	- 28 -
Figura 3.4: Topología sistema con 24 nodos.....	- 31 -
Figura 4.1: Despacho físico generadores	- 33 -
Figura 4.2: Utilización de líneas.....	- 33 -
Figura 4.3: Demanda no suministrada por evento sistema 4 nodos	- 35 -
Figura 4.4: Eficiencia económica v/s CVaR.....	- 37 -
Figura 4.5: Sensibilidad CVaR nodal frente a distintas tolerancias	- 39 -
Figura 4.6: Despacho físico para los 4 modelos de operación	- 42 -
Figura 4.7: Compromiso de reserva para los 4 modelos de operación....	- 43 -
Figura 4.8: Demanda no suministrada eventos catastróficos sistema 24 nodos	- 46 -

Índice de Tablas

Tabla 3.1: Datos generación	- 28 -
Tabla 3.2: Datos circuitos	- 28 -
Tabla 4.1: Costos y riesgo de operación (\$/30min)	- 34 -
Tabla 4.2: VaR y CVaR Modelos.....	- 35 -
Tabla 4.3: VoLL v/s CVaR	- 38 -
Tabla 4.4: Sensibilidad al costo de G4 para CVaR al 10%	- 39 -
Tabla 4.5: Despacho CVaR nodal frente a distintas tolerancias	- 39 -
Tabla 4.6: Flujos por líneas en fallas dobles de los circuitos C3, C4 y C5 (MW) y ENS nodal (MW)	- 40 -
Tabla 4.7: Costos operación modelos (\$/30 min).....	- 44 -
Tabla 4.8: Costo operación modelos con restricción EENS (\$/30 min) ...	- 46 -
Tabla 4.9: Tiempos de simulación (segundos)	- 47 -
Tabla 7.1: Datos físicos generación.....	- 53 -
Tabla 7.2: Datos económicos generación (\$/MWh).....	- 54 -
Tabla 7.3: Datos circuitos	- 55 -
Tabla 7.4: Datos demanda.....	- 56 -

Glosario

CDEC	Centro de despacho económico
CVaR	Valor condicional en riesgo
CVaRN	Valor condicional en riesgo sistémico
CVaRS	Valor condicional en riesgo nodal
DEC	Decremento
DR	Respuesta de demanda
EENS	Energía no suministrada esperada
ENS	Energía no suministrada
Gen	Generador
INC	Incremento
MILP	Programación lineal entera-mixta
Occ	Ocurrencia
OPF	Flujo de potencia óptimo
PDF	Función de distribución de probabilidades
Pmax	Potencia máxima
Pmin	Potencia mínima
ResT	Restricciones de transmisión
ResC	Compromiso de reserva
ResU	Utilización de reserva
RTS	Sistema de prueba de confiabilidad
SEP	Sistema eléctrico de potencia
SPS	Sistemas especiales de protección
VaR	Valor en riesgo
VoLL	Valor demanda no suministrada

1 Introducción

1.1 Motivación

La sociedad depende fuertemente de un suministro confiable y seguro de energía. Hoy en día el sistema está compuesto por una gran cantidad de elementos con distintas propiedades físicas, los que en base a su conexión e interacción generan una red extremadamente compleja. Mantener la confiabilidad de este sistema, bajo varios escenarios de operación (sistema intacto y posibles fallas), es un gran desafío para los operadores del sistema [1].

La confiabilidad corresponde a la continuidad existente en el servicio, entendiendo que esta no puede ser del cien por ciento, por lo tanto se deben tolerar fallas que sean reducidas en frecuencia y duración. No existe operación que asegure una confiabilidad perfecta, dado que el sistema se encuentra constantemente expuesto a riesgos y si existiese, no sería eficiente económicamente. Por lo tanto, existe la necesidad de evaluar y gestionar el riesgo de la operación, campo ampliamente explorado en diversas ramas de la ciencia (e. g. finanzas [2]).

La medida de riesgo tradicional que se utiliza en los sistemas eléctricos corresponde a la energía no suministrada (ENS), cuyo foco es la ocurrencia de eventos poco comunes pero con gran impacto (apagones). Pese a lo anterior, la gestión que se realiza en los sistemas eléctricos se reduce a asociarle un costo a la ENS y minimizar los costos totales de operación, dejando afuera estos eventos catastróficos debido a su muy baja probabilidad de ocurrencia y por ende bajo costo esperado.

Además del promedio de energía no suministrada (EENS), existen otras medidas como la varianza, el valor en riesgo (VaR) y el valor en riesgo condicional (CVaR), que son usualmente usadas en la evaluación y gestión de riesgo [3].

El CVaR destaca frente a las medidas anteriores dado que reduce la exposición del sistema a eventos de alto riesgo y además, puede ser linealizado y por lo tanto, incluido en un modelo de programación lineal entero-mixto (MILP).

Los criterios de operación que actualmente utilizan los centros de despacho económico (CDEC) en Chile son determinísticos y pese a que en algunos casos contemplan alguna medida de riesgo, esta no es considerada en la optimización.

Las deficiencias anteriores, motivan a abordar en este trabajo la utilización del CVaR como medida de riesgo para la ENS e incluirla en un modelo de programación entera mixta para la operación del sistema.

1.2 Objetivo general

El objetivo principal de este trabajo es proponer modelos de operación de flujo de potencia óptimo (OPF) con aversión al riesgo mediante restricciones de CVaR y evaluar el punto óptimo entre costos y riesgo frente a modelos de operación probabilísticos y determinísticos.

1.3 Objetivos específicos

Para cumplir con el objetivo principal, es necesario cumplir objetivos particulares que son indicados a continuación:

- Revisión del estado del arte de seguridad de suministro en modelos OPF
- Revisión del estado del arte de restricciones de probabilidad y análisis de riesgo
- Proponer restricciones probabilísticas para análisis de riesgo de seguridad de suministro en modelos OPF
- Realizar una comparación con los modelos de operación existentes
- Validar la propuesta con dos casos de estudio

1.4 Alcances y simplificaciones

Este trabajo consiste en la comparación de distintos modelos de operación de sistemas eléctricos de potencia, teniendo como principal punto de análisis la confiabilidad de suministro y su costo asociado. La confiabilidad se medirá

mediante el CVaR de la operación y los costos asociados corresponden al costo de las restricciones, los costos de las acciones de control preventivo y correctivo, y el costo de demanda no suministrada.

Los modelos tienen las restricciones típicas de un OPF con flujo DC, además de las restricciones de la utilización de acciones preventivas (compromiso de reserva) y de acciones correctivas (utilización de reserva, utilización de Sistemas Especiales de Protección y demanda no suministrada).

En el marco anterior, los modelos no consideran el análisis dinámico de la operación y suponen que el sistema, en la ventana de operación estudiada, alcanza un estado estable después de la aplicación de (aplicadas o implementadas) acciones correctivas de control.

Por simplicidad, no se consideran las pérdidas de energía en el sistema de transmisión.

Este trabajo hará uso de un solo estado de carga y un clima (solo una tasa de fallas), por lo que no se incorporan estudios de planificación y expansión de los sistemas de generación y/o transmisión.

1.5 Estructura de la memoria

El presente trabajo de título se estructura en cinco capítulos más la sección de bibliografía como se muestra en la Figura 1.1 y que son descritos a continuación.

El segundo capítulo, denominado marco teórico, establece las bases teóricas y explica los conceptos claves utilizados. Para esto comienza con una descripción básica de un flujo de carga óptimo (OPF) para llegar a un OPF con restricciones de seguridad. Buscando medir la confiabilidad de la operación se introduce el CVaR como medida de riesgo, analizando sus ventajas frente a otras medidas de riesgo y proyectando el impacto de su inclusión en modelos OPF.

El tercer capítulo establece la metodología utilizada para el desarrollo de este trabajo. En primer lugar se describen los modelos de optimización que se utilizarán; luego se describe el proceso iterativo de resolución de los modelos para finalmente detallar los casos de estudio donde se validará la propuesta.

En el capítulo cuatro se presentan los resultados obtenidos. Se comparan los despachos, utilización de líneas, costos y riesgos de la operación de cada modelo. Se realiza un análisis de sensibilidad entre eficiencia económica y confiabilidad para estudiar la optimalidad de Pareto, es decir, evaluar si es posible mejorar la confiabilidad sin empeorar la eficiencia económica o mejorar la eficiencia económica sin empeorar la confiabilidad. Por último, se analiza la posibilidad de un corte de demanda equitativo entre nodos.

Finalmente, el quinto capítulo presenta las conclusiones del trabajo realizado, destacando los aprendizajes logrados y el aporte que esta investigación significa, generando además distintas propuestas para continuar con el trabajo realizado.

La sección bibliografía detalla todas las fuentes (revistas, libros, sitios web, conferencias, etc.) consultadas para la realización de este trabajo.

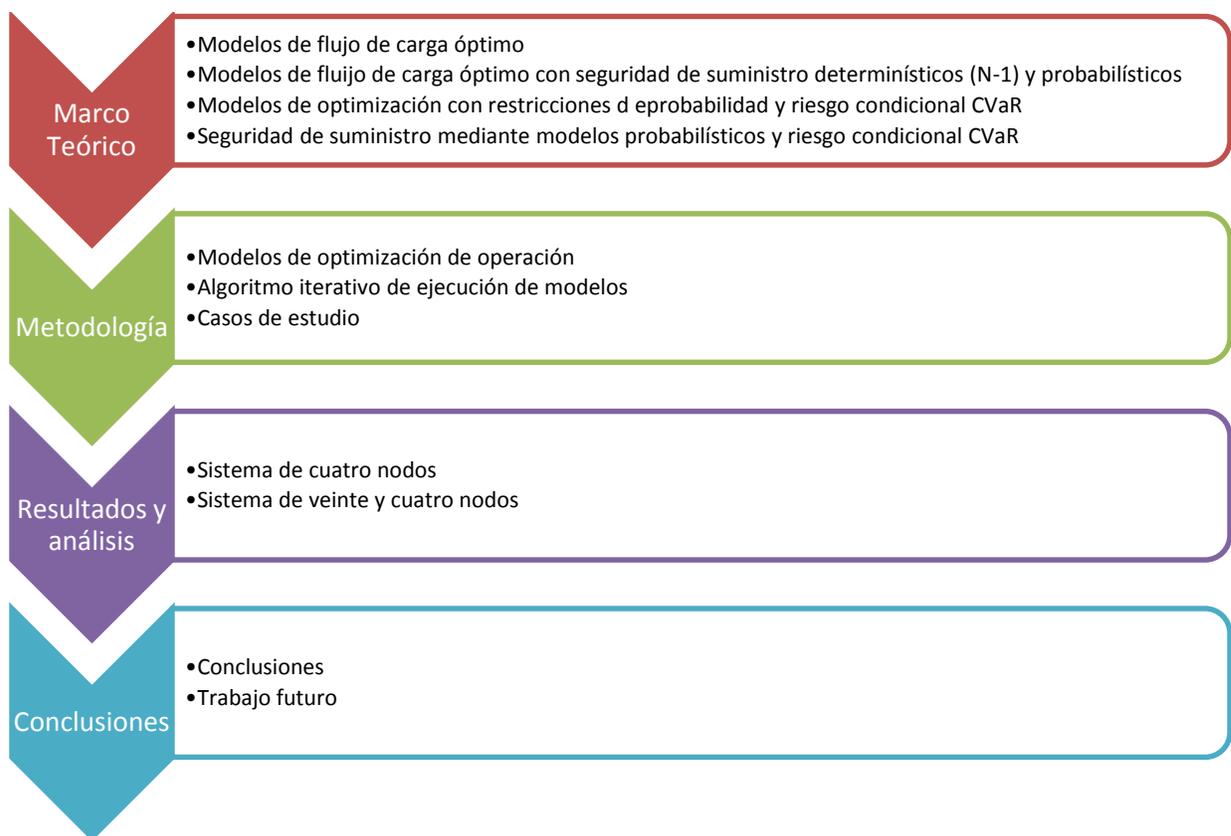


Figura 1.1: Estructura de la memoria

2 Marco teórico

En este capítulo se describen los conceptos generales básicos que dan marco al proyecto, junto a una revisión bibliográfica del estado del arte. Además, a lo largo de este capítulo, se explica la contribución de esta memoria al conocimiento en el campo en que este se ha desarrollado. Este capítulo se divide en cuatro temas que son relevantes para esta investigación:

- Modelos de flujo de carga óptimo
- Modelos de flujo de carga óptimo con seguridad de suministro determinístico (N-1) y probabilístico
- Modelos de optimización con restricciones de probabilidad y riesgo condicional
- Seguridad de suministro mediante modelos estocásticos de valor en riesgo condicional

2.1 Modelos de flujo de carga óptimo

El sistema eléctrico es un sistema complejo que se puede dividir en generación, transmisión y distribución. La generación se encarga de producir la energía demandada por los consumidores, la transmisión de llevar esta energía a los centros de consumo o distribuidores y la distribución de hacer llegar la energía a cada consumidor [3].

Los modelos de flujo de carga óptimo son modelos de operación de sistema que buscan determinar los niveles de producción de las centrales generadoras del sistema que permiten abastecer la demanda al menor costo posible, respetando las limitaciones técnicas impuestas por el sistema, así como los niveles de calidad de servicio impuestos por la normativa vigente [4] [5].

El modelo puede ser uninodal (operación de mercado), donde no se analiza el sistema de transmisión o multinodal (operación de sistema), donde se modela explícitamente la red de transmisión, incorporando sus restricciones de capacidad. El uso de cada modelo dependerá del objetivo y de las herramientas computacionales que se dispongan, pudiendo un modelo multinodal llegar a ser extremadamente complejo y computacionalmente costoso de resolver.

Los modelos uninodales se caracterizan por calcular un costo marginal único para todo el sistema reduciendo significativamente la complejidad computacional dada por la representación de los flujos de potencia por tramo en una red de transmisión. El modelamiento uninodal siempre considera la minimización de los costos de generación y el abastecimiento total de la demanda, pudiendo agregarse restricciones, como límites de generación y pérdidas óhmicas, que de manera indirecta pueden modelar el sistema de transmisión.

Los modelos multimodales, al incluir la red de transmisión, son capaces de reflejar el efecto de las congestiones en el sistema y, por ende, las diferencias en los costos marginales por nodo. La forma más simple de incluir estos efectos es hacer uso del flujo de potencia lineal o DC, que consiste en una simplificación del flujo de potencia. Estos modelos incluyen las mismas restricciones que los uninodales, agregando: potencia no servida, balance de potencia en nodos y flujos y límite de flujo por líneas.

A continuación se presenta un modelo multinodal, con todas las restricciones mencionadas anteriormente, que busca minimizar los costos de generación y potencia no servida. Cabe destacar que se pueden tener otras funciones objetivo, como la minimización de las pérdidas, minimización de transferencia de potencia entre zonas, entre otras.

C_{Gi}	Costo generador i (\$/MW)
C_{Ui}	Costo potencia no servida nodo i (\$/MW)
P_{Gi}	Potencia generador i (MW)
P_{Ui}	Potencia no servida nodo i (MW)
P_{Cj}	Potencia demandada nodo i (MW)
\overline{P}_{Gi}	Potencia máxima generador i (MW)
\underline{P}_{Gi}	Potencia mínima generador i (MW)
θ_i	Angulo de la tensión del genrador i ($^\circ$)
x_{ij}	Reactancia línea que une nodos i y j (p.u.)
NG	Número de generadores
ND	Número de nodos de demanda

$$\text{Min} \left\{ \sum_i^{NG} C_{Gi}(P_{Gi}) + \sum_i^{ND} C_{Ui}(P_{Ui}) \right\} \quad (2.1)$$

$$\sum_{j \in \Omega_i^G} P_{Gj} - \sum_{j \in \Omega_i^N} \left(\frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} + \frac{P_{Lik}}{2} \right) + \sum_{j \in \Omega_i^C} P_{Uj} = \sum_{j \in \Omega_i^C} P_{Cj} \quad (2.2)$$

$$\underline{P_{Gi}} \leq P_{Gi} \leq \overline{P_{Gi}} \quad (2.3)$$

$$0 \leq P_{Ui} \leq P_{Ci} \quad (2.4)$$

$$\theta_i - \theta_j = x_{ij} \overline{P_{ij}} \quad (2.5)$$

$$\theta_j - \theta_i = x_{ij} \overline{P_{ij}} \quad (2.6)$$

Donde la ecuación (2.1) es la función objetivo de minimización de costos de generación y potencia no servida, (2.2) corresponde a satisfacer la demanda del sistema, (2.3) son los límites de generación de los generadores, (2.4) corresponde a que la potencia no servida debe ser menor que la demandada y (2.5)-(2.6) corresponden al flujo máximo que se puede transmitir por línea [4].

2.2 Modelos de flujo de carga óptimo con seguridad de suministro determinístico (N-1) y probabilístico

Los mercados eléctricos solo pueden funcionar si poseen una infraestructura que los soporte y respalde. Como esta infraestructura no es perfecta, se producen interrupciones del sistema que dejan a los generadores sin poder vender la producción de sus plantas y a los consumidores sin servicio. Generadores y retiros, como usuarios del sistema, esperan una continuidad del servicio provista por el sistema en el que están conectados. Esta continuidad tiene un costo que debiese igualar el valor extra que proveerá a sus usuarios por este concepto [3].

Un sistema confiable, por definición, es aquel que entrega continuidad en el servicio de un cien por ciento. Lo anterior es extremadamente optimista, dado que la falla de un componente en un sistema de potencia no es un evento inusual. El costo para la sociedad de dejar sin servicio a un grupo de personas debido a estos eventos es tan alto, que se le exige al sistema tener la capacidad de seguir en operación aún si estos eventos ocurriesen.

Para mantener el sistema funcionando, los operadores, además de tomar en cuenta la operación normal del sistema, consideran un conjunto de contingencias probables y se preparan para lidiar con estas fallas con acciones de control preventivas y correctivas. Las acciones preventivas son aquellas

que disminuyen la probabilidad de que el sistema falle y las correctivas son las que disminuyen los efectos de las fallas.

En la práctica, las medidas preventivas tienen relación con no operar el sistema a su capacidad máxima, dándole holgura a la operación pero a la vez haciéndola más costosa, explicándose este costo en gran parte por la reserva en giro. Este tipo de reserva, también conocida como reserva primaria, es aquella que presenta el menor tiempo de respuesta entre las reservas y es entregada por generadores que se encuentran despachados (generando) y que ha sido planificada con anterioridad.

Las medidas correctivas solo se utilizan si ocurre una falla, pero tienen que estar siempre disponibles. Como algunos de estos recursos (Sistemas especiales de protección (SPS), partida en negro, gestión de demanda, etc) pertenecen a otros participantes de la industria y no al sistema, deben ser comprados con anterioridad en forma de servicios auxiliares. El valor de estos servicios se encuentra cuantificado en base a su disponibilidad y su utilidad.

Algunas medidas correctivas son la partida en negro y los sistemas especiales de protección (SPS). La partida en negro consiste en que un generador puede encenderse sin requerir energía por parte del sistema eléctrico. Mientras que los sistemas especiales de protección pueden cortar generación o demanda después de la falla. Dependiendo del país y el sistema, estos pueden ser obligatorios u ofertados como un servicio complementario remunerado.

Históricamente la seguridad de redes eléctricas se ha basado en criterios determinísticos, los sistemas eléctricos debieran ser capaces de soportar la ocurrencia de un conjunto definido de fallas (esto es, la pérdida de uno - criterio N-1 (Figura 2.1) – o dos circuitos –criterio N-2) sin que esto provoque sobrecargas, tensiones inadecuadas en los circuitos o barras restantes o violaciones a los límites de estabilidad. Las sobrecargas posteriores a la ocurrencia de una falla creíble son evitadas mediante medidas de operación preventivas o por una combinación de acciones de control preventivo y correctivo [6] [7] [8].

El principio esencial del criterio determinístico consiste en que la operación del sistema, no presentará riesgo alguno en caso de que no se superen los límites operacionales para cualquiera de las contingencias creíbles (con o sin control correctivo); mientras que se considerará como operación con riesgo inaceptable, si la ocurrencia de una contingencia creíble causa algún sobrepaso de estos límites operacionales [9]. Ninguna de estas dos aseveraciones es correcta; el sistema se encuentra expuesto a riesgo de falla

si existen fallas no creíbles que lleven al sistema a exceder restricciones operacionales y el riesgo puede ser aceptable si con acciones correctivas se pueden minimizar las violaciones de los límites de operación que pueda generar una falla creíble.

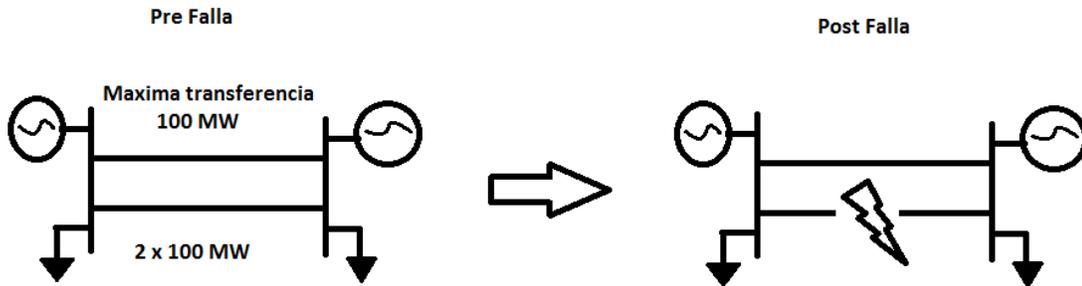


Figura 2.1: Criterio N-1

Para enfrentar este problema, se han discutido métodos probabilísticos para seguridad de redes y se han propuesto nuevos enfoques que evalúan el perfil de riesgo y equilibran seguridad y economía (para una revisión comprensiva ver [10] - [11]).

A pesar de que el método probabilístico es teóricamente superior, en la práctica su valor agregado respecto al enfoque determinístico se vuelve particularmente importante si existe una cantidad significativa de acciones de control correctivo (re-despacho de generación, reconfiguración de topología, uso de sistemas de transmisión AC flexibles (FACTS), uso de sistemas de protección especiales (SPS) o respuesta de demanda). Todas estas acciones de control involucran costos, los que pueden ser unitarios, es decir, la simple utilización de la acción conlleva un costo o pueden ser en base a la cantidad utilizada, es decir, mientras más recurso se usa mayor es el costo. Por ejemplo, en la mayoría de los casos, el desprender generación o demanda post-falla lleva al pago de tarifas de desconexión extremadamente costosas. Estos efectos no pueden ser considerados con suficiente precisión mediante el enfoque determinístico, ya que el costo por realizar acciones correctivas tiene que ser balanceado con el costo pre-falla (como los asociados a restricciones).

A continuación se describe un modelo de optimización determinístico estándar para la operación de sistemas eléctricos de potencia (SEP) [10].

$$\begin{aligned} & \min F_0(x, u, p) \\ & \text{s. a } g_k(x, u, p) = 0 \\ & h_k(x, u, p) \leq 0 \end{aligned}$$

Donde x es el vector de variables de estados (voltajes, ángulos, frecuencia, etc.), u es el vector de variables de control (potencia de generadores, reserva, etc.), p es el vector de parámetros, k representa los estados (sistema intacto y fallas creíbles), F_0 es el costo de operación del sistema intacto, g_k representa las ecuaciones de balance energético y h_k representa los límites de operación (flujo máximo por líneas, reserva máxima, etc.).

La versión probabilística del modelo anterior es la siguiente:

$$\begin{aligned} & \min F_0(x, u, p) + \sum_{k=1}^K p_k * F_k(x, u, p) \\ & \text{s. a } g_k(x, u, p) = 0 \\ & h_k(x, u, p) \leq 0 \end{aligned}$$

Con F_k el costo de operación del estado k , K es el número de fallas posibles y p_k sus probabilidades. Una diferencia fundamental entre estos modelos, es que la demanda pasa a ser variable control en el criterio probabilístico.

2.3 Modelos de optimización con restricciones de probabilidad y riesgo condicional CVaR

La programación probabilística trata problemas de programación matemática en que algunos de los parámetros son variables aleatorias y su resolución dependerá del interesado, pudiéndose transformar el problema a uno determinístico o encontrar el resultado en base a variables aleatorias.

Aunque existen muchos usos para estos modelos, los que más destacan son aquellos utilizados en finanzas para la gestión del riesgo. La gestión de riesgo es un procedimiento de identificación, evaluación y priorización de riesgos, seguido de la aplicación coordinada y económica de los recursos para

minimizar, monitorear y controlar la probabilidad y/o impacto de estos eventos desafortunados [12].

La gestión de riesgo puede ser aplicada en la operación de sistemas eléctricos. Las fallas de equipos y caídas de líneas perjudican constantemente el funcionamiento del sistema ya que generan ENS, transformándose en un riesgo para la operación que debe ser tomado en cuenta. Claro está, que una operación más segura es una operación más costosa, por lo que resulta necesario valorizar el riesgo, para ver si la seguridad adicional entregada vale el costo adicional incurrido.

En este procedimiento es de suma importancia identificar el riesgo (ENS) y dimensionarlo, teniéndose variadas herramientas para hacerlo, entre las que destacan el Valor en Riesgo (VaR) y Valor en Riesgo Condicional (CVaR); ambas formulaciones matemáticas de distribución de probabilidades.

El valor en riesgo (VaR), se define como la diferencia entre el percentil correspondiente del beneficio y distribución de pérdidas y el valor actual de la cartera, es decir, se mide la peor pérdida esperada en un horizonte de tiempo dado a un nivel de confianza dado. Matemáticamente, el valor en riesgo de una variable z a un nivel de confiabilidad n es:

$$VaR(z; n) = \inf\{\gamma | Prob(z \leq \gamma) \geq n\}$$

En un sistema eléctrico cualquiera, para una operación particular donde se desea medir el riesgo de las posibles fallas y por ende, la probabilidad de presentar ENS, el valor en riesgo de la operación ($VaR(z; n)$) corresponderá a un valor en MW tal que la operación no presentará una ENS superior a este valor con una confiabilidad del "n%".

El valor en riesgo condicional (CVaR), se define como el valor esperado condicional de la pérdida, bajo la condición de que se sobrepase el valor en riesgo. Matemáticamente el valor condicional en riesgo de una variable z a un nivel de confiabilidad n es:

$$CVaR(z; n) = E(z | z \geq VaR(z; n))$$

En un sistema eléctrico cualquiera, para una operación particular donde se desea medir el riesgo de las posibles fallas y por ende, la probabilidad de presentar ENS, el valor en riesgo condicional ($CVaR(z;n)$) corresponderá al promedio esperado de ENS (EENS) de todos aquellos eventos que presenten una ENS superior a la del valor en riesgo.

La elección de VaR o CVaR para la gestión del riesgo, dependerá del usuario y sus objetivos, siendo mas utilizado el VaR, pese a que el CVaR sea una herramienta más fácil de implementar en un problema de optimización, dado que tiene propiedades matemáticas superiores (es más útil en problemas de optimización dado a que puede se representado por restricciones lineales, posee una mayor coherencia a la hora de medir el riesgo y es más conservador, es decir, más adverso al riesgo [13] [14] [15]).

La representación lineal (ecuaciones), propuesta por Rockefeller [14] que permiten determinar el CVaR es la siguiente:

$$d_j \geq 0$$

$$d_j \geq z - VaR(z;n)$$

$$VaR(z;n) + \beta \sum_j d_j \leq CVaR(z;n)$$

Donde d_j es una variable auxiliar al igual que $VaR(z;n)$, β depende de la confiabilidad que se exija y $CVaR(z;n)$ es el dato de entrada.

La Figura 2.2 corresponde a una función de distribución de probabilidades (PDF) para una cartera de riesgo, donde cada barra representa un evento de con una probabilidad de pérdida específica. Al corresponder a una cartera de riesgo, la media (Mean) se encuentra en 0, por lo tanto todos los eventos que se encuentran a la izquierda de la media corresponden a ganancia y los de la derecha a pérdida. El VaR corresponde a la máxima pérdida posible para la confiabilidad α y el valor en riesgo condicional corresponde a la pérdida esperada de todos los eventos cuyas pérdidas sean superiores a la del VaR, es decir, se encuentren fuera de la confiabilidad α [14].

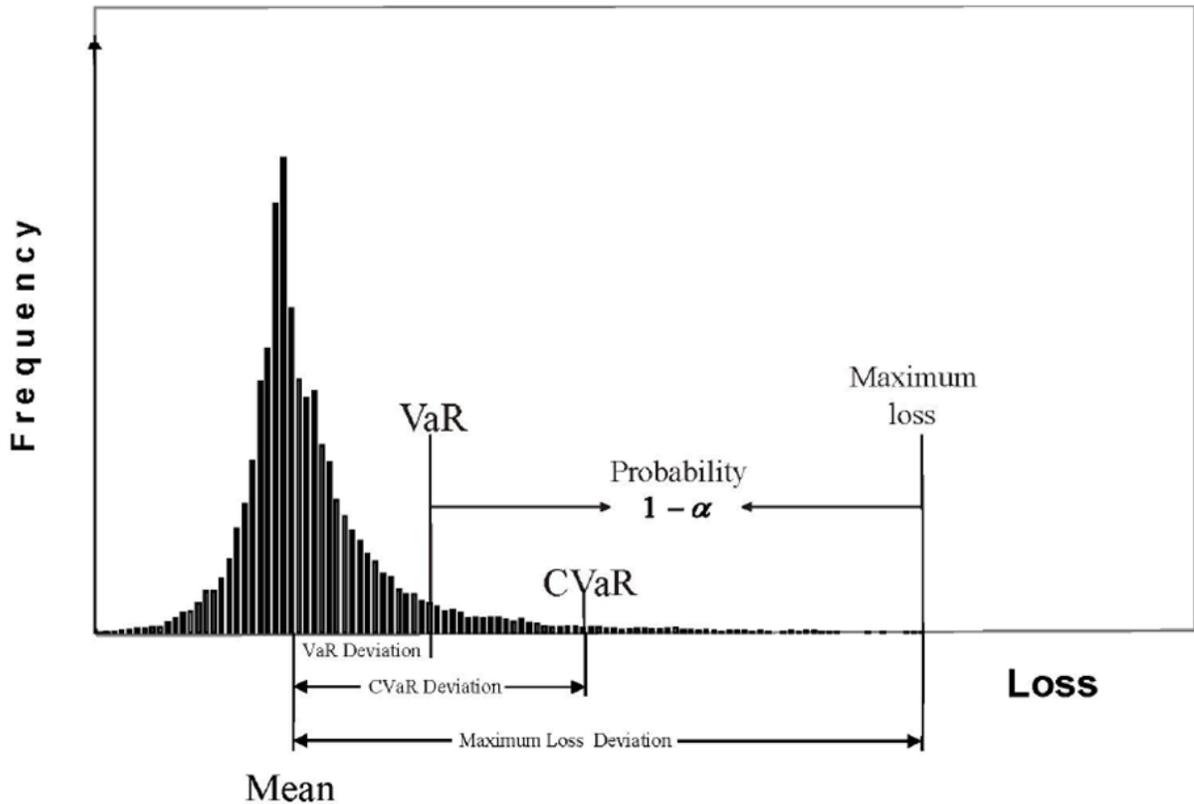


Figura 2.2: Definición gráfica VaR y CVaR

En el sistema eléctrico, el CVaR presenta mayores ventajas para realizar la operación, dado que considera todos los peores casos posibles, al contrario del VaR. Su minimización se traduce en disminuir el riesgo asociado a fallas catastróficas (caídas dobles de líneas o generadores o uno y uno).

2.4 Seguridad de suministro mediante modelos probabilísticos de Valor en Riesgo Condicional

Se introdujo en capítulos anteriores la necesidad de que el sistema eléctrico fuera seguro, garantizando la continuidad del servicio aún en presencia de ciertas fallas o perturbaciones. Dicho lo anterior, también se explicitó que los sistemas no son perfectos y que en la práctica si existen fallas que perjudican al sistema. En ese sentido se hace necesaria la definición de un índice de seguridad y planificar la operación con un cierto nivel de confiabilidad en base a dicho índice. El índice usualmente utilizado es el promedio de la energía no

servida (EENS) [16] [17], dado que no entregarle energía a los retiros es el evento menos deseado en la operación del sistema.

La ENS corresponde a la energía, que a raíz de una falla, no se le pudo entregar a los centros de retiro para que fuese consumida. En todos los modelos de optimización con restricciones de seguridad, lo que se minimiza son los costos de operación, siendo la ENS parte importante de estos, debido a las compensaciones por razonamiento.

Un método para realizar esta minimización, es considerar todos los eventos posibles y planificar la operación que asegure el menor costo promedio, considerando el promedio de la ENS (EENS). Un segundo método, es igual al anterior, pero en vez de tomar en cuenta la EENS, considera el valor extremo de la ENS, promediando solo los eventos catastróficos, de tal forma de restringir el daño al sistema a raíz de la ocurrencia de las peores fallas, es decir, restringe el CVaR de la ENS. La representación de los efectos de las fallas y sus probabilidades de los métodos anteriores se pueden ver gráficamente en las Figura 2.3 y Figura 2.4 respectivamente. En estos gráficos, las barras azules simbolizan la probabilidad en que el sistema presente ENS para la operación particular, las barras verdes simbolizan la EENS de la operación y las barras rojas representan el CVaR en MW de la operación.

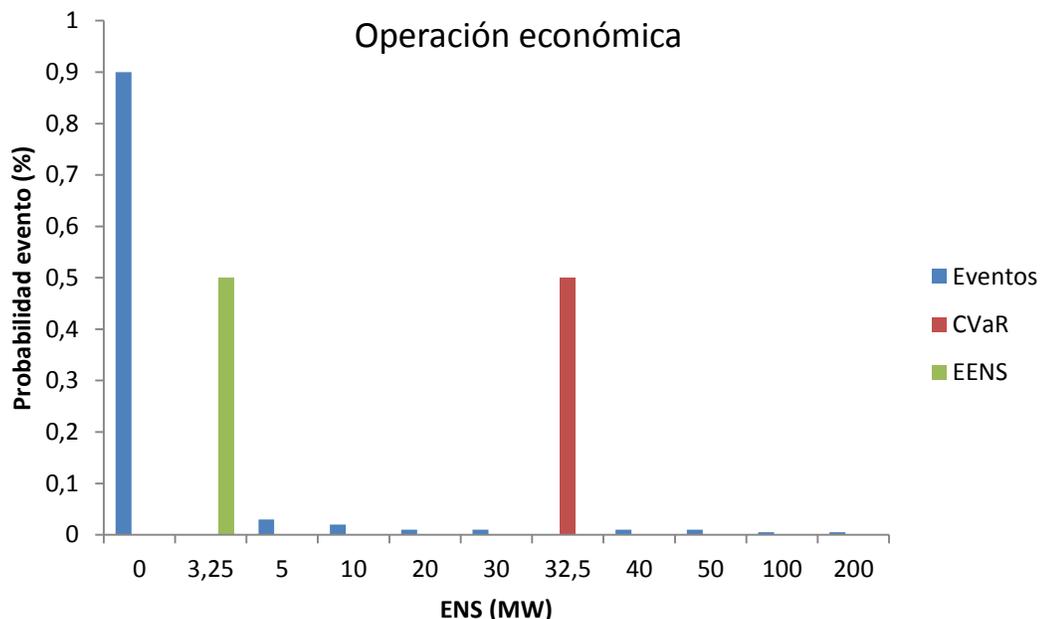


Figura 2.3: Operación menor costo promedio (CVaR al 90%)

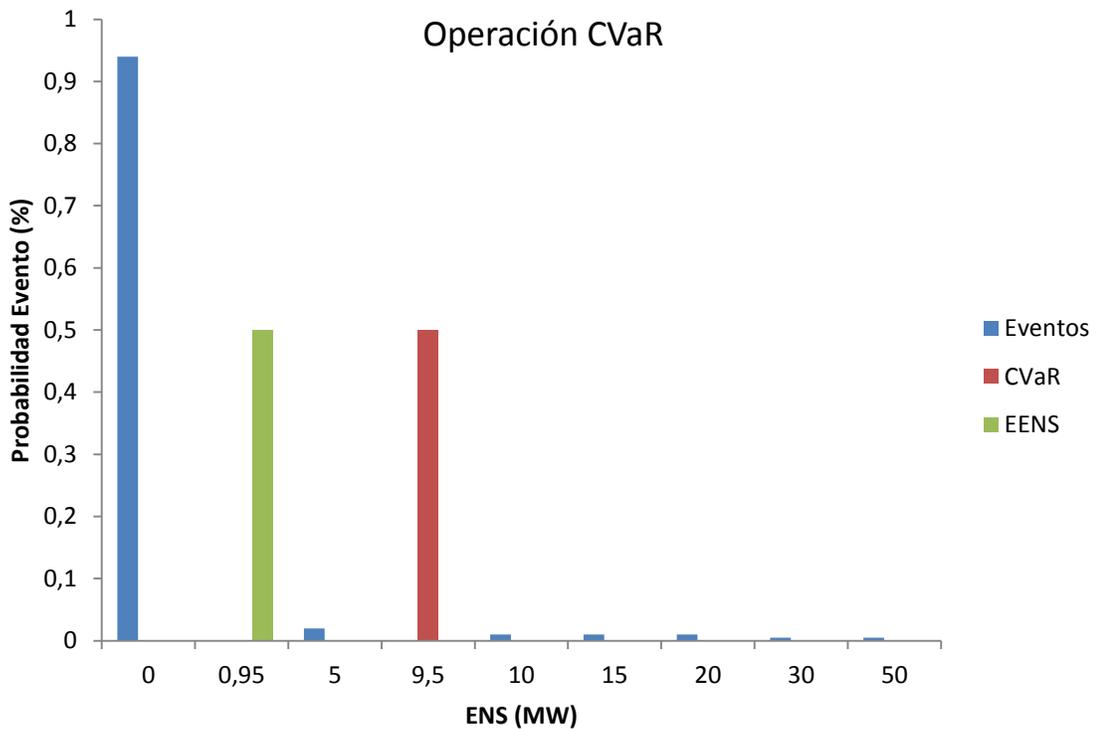


Figura 2.4: Operación menor CVaR (CVaR al 90%)

La diferencia entre estos dos modelos está en sus objetivos y por ende, en su solución. Mientras el primero se enfoca en la solución más económica, el segundo se enfoca en una operación más segura. El primero tiene alta probabilidad de que las fallas catastróficas tengan un mayor efecto en la operación, en cambio el segundo no. El segundo se preocupa del impacto de las peores fallas, mientras que el primero solo ve el promedio del impacto de todas las fallas. La elección final dependerá de que tan conservador sea el operador del sistema y su aversión al riesgo.

El CVaR que se le exige al sistema se puede variar generando distintas operaciones con sus costos y confiabilidades respectivas. Estas operaciones pueden ser representadas en una curva de Pareto (similar a lo que se hace en [18]), dado que se obtienen de una minimización. Lo anterior se puede ver en la Figura 2.5.

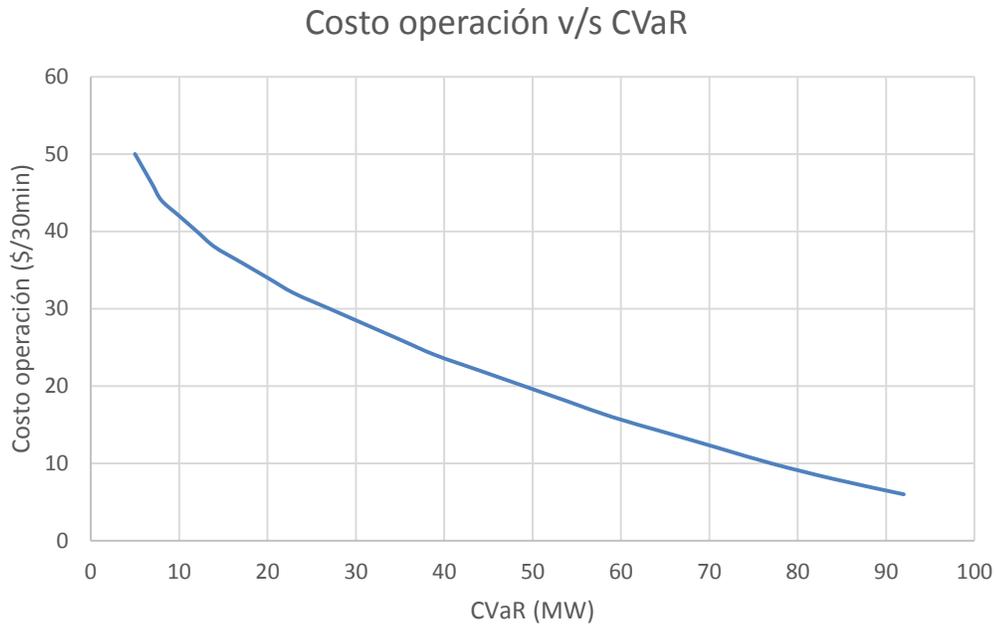


Figura 2.5: Frontera de Pareto Costo Operación v/s CVaR

En el gráfico se puede apreciar que un menor CVaR (mayor confiabilidad frente a la ocurrencia de eventos catastróficos) representa una operación más costosa, donde la operación más económica representa a su vez el resultado de la operación del sistema con las restricciones de CVaR relajadas, que corresponde a la operación probabilística. Además cabe destacar que cualquier punto es Pareto eficiente, esto es que si a cierto costo de operación se desea mayor confiabilidad, la única forma de lograr esto es aumentando el costo de operación y viceversa.

La operación determinística debiese encontrarse fuera de esta frontera, es decir, existe una forma distinta de operar el sistema que al mismo costo tiene mayor confiabilidad o a la misma confiabilidad, tiene menor costo. Lo anterior se debe a que los criterios de confiabilidad son impuestos en el criterio determinístico y no son ponderados según su valor como en el criterio probabilístico.

3 Metodología

La metodología de este trabajo de título se divide entres bloques: modelos de optimización de operación, algoritmo iterativo de ejecución de modelos y análisis de casos de estudio. En la sección modelos de optimización se detallan y explican los cuatro modelos de operación que se analizarán. La sección algoritmo iterativo, explica cómo se obtienen los resultados de la operación para cada modelo. Finalmente la sección casos de estudio detalla los dos sistemas en donde se validarán los modelos. La Figura 3.1 presenta la metodología de este trabajo.

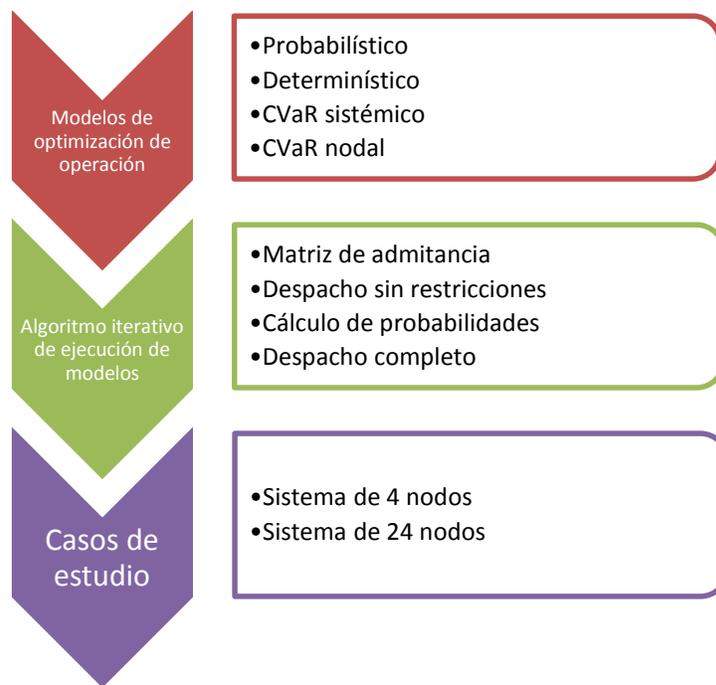


Figura 3.1: Flujograma metodología

3.1 Modelos de optimización de operación

Para realizar el estudio de operación del sistema eléctrico de potencia (SEP) se plantearon cuatro modelos: Probabilístico, Determinístico, CVaR Sistémico y CVaR Nodal. Todos estos modelos tienen su núcleo en el modelo probabilístico diseñado en [19] y se presentan a continuación.

3.1.1 Nomenclatura modelos

3.1.1.1 Parámetros

πoff_g	Precio incremento energía aceptado por generador g (\$/MWh).
πbid_g	Precio decremento energía aceptado por generador g (\$/MWh).
$\pi resh_g$	Precio compromiso de reserva generador g (\$/MW/h).
w	Duración ventana de tiempo estandarizada de operación (h).
p^s	Probabilidad ocurrencia del estado de operación s.
$\pi resuu_g$	Precio utilización de reserva para tomar carga provista por generador g (\$/MWh).
$\pi resud_g$	Precio utilización de reserva para botar carga provista por generador g (\$/MWh).
$\pi itr p_g$	Precio activación de SPS provisto por el generador g (precio por evento) (\$/MW).
$voll_n$	Precio energía no suministrada en el nodo n (\$/MWh).
$B^{-1}_{n,k}^s$	Parte imaginaria del elemento n,k de la matriz de admitancia en el estado de operación s (p.u).
p_g^{ED}	Despacho uninodal del generador g (MW).
d_n	Demanda en el nodo n (MW).
p_g	Potencia mínima generador g (MW).
$\overline{p_g}$	Potencia máxima generador g (MW).
x_l	Reactancia del circuito l (p.u).
$\Delta resd_g$	Reserva de subida para tomar carga del generador g durante la ventana de tiempo estandarizada (MW).
$\Delta resu_g$	Reserva de bajada para botar carga del generador g durante la ventana de tiempo estandarizada (MW).
$\overline{f_l^s}$	Flujo máximo circuito l en estado de operación s (MW).
β	Tolerancia del CVaR
α	Nivel de Confiabilidad CVaR.

3.1.1.2 Variables

off_g	Incremento energía aceptado por el generador g (MW).
bid_g	Decremento energía aceptado por el generador g (MW).
$resh_g$	Compromiso de reserva generador g (MW).

$resuu_g^s$	Utilización de reserva para tomar carga provista por generador g en el estado de operación s (MW).
$resud_g^s$	Utilización de reserva para botar carga provista por generador g en el estado de operación s (MW).
$itrpu_g^s$	Potencia cortada en el generador g en el estado de operación s por un SPS (MW).
ll_n^s	Energía no suministrada en el nodo n en el estado de operación s (MW).
γ_g	Compromiso generación generador g . 1 si se encuentra encendido, 0 si no.
$itrp_g^s$	Compromiso de corte de generación en el generador g en un estado de operación s por un SPS. 1 si se cortó, 0 si no.
θ_n^s	Angulo del voltaje en el nodo n en el estado de operación s (rad).
f_l^s	Flujo por la línea l en el estado de operación s (MW).
z^s	Variable auxiliar modelo CVaR sistémico.
z_n^s	Variable auxiliar modelo CVaR Nodal.
VaR	Valor en riesgo para el sistema (MW).
VaR_n	Valor en riesgo para el nodo n (MW).

3.1.1.3 Índices

$n1(l)$	Nodo inicio circuito l
$n2(l)$	Nodo fin circuito l
N_g	Número total de generadores
N_n	Número total de nodos
N_s	Número total de estados de operación
ref	Nodo de referencia

3.1.2 Probabilístico

Este modelo determina la transferencia óptima de potencia a través de la red de transmisión, mediante el balance de costos de las restricciones de transmisión, los costos de aplicar medidas preventivas de control pre-falla y medidas correctivas de control post-falla y los costos de demanda no suministrada. La optimización se realiza considerando varios escenarios de operación, los que son ponderados de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia (cálculo explicado en la sección 3.2.3).

La función objetivo del modelo debe balancear todos los costos mencionados y los costos esperados (o riesgos) como se muestra en la ecuación (3.1). El primer término corresponde al costo de la generación óptima y a los

compromisos de reserva para acciones preventivas. El incremento de energía corresponde a la magnitud que un generador debe aumentar su generación en comparación al caso uninodal y el decremento en cuanto debe disminuir su generación. El segundo término corresponde al costo de la utilización de la reserva programada, el tercero al costo de la utilización de los sistemas especiales de protección (SPS) para la desconexión de unidades y el cuarto al costo de dejar demanda no suministrada. El valor de la demanda no suministrada (VoLL) usualmente es un valor mucho más alto que el costo de generación y se obtiene en base a encuestas a consumidores quienes determinan el costo que les genera un posible corte de energía. Los últimos tres términos son costos esperados que deben ser ponderados por la probabilidad del estado.

$$\begin{aligned}
 \min & \left[\sum_{g=1}^{N_g} \{w(\pi off_g * off_g - \pi bid_g * bid_g + \pi resh_g * resh_g)\} \right. & (3.1) \\
 & + \sum_{s=2}^{N_s} \sum_{g=1}^{N_g} \{w * p^s (\pi resuu_g * resuu_g^s + \pi resud_g * resud_g^s)\} \\
 & \left. + \sum_s \sum_{g=1}^{N_g} \{p^s * \pi itr p_g * itr pu_g^s\} + \sum_{s=2}^{N_s} \sum_{n=1}^{N_n} \{w * p^s * voll_n * ll_n^s\} \right]
 \end{aligned}$$

El costo de las medidas preventivas pre-falla, se obtiene a partir de la solución sin restricciones que cambia mediante la compra/venta de energía entre generadores, proceso representado en la ecuación (3.2). Junto con esto, los generadores deben respetar los límites de generación, ecuaciones (3.3) a (3.7).

$$p_g = p_g^{ED} + off_g - bid_g \quad \forall g \quad (3.2)$$

$$off_g \leq \bar{p}_g - p_g^{ED} \quad \forall g \quad (3.3)$$

$$bid_g \leq p_g^{ED} \quad \forall g \quad (3.4)$$

$$\underline{p}_g * \gamma_g \leq p_g \leq \bar{p}_g * \gamma_g \quad \forall g \quad (3.5)$$

$$\gamma_g \text{ es binario } \forall g \quad (3.6)$$

$$p_g \leq 0 \forall g \text{ en mantenimiento} \quad (3.7)$$

Las acciones correctivas se representan como sigue: el compromiso de reserva para opciones de re despacho debe ser planeado con anterioridad y debe cumplir con los límites de generación, ecuaciones (3.8) a (3.12); y si se utilizan los SPS, se debe cortar la producción entera (incluida la reserva) del generador, ecuaciones (3.13) a (3.17).

$$resh_g \leq \overline{p}_g - p_g \forall g \quad (3.8)$$

$$resh_g \leq \Delta resu_g * \gamma_g \forall g \quad (3.9)$$

$$resuu_g^s \leq resh_g \forall g, s \quad (3.10)$$

$$resud_g^s \leq \Delta resd_g \forall g, s \quad (3.11)$$

$$p_g - resud_g^s \geq \underline{p}_g * \gamma_g \forall g, s \quad (3.12)$$

$$itrp_g^s \text{ es binario } \forall g, s \quad (3.13)$$

$$resuu_g^s \leq \Delta resu_g * (1 - itrp_g^s) \forall g, s \quad (3.14)$$

$$resud_g^s \leq p_g - itrpu_g^s \forall g, s \quad (3.15)$$

$$p_g - itrpu_g^s \leq \overline{p}_g * (1 - itrp_g^s) \forall g, s \quad (3.16)$$

$$itrpu_g^s \leq \overline{p}_g * itrp_g^s \forall g, s \quad (3.17)$$

El resto de las ecuaciones, representan las igualdades y desigualdades de un flujo de potencia óptimo con restricciones de sistema de transmisión sin pérdidas. El balance de potencia en estado pre- y post-falla está representado por las ecuaciones (3.18) a (3.20); los ángulos de los voltajes para las ecuaciones de flujo linealizado DC representados por (3.21) a (3.22); los flujos de potencia junto con sus límites, ecuaciones (3.23) a (3.25).

$$\sum_g^{N_g} p_g = \sum_n^{N_n} d_n - \sum_n^{N_n} ll_n^{s=1} \quad (3.18)$$

$$\sum_{g \text{ disponible en } s}^{N_g} p_g + resuu_g^s - resud_g^s - itrpu_g^s = \sum_n^{N_n} d_n - ll_n^s \quad \forall s = 2 \dots N_s \quad (3.19)$$

$$resuu_g^s = 0, resud_g^s = 0, itrpu_g^s = 0 \quad \forall s = 2 \dots N_s, g \text{ en falla} \quad (3.20)$$

$$\theta_{n=ref}^s = 0 \quad \forall s \quad (3.21)$$

$$\theta_n^s = \sum_k^{N_n} \left[\left(\sum_{\substack{g \text{ disponible} \\ \text{en nodo } k \text{ en } s}}^{N_g} (p_g + resuu_g^s - resud_g^s - itrpu_g^s) + ll_k^s - d_k \right) * B_{n,k}^{-1s} \right] \quad \forall s, n \neq ref \quad (3.22)$$

$$f_l^s = \frac{\theta_{n1(l)}^s - \theta_{n2(l)}^s}{x_l} \quad \forall l, s \text{ disponible} \quad (3.23)$$

$$-\overline{f_l^s} \leq f_l^s \leq \overline{f_l^s} \quad \forall l, s \text{ disponible} \quad (3.24)$$

$$f_l^s = 0 \quad \forall s, l \text{ en falla} \quad (3.25)$$

La matriz de admitancia en (3.22) cambia con las caídas de circuitos, es decir es distinta para cada estado.

3.1.3 Determinístico

La versión determinística del modelo probabilístico, corresponde a una optimización igual a la probabilística, pero con una función de costos diferente (3.26) que solo considera los costos de generación y reserva, además de una restricción adicional (3.27) que impone el criterio de seguridad N-1, con N_s igual a los estados de operación que consideran fallas N-1 más el estado del sistema intacto.

$$\min \left[\sum_{g=1}^{N_g} \{w(\pi off_g * off_g - \pi bid_g * bid_g + \pi resh_g * resh_g)\} \right] \quad (3.26)$$

$$ll_n^s = 0 \quad \forall s, n \quad (3.27)$$

Una vez obtenida la solución anterior, su costo y riesgo real se consigue al imponer el despacho obtenido (generación y reserva) en el modelo probabilístico, donde se consideran los costos de los SPS, utilización de reserva y demanda no suministradas para todos las fallas posibles. En este proceso se considera una utilización óptima de las medidas operacionales post-falla (utilización de la reserva y SPS) bajo eventos no creíbles según el modelo determinístico N-1 (e.g. conjunto N-2). Lo anterior tiende a subestimar los riesgos asociados a estos eventos no creíbles, dado que el criterio determinístico no está planeado para operar bajo estos eventos.

La finalidad del proceso anterior está en poder comparar los costos y el comportamiento de cada modelo bajo el mismo conjunto de fallas. Como el modelo determinístico N-1 está diseñado solo para operar bajo un conjunto específico de fallas, su generación y reserva deben ser impuestas en el modelo probabilístico para conocer el comportamiento real frente a fallas que no se consideraron creíbles en un comienzo y poder realizar la comparación que se desea.

3.1.4 CVaR sistémico

Este modelo consiste en agregar al modelo probabilístico descrito en la sección 3.6.1, las restricciones de CVaR para la energía no suministrada del sistema. Estas restricciones ponen una cota a las fallas con baja probabilidad de ocurrencia y alta energía no suministrada al sistema. El trasfondo está en asegurar un cierto nivel de confiabilidad en la operación de los sistemas.

Las restricciones que se agregan son las ecuaciones (3.28)-(3.30):

$$z^s \geq 0 \quad \forall s \quad (3.28)$$

$$\sum_{n=1}^{Nn} ll_n^s - VaR \leq z^s \quad \forall s \quad (3.29)$$

$$VaR + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=2}^{Ns} p^s * z^s \leq \beta * \sum_{n=1}^{Nn} d_n \quad (3.30)$$

La ecuación (3.28) se asegura que la ENS sea positiva o nula para todos los estados de operación, ya que ENS negativa no tendría sentido. La ecuación (3.29) determina qué estados de operación exceden la peor pérdida esperada (VaR) y construye el conjunto de estados que conforman el CVaR. Finalmente, la ecuación (3.30) entrega el promedio ponderado de los eventos que superaron la peor pérdida esperada (eventos catastróficos) correspondientes al CVaR. El CVaR aceptado corresponderá a un porcentaje de la demanda total del sistema en base a la tolerancia β definida.

3.1.5 CVaR nodal

Este modelo consiste en agregar al modelo probabilístico descrito en la sección 3.6.1, las restricciones de CVaR para la energía no suministrada por nodo. Estas restricciones buscan disminuir el efecto de las fallas en cada nodo por separado y no en el sistema total como en el modelo CVaR sistémico.

Las restricciones que se agregan son las ecuaciones (3.31)-(3.33):

$$z_n^s \geq 0 \quad \forall s, n \quad (3.31)$$

$$ll_n^s - VaR_n \leq z_n^s \quad \forall s, n \quad (3.32)$$

$$VaR_n + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=2}^{Ns} p^s * z_n^s \leq \beta * d_n \quad \forall n \quad (3.33)$$

La ecuación (3.31) se asegura que la ENS sea positiva o nula para cada nodo y para todos los estados de operación, ya que ENS negativa no tendría sentido. La ecuación (3.32) determina qué estados de operación exceden la peor pérdida esperada por nodo (VaR_n) y construye el conjunto de estados que conforman el CVaR por nodo, pudiendo ser distintos conjuntos de estados. Finalmente, la ecuación (3.33) entrega el promedio ponderado de los eventos que superaron la peor pérdida esperada por nodo (eventos catastróficos) correspondientes al CVaRN para cada nodo evaluado. El CVaR aceptado corresponderá a un porcentaje de la demanda nodal en base a la tolerancia β definida.

3.2 Algoritmo iterativo de ejecución de modelos

El modelo de ejecución de los modelos consta de 4 etapas: cálculo matriz de admitancia (bloque 1), despacho sin restricciones (bloque 2), cálculo de probabilidades (bloque 3) y despacho completo (bloque 4), que corresponde al bloque donde se ingresan los modelos a evaluar. Este algoritmo se debe realizar para cada modelo de operación que se desee evaluar.

El cálculo de probabilidades depende de las unidades despachadas, por lo que el modelo resulta iterativo, dado que el despacho con restricciones genera un re despacho de unidades y, por ende, cambian las probabilidades de falla. La iteración termina cuando ya no hay cambio en el despacho y, por consiguiente, no hay cambio en las probabilidades.

La Figura 3.2 muestra esquemáticamente el procedimiento descrito.

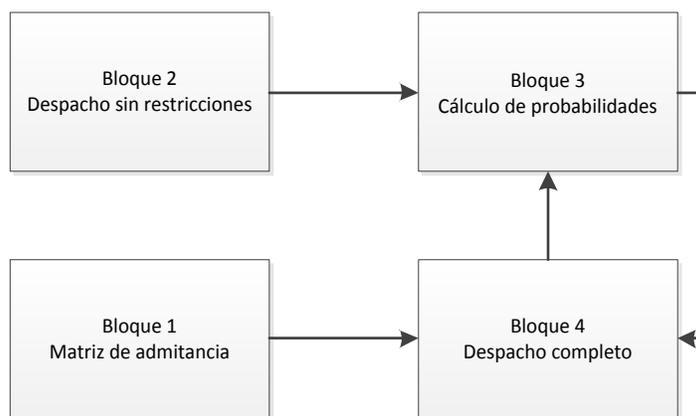


Figura 3.2: Flujograma algoritmo iterativo de ejecución

3.2.1 Matriz de admitancia

Este bloque se caracteriza por calcular la matriz de admitancia para cada estado de operación, esto es, calcular la matriz para el sistema intacto y para el sistema considerando la salida de 1 o más líneas, dependiendo los estados que se deseen considerar en la optimización. La matriz se utiliza en el cálculo

de los ángulos de las tensiones para conocer los flujos por las líneas mediante la simplificación de flujos DC (ecuaciones (3.21) – (3.23)).

3.2.2 Despacho sin restricciones

Este bloque determina la operación más económica considerando exclusivamente los precios de generación, es decir, sigue la orden de mérito. Corresponde a un despacho uninodal (no considera la red de transmisión) para el sistema intacto, sin considerar mas estados de operación.

3.2.3 Cálculo probabilidades

Este bloque determina las probabilidades de cada estado a partir de las probabilidades de falla de cada componente. Con respecto a la probabilidad de un estado s , esta se calcula de acuerdo a la ecuación (3.34):

$$p^s = \prod_{i \in U^s} (1 - Pr_i) \prod_{j \in D^s} (Pr_j) \quad (3.34)$$

En donde p^s es la probabilidad del estado s , U^s son los componentes operando en el estado s , D^s son los componentes en falla en el estado s y Pr_i es la probabilidad de que el componente i del sistema falle.

Este bloque tiene como requisito el bloque 2 (Despacho sin restricciones) en un comienzo y luego su entrada es el bloque 4 (Despacho con restricciones) hasta que se termine de iterar.

3.2.4 Despacho completo

Este bloque representa los modelos de optimización que se desean analizar, por lo tanto es el bloque más importante del algoritmo. Como en esta sección se realiza la resolución de un modelo de optimización complejo, se espera que los tiempos de cómputo sean bastante mayores que los tiempos de los otros

bloques. Este bloque a diferencia del bloque 2, considera la red de transmisión con sus flujos, junto a los criterios de seguridad definidos previamente para cada modelo.

Este bloque tiene como entradas los bloques 1 (Matriz de admitancia) y 3 (Cálculo de probabilidades) en un inicio y luego la iteración se realiza exclusivamente con el bloque 3.

3.3 Casos de estudio

Para evaluar el desempeño de los modelos de operación se utilizarán dos redes de transmisión, una de 4 nodos y una de 24 nodos. El de 4 nodos servirá para ilustrar y validar los modelos, mientras que el mediano servirá para corroborar el desempeño de cada modelo.

3.3.1 Sistema de 4 nodos

El sistema está compuesto de cuatro nodos, nueve circuitos, cuatro generadores y dos cargas. La topología de la red se puede ver en la Figura 3.3 y los datos del sistema en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2.

En la Figura 3.3, las flechas paralelas a las líneas indican el sentido de los flujos y las flechas perpendiculares a las barras indican demanda. La demanda es de 400 MW repartidos en partes iguales entre los nodos 3 y 4.

En la Tabla 3.1, se consideran potencias mínimas distintas de cero para que los generadores no puedan comprometer reserva si no se encuentran encendidos y con un valor tal de que tenerlos encendidos tenga un costo considerable en la operación. La cantidad de reserva disponible por generador se determinó de forma tal que, el generador tenga que encontrarse operando por sobre el 25% de su capacidad para poder ser despachado a capacidad máxima en un estado post-falla. En cuanto a los costos de generación, la diferencia se realiza para simular nodos económicos de generación y nodos costosos.

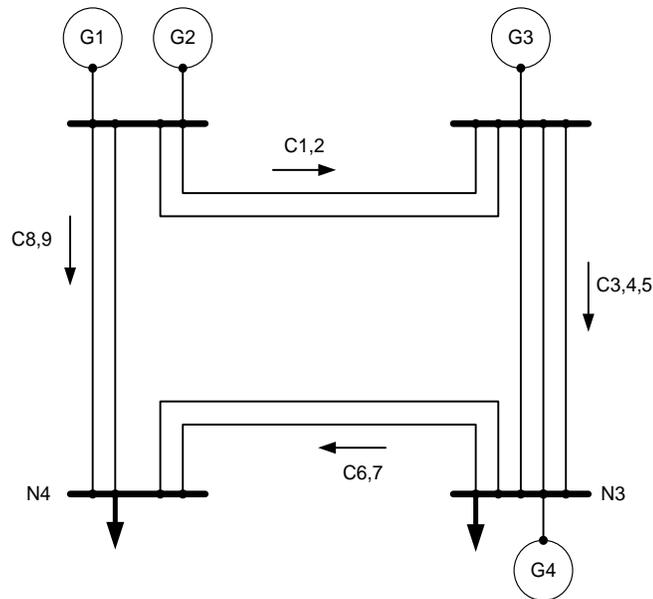


Figura 3.3: Topología sistema con 4 nodos

Tabla 3.1: Datos generación

Gen	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Reserva subida/bajada (MW)	Costo combustible INC/DEC (\$/MWh)	Reserva subida/bajada (\$/MWh)	Falla (Occ/año)
G1	400	20	304	10	10	18
G2	400	20	304	11	11	18
G3	200	20	144	20	20	18
G4	100	20	64	21	21	18

Tabla 3.2: Datos circuitos

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
Capacidad (MW)	130	130	100	100	100	30	30	180	180
ocurrencias/año	0,1	0,1	40	40	40	0,1	0,1	0,1	0,1

En la Tabla 3.2, la mayor ocurrencia de fallas por año de los circuitos tres, cuatro y cinco, se diseñó considerando una mayor exposición al riesgo de falla debido al clima.

Además de lo anterior, se considerará un costo de demanda no suministrada de 30.000 \$/MWh y un costo por utilización de sistemas especiales de protección (SPS) de 200.000 \$ por unidad desconectada [19]. El costo de

utilización de SPS y el VoLL varían enormemente dependiendo del país, por lo que cualquier valor dentro de este rango se considera aceptable para realizar simulaciones. En este caso particular, la elección se debe a que los valores escogidos ilustran de mejor manera las cualidades de los modelos propuestos.

La ventana de tiempo que se escogió para realizar las simulaciones es de 30 minutos. La razón es que se considera que 30 minutos es tiempo suficiente para que la falla sea despejada y por lo tanto ya no sea necesario utilizar acciones de control y menos pagar por demanda no suministrada.

Los precios de incremento y decremento de energía, correspondientes a los precios en los cambios en el despacho en comparación al despacho uninodal, se considerarán iguales a los precios de combustible así como los precios de utilización de reserva. Además, no se consideran costos de compromiso de reserva para mayor simplicidad en el modelo.

La confiabilidad del CVaR se definió en un 99,998%, esta cantidad fue determinada a partir de la suma de probabilidades de todos los eventos más allá de los eventos N-1 (eventos N-2, ya que los eventos N-3 y mas allá no son considerados). Estos eventos son los más peligrosos para el sistema y usualmente no son tomados en cuenta en la operación.

El alto valor de la confiabilidad se debe a que al ser un sistema pequeño con pocos componentes que pueden presentar fallas (4 generadores y 9 circuitos), la probabilidad de que el sistema se encuentre en su estado intacto (calculada con el bloque 3 del algoritmo de ejecución, presentado en la sección 3.2.3) es muy alta. Entonces, la probabilidad de que el sistema se encuentre en un estado de falla del tipo N-2 es levemente inferior al 0,002%, lo que provoca la elección de la confiabilidad del CVaR y se pueda analizar de buena forma el comprotamiento de las restricciones propuestas.

3.3.2 Sistema de 24 nodos

Este sistema corresponde a una modificación del sistema de prueba de confiabilidad (RTS) de la IEEE de 24 nodos [20]. Está compuesto por 24 nodos, 38 circuitos, 32 generadores y 17 cargas. La topología de la red se puede ver en la Figura 3.4 y los datos del sistema pueden ser encontrados en el anexo Datos de la red de 24 nodos.

En este sistema se consideró un costo de demanda no suministrada de 2.000 \$/MWh, costo de utilización de SPS de 7.000 \$/MWh por unidad desconectada, costo de compromiso de reserva de 10 \$/MW/h, los precios de decremento de energía (y utilización de reserva para bajada)/ incremento de energía (y utilización de reserva para subida) se suponen iguales a los precios de combustibles divididos/multiplicados por un factor de 1.1 respectivamente. Los supuestos de costos anteriores, al igual que en el caso de 4 nodos, se encuentran dentro del rango utilizado para realizar simulaciones. La diferencia con el caso de 4 nodos es que el VoLL escogido es el que utiliza en Chile para estudios de planificación [21]. En particular, los costos de incremento y reserva de subida deben ser mayores que los costos de decremento y reserva de bajada, dado que generar mas es más costoso.

Además se consideró una ventana de tiempo de 30 minutos y que las capacidades post-falla de las líneas son un 25% mayor que las capacidades pre-falla. Ambos supuestos tienen que ver con que la duración esperada de una falla es de 30 minutos, es decir, una vez pasado los 30 minutos la falla es despejada y durante ese tiempo los circuitos pueden ser sobrecargados en un 25% de su capacidad.

Los eventos de fallas considerados son todos los N-1 de generación y líneas, incluyendo aquellos eventos N-2 relevantes de generación y líneas (fallas dobles de circuitos en la zona importadora (zona de 138 kV) y fallas doble de generación en zona exportadora (zona de 230 kV)).

La confiabilidad del CVaR se fijó en 99,997%. El valor anterior se justifica con que la probabilidad de que el sistema opere en su estado intacto es extremadamente alta (98,209%), y si le agregamos a esta las probabilidades de falla del tipo N-1 (1,786%), se obtiene una probabilidad del 99,996%, quedando una probabilidad del 0,004% para los eventos catastróficos. Entonces la confiabilidad del CVaR se pensó para que abarcará un 75% de los peores casos que se evaluarían en el sistema.

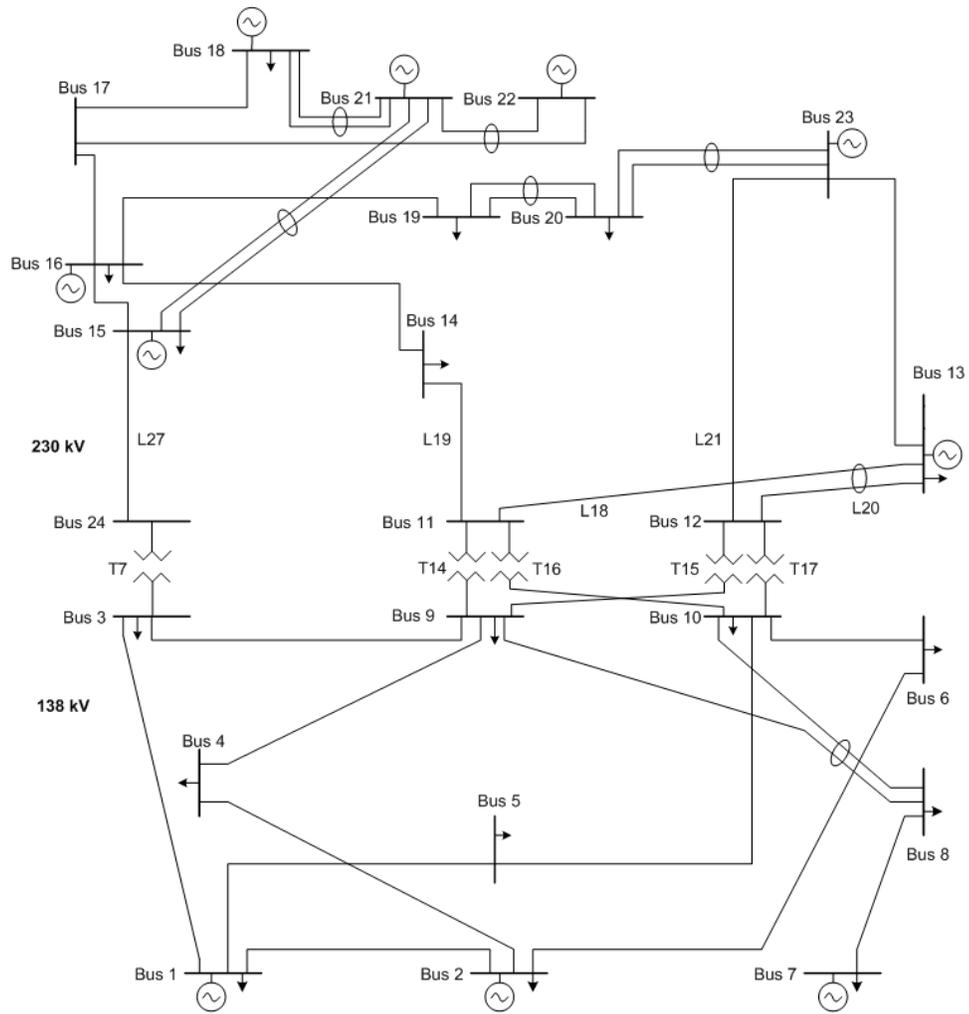


Figura 3.4: Topología sistema con 24 nodos

4 Resultados y análisis

Los resultados presentados en esta sección tienen por objetivo analizar el desempeño de los modelos propuestos, frente a los modelos probabilístico y determinístico. Para esto se simularon dos sistemas, uno pequeño que sirve para ilustrar y validar el modelo propuesto y uno mediano que se utiliza para corroborar el desempeño del modelo propuesto. Los resultados se obtuvieron utilizando el programa de optimización FICO [21].

4.1 Sistema de 4 nodos

En este sistema se analizará el despacho físico de las unidades, la utilización de líneas, los costos y riesgos de la operación, las sensibilidades a los parámetros de entrada y la administración post-falla.

4.1.1 Despacho físico y utilización de líneas

El despacho económico sin restricciones (bloque 2 del algoritmo iterativo), considera despachar el generador G1 al máximo, sin embargo esta solución resulta económicamente ineficiente bajo el modelo probabilístico e inaceptable bajo los criterios determinístico N-1 y CVaR. Debido a lo anterior, la solución final se obtiene aplicando el algoritmo completo de manera de cumplir los criterios antes mencionados para cada modelo, lo cual se presenta en la Figura 4.1.

En esta se puede apreciar que todas las soluciones intentan generar la mayor cantidad de energía con el generador G1, dado que este es el más económico, y las variaciones resultan de las distintas formas de generar la energía restante. El modelo probabilístico encuentra su eficiencia en generar exclusivamente con dos generadores (G1 + G2), mientras que el modelo determinístico y CVaR plantean su despacho con tres generadores. El modelo determinístico despacha al mínimo los generadores G2 y G3, generando el resto con G1, mientras que el modelo CVaR despacha G2 y G4 a potencia mínima.

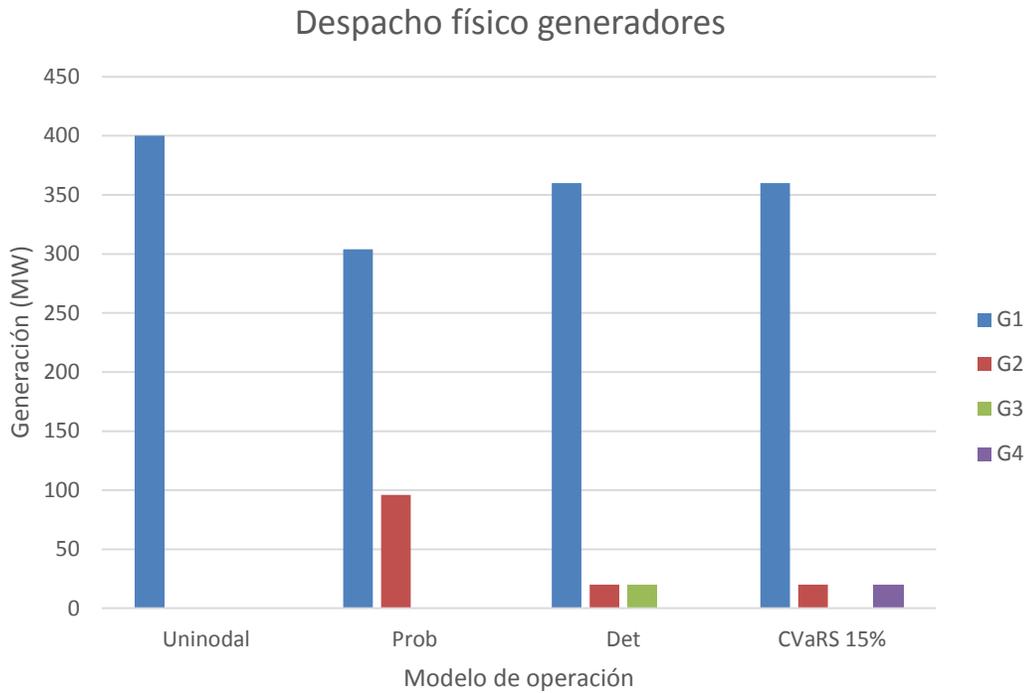


Figura 4.1: Despacho físico generadores

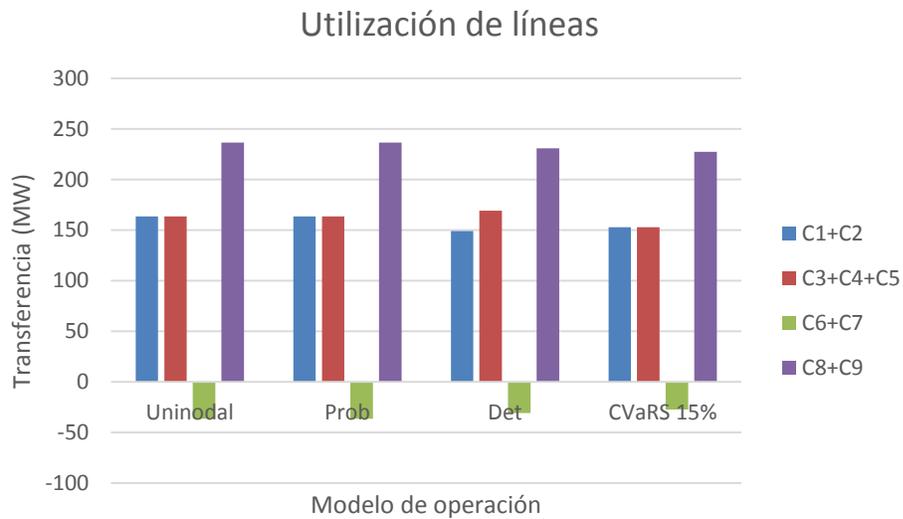


Figura 4.2: Utilización de líneas

Respecto a la utilización de las líneas, los resultados se pueden ver en la Figura 4.2. En el caso probabilístico existe un mayor uso de los circuitos C1+C2 y C8+C9 dado que toda la generación está en el nodo 1 (donde está la energía

más económica) al igual que en el caso uninodal. El modelo determinístico tiene mayor utilización de los circuitos C3+C4+C5 dado que existe generación en el nodo 2. Finalmente, el modelo CVaR tiene una menor utilización de los circuitos dado que tiene generadores despachados en un nodo de demanda.

Las transferencias negativas tienen relación con el sentido del flujo definido en la Figura 3.3, donde el signo negativo significa que van en sentido contrario.

4.1.2 Análisis de costos y riesgos

Los costos y riesgos de los distintos modelos de operación se muestran en la Tabla 4.1, donde ResT son las restricciones de transmisión, ResU es la utilización de reserva y DR es la respuesta de demanda, es decir, el costo de cortar demanda. En esta se puede apreciar que el modelo probabilístico es el modelo más económico, dado que la optimización de este modelo pondera los costos de la utilización de acciones preventivas y correctivas con los beneficios de estas, mientras que los otros modelos imponen criterios de seguridad y luego minimizan costos. Por otro lado, el modelo determinístico y el modelo de CVaR tienen un costo total similar, siendo el segundo levemente más económico, dado que la disminución en los costos de demanda no suministrada compensa el aumento de los costos en las restricciones. Esta disminución se debe a la generación de energía en un nodo de demanda, reduciendo los riesgos frente a caídas de líneas.

Tabla 4.1: Costos y riesgo de operación (\$/30min)

	ResT	ResU	SPS	DR	Total
Probabilístico	52,8	2,22	0	23,05	78,07
Determinístico	112	2,5	0	18,82	133,33
CVaR 15%	122	2,53	0	6,15	130,69

4.1.3 Análisis VaR, CVaR y fallas catastróficas

Los riesgos de los modelos, vistos desde la energía no suministrada, pueden ser comparados mediante el VaR y CVaR para una confiabilidad dada. Estos valores se encuentran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: VaR y CVaR Modelos

	Probabilístico	Determinístico	CVaR 15%
VaR (MW)	20	0	0
CVaR (MW)	63,2	62,8	20,5

El modelo probabilístico es el único que posee un VaR positivo, dado que en su operación la probabilidad de que haya demanda no suministrada es mayor a la confiabilidad exigida. En cambio, los modelos determinísticos y CVaR poseen menos eventos con demanda no suministrada, lo que radica en un VaR nulo.

Con respecto al CVaR, en el modelo probabilístico lo componen todas las caídas dobles de líneas, las caídas simultáneas de los generadores G1 y G2 y la caída del circuito C1 o C2. Para los otros modelos, como el VaR es nulo, todos los eventos con demanda no suministrada componen el CVaR. Los eventos pueden ser revisados en la Figura 4.3.

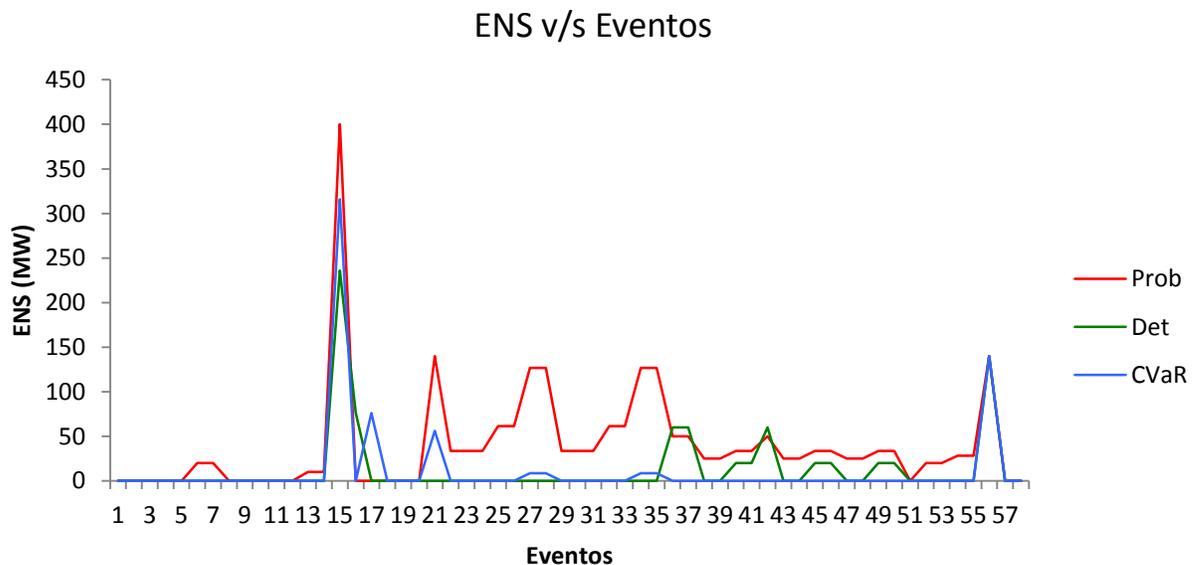


Figura 4.3: Demanda no suministrada por evento sistema 4 nodos

Cabe destacar que el modelo determinístico posee un CVaR muy similar al modelo probabilístico, aun cuando bajo este modelo de operación se

evidencien menos eventos con demanda no suministrada. Lo anterior se debe a que los eventos 36, 37 y 42 (caídas dobles de los circuitos C3, C4 y C5) poseen una tasa sustancialmente mayor de falla y que bajo la operación determinística generan mayor demanda no suministrada que bajo la operación probabilística (60 MW frente a 50 MW).

Por otro lado, se puede ver como el modelo CVaR representa una mejora al modelo probabilístico. Esto se ve en que la mayor parte de los eventos ya no generan demanda no suministrada y que los eventos graves ya no son tan catastróficos, exceptuando la doble caída de los circuitos C8 y C9 y la caída doble de los generadores G1 y G2. El único evento que solo aparece en este modelo de operación corresponde a la caída simultánea de los generadores G1 y G4, dado que en el modelo probabilístico este evento tenía probabilidad cero, ya que el generador G4 no se encontraba despachado.

4.1.4 Eficiencia en costos medios v/s CVaR

En busca de una operación más segura, es posible exigirle mayor confiabilidad al sistema mediante la disminución del CVaR, donde esta mayor exigencia en confiabilidad se traducirá en un mayor costo de operación. Lo anterior corresponde a una frontera de Pareto y se encuentra representado en la Figura 4.4.

El rombo azul de más a la derecha corresponde al modelo CVaR con la restricción relajada, es decir, corresponde al modelo probabilístico que solamente minimiza costos promedios. Se puede observar que éste es el punto de operación más económico. Luego al exigir el sistema, se generan los otros puntos de operación, en donde los saltos en el CVaR corresponden a la entrada de generadores, es posible entonces ver 3 casos de operación, el caso probabilístico con dos generadores (G1 y G2), luego el siguiente paso es operar con tres generadores (G1, G2 y G4) y luego el menor CVaR se logra operando con los cuatro generadores.

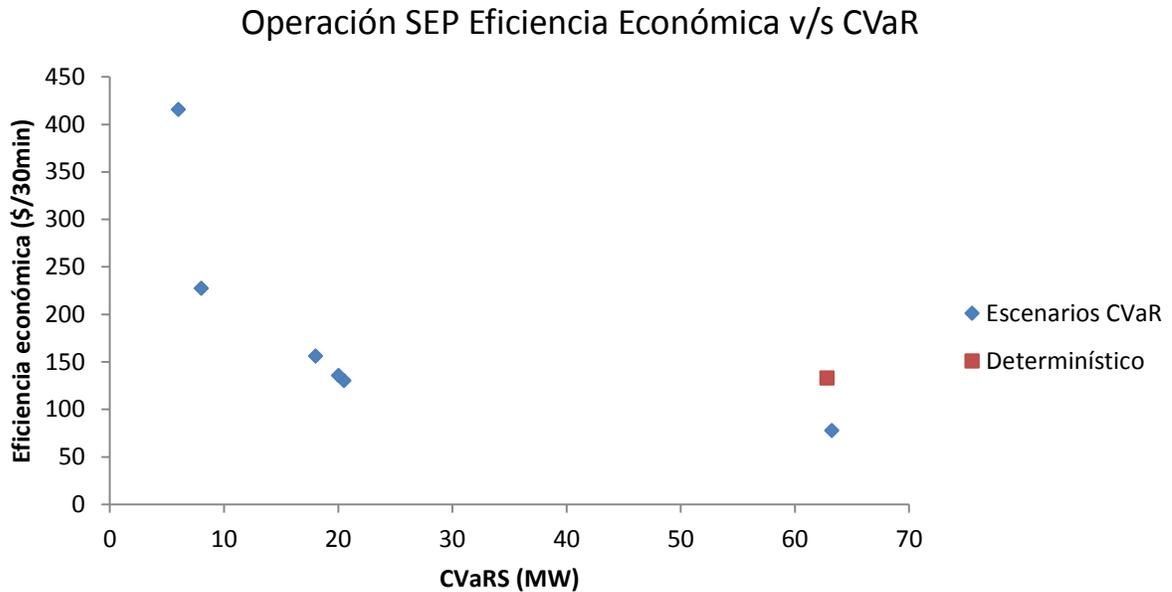


Figura 4.4: Eficiencia económica v/s CVaR

En este gráfico, es interesante notar que el modelo de operación determinístico está fuera de esta frontera de Pareto, es decir, no es Pareto eficiente, dado que es posible disminuir el costo de operación total y lograr un menor CVaR. Lo anterior se debe a que el modelo determinístico no se obtiene de un proceso de optimización, sino que de una decisión premeditada que no considera necesariamente todos los costos del sistema.

4.1.5 Sensibilidad de VoLL

Como se dijo anteriormente, el VoLL corresponde al valor de la demanda no suministrada y su magnitud es bastante superior a los valores de generación. Este valor se determina en base a encuestas a clientes, donde cada uno de estos determina el costo que le genera un corte de energía, generando así un promedio ponderado que corresponde al VoLL del sistema.

Debido a lo anterior, el VoLL en la función objetivo restringe el promedio total de las fallas, dado que al encontrarse multiplicando a la energía no suministrada esperada (EENS), el término completo corresponde al costo esperado de todas las fallas analizadas. Por otro lado, la restricción de CVaR restringe la ocurrencia de fallas catastróficas con baja probabilidad de

ocurrencia. Por lo tanto, ambas restricciones, mediante distintas maneras, se preocupan que la demanda no suministrada no represente un alto costo para el sistema.

Al tener ambas restricciones la misma finalidad, resulta posible encontrar ciertos valores para el VoLL, aplicados al modelo probabilístico, que generan el mismo despacho que el modelo de CVaR a distintas tolerancias. Si bien el sistema tiene un VoLL único, su valor no está claro para el sistema, dado que los clientes pueden tener percepciones bastante erradas del costo, por lo que resulta interesante el análisis anterior. En la Tabla 4.3 se presenta la comparación entre la exigencia del CVaR y el VoLL.

Tabla 4.3: VoLL v/s CVaR

VoLL	G1 (MW)	G2 (MW)	G3 (MW)	G4 (MW)	Tolerancia CVaR
>1000	304	96	0	0	100%
>150000	360	20	0	20	15%
>850000	340	20	20	20	4%

Si al modelo probabilístico se le incrementa el valor del VoLL a \$150000, es equivalente a exigirle al CVaR un máximo de 15% de demanda total no suministrada y, por ende, la solución de despacho es igual. Más aún, si se incrementa el valor del VoLL a \$850000, resulta ser lo mismo que exigir un CVaR de 4%.

4.1.6 Operación y orden de mérito

La Tabla 4.4 muestra que frente a restricciones de confiabilidad, el sistema tiende a no obedecer un orden de mérito y despacha la unidad más cara para satisfacer la seguridad que se le exige al sistema. Esto se debe a que despachar la unidad generadora G3, no genera un aumento considerable en la confiabilidad del sistema, pero despachar la unidad G4 sí genera el aumento deseado debido a que se encuentra en un nodo de demanda.

Tabla 4.4: Sensibilidad al costo de G4 para CVaR al 10%

Costo G4 (\$/30min)	G1 (MW)	G2 (MW)	G3 (MW)	G4 (MW)	Costo Total (\$/30min)
21	360	20	0	20	130,69
30					220,95
40					321,24

4.1.7 Análisis CVaR nodal

Al estudiar la confiabilidad del sistema por nodo, es posible apreciar que se le puede exigir mayor equidad en cuanto a la decisión de donde se corta demanda, en donde la equidad consiste en realizar el corte de demanda de manera proporcional a la demanda conectada en cada nodo teniendo una máxima cantidad que resulta posible cortar. La Figura 4.5 muestra que es factible reducir el CVaR de un nodo a costa de aumentar el CVaR de otro nodo y aumentar el CVaR total. La Tabla 4.5 muestra el despacho físico para las tolerancias anteriores.

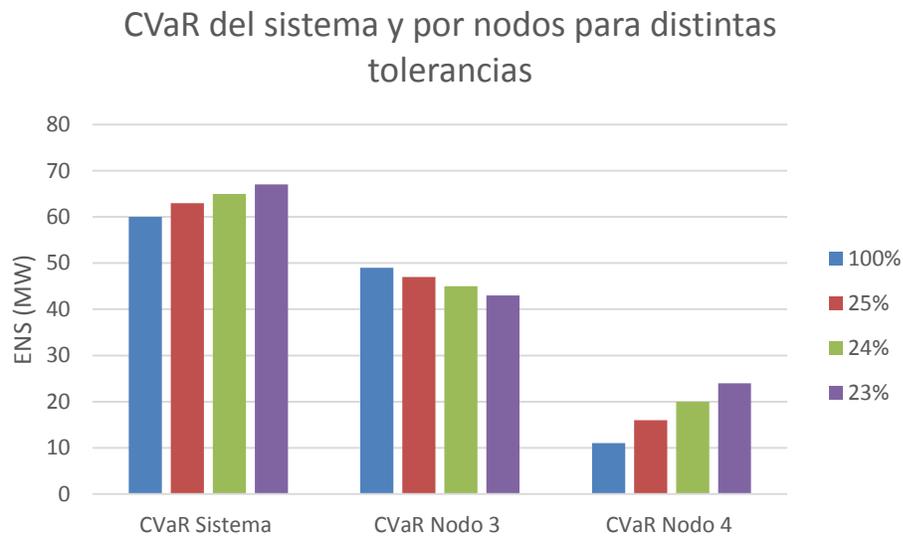


Figura 4.5: Sensibilidad CVaR nodal frente a distintas tolerancias

Tabla 4.5: Despacho CVaR nodal frente a distintas tolerancias

G1 (MW)	G2 (MW)	G3 (MW)	G4 (MW)
304	96	0	0

La situación anterior se genera por las capacidades máximas de transferencias de las líneas. En la Tabla 4.6 se puede apreciar que al fallar dos circuitos del grupo C3, C4 y C5, el circuito restante se encuentra operando a su capacidad máxima y la única forma de reducir la pérdida de los 50 MW en el nodo 3 en estos escenarios, es cortando demanda en el nodo 4. Para disminuir en 1 MW la demanda no suministrada en el nodo 3, se debe aumentar en 2 MW la demanda no suministrada en el nodo 4 y esto se puede realizar hasta el punto que el conjunto de circuitos C6+C7 está operando a su capacidad máxima.

Tabla 4.6: Flujos por líneas en fallas dobles de los circuitos C3, C4 y C5 (MW) y ENS nodal (MW)

Caso	C1+C2	C3+C4+C5	C6+C7	C8+C9	ENS Nodo3	ENS Nodo 4
100%	100	100	-50	250	50	0
23%	100	100	-60	240	40	20

Dicho lo anterior, el mismo despacho puede ser administrado post-falla de distintas maneras, las que pueden generar diferentes niveles de demanda no suministrada por nodo, pudiendo llevar a un corte de demanda más equitativo, pero menos eficiente en términos de volumen total de demanda no suministrado.

Este corte de demanda equitativo, se traduce en que los consumidores puedan percibir confiabilidades similares del sistema, dejando de lado el paradigma de que la confiabilidad es del sistema completo. Esta idea viene a derrocar el promedio como medida de confiabilidad y presenta un modelo en donde todos los consumidores son importantes y el promedio de confiabilidad es igual a la confiabilidad que percibe cada uno.

La importancia de estos resultados radica en que existe un pago por confiabilidad, en donde el valor agregado no se está obteniendo por todos, pudiéndose ver como un cobro injustificado para las personas conectadas a un nodo con constantes cortes de servicio o como una herramienta para exigir mejor calidad de servicio.

4.2 Sistema de 24 nodos

En este sistema se analiza el despacho físico y el compromiso de reserva, los costos y riesgos de operación y el costo computacional que significan la implementación de los 4 modelos al sistema simulado.

4.2.1 Despacho físico y compromiso de reserva

El despacho económico, sin considerar restricciones de transmisión, consiste en despachar los generadores 14, 22, 23 y 32 a plena carga y un quinto generador, con costo de combustible de 50 \$, a 80 MW. Este despacho resulta inaceptable para todos los modelos, dado que no se respetarían los flujos máximos de potencia por los circuitos, por lo que existe la necesidad de realizar un re despacho que cumpla con estas restricciones y con los criterios de seguridad exigidos, además de ser económicamente óptimos. A raíz de lo anterior, el despacho físico y el compromiso de reserva de los 4 modelos analizados, considerando las restricciones de transmisión y sus criterios de seguridad, se pueden encontrar en la Figura 4.6 y en la Figura 4.7. Se omitieron en las figuras los generadores que no fueron despachados por ningún modelo.

El modelo probabilístico considera la menor cantidad de generadores despachados y su solución es la más cercana a la que se obtiene del despacho sin restricciones. Con respecto a la reserva, es el modelo con el menor compromiso, siendo parte importante de éste los 205 MW del generador 22, cuyo propósito es disminuir la demanda no suministrada frente a posibles fallas de los generadores 14 o 23 (los cuales se encuentran despachados a su capacidad máxima).

El modelo determinístico es el único modelo que no despacha los generadores 14 y 23 a su capacidad máxima y también el único en despachar el generador 21, cuyo despacho se justifica en su contribución al compromiso de reserva. Con respecto al compromiso de reserva, este modelo considera una reserva de 947 MW, correspondiente a la energía de la unidad más grande despachada (generador 14).

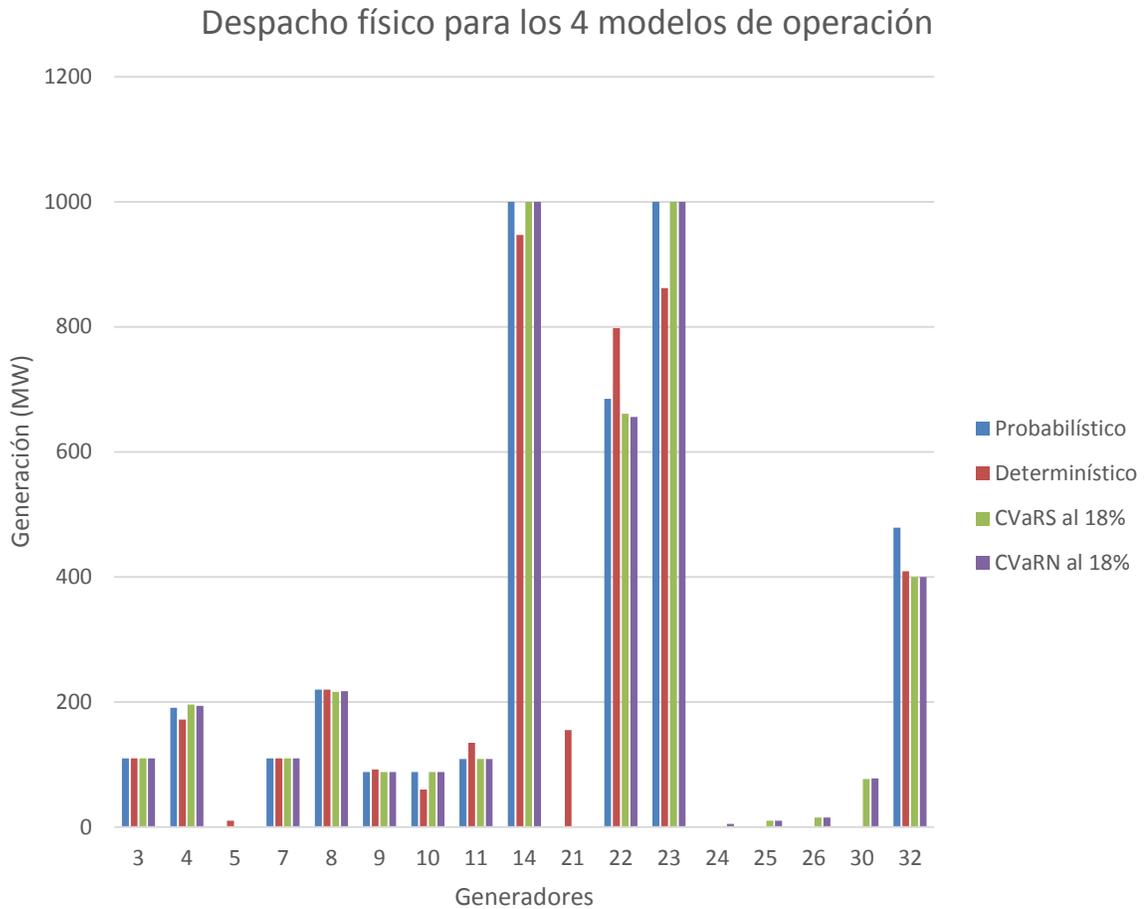


Figura 4.6: Despacho físico para los 4 modelos de operación

Los modelos CVaRS y CVaRN presentan despachos bastante similares al modelo probabilístico, siendo la principal diferencia el despacho de generadores en el nodo 22 y su compromiso de reserva respectivo. El despacho de estos generadores se debe al interés de disminuir el efecto que tiene la falla simultánea de dos generadores, mediante el aumento en el compromiso de reserva. Para lograr un corte equitativo de demanda, el modelo CVaRN debe considerar un mayor compromiso de reserva que el modelo CVaRS en el nodo 22, teniendo que despachar un generador más.

Los modelos CVaRS y CVaRN se encuentran expuestos a la falla simple de los generadores 14 o 23, pese a que sus compromisos de reserva sean mayores que la energía generada por estos generadores. Lo anterior se debe a una congestión del sistema entre los nodos 16 y 17, por lo que sería necesario despachar un nuevo generador y comprometer su reserva (generador 21, por ejemplo) para eliminar esta exposición.

Compromiso de reserva para los 4 modelos de operación

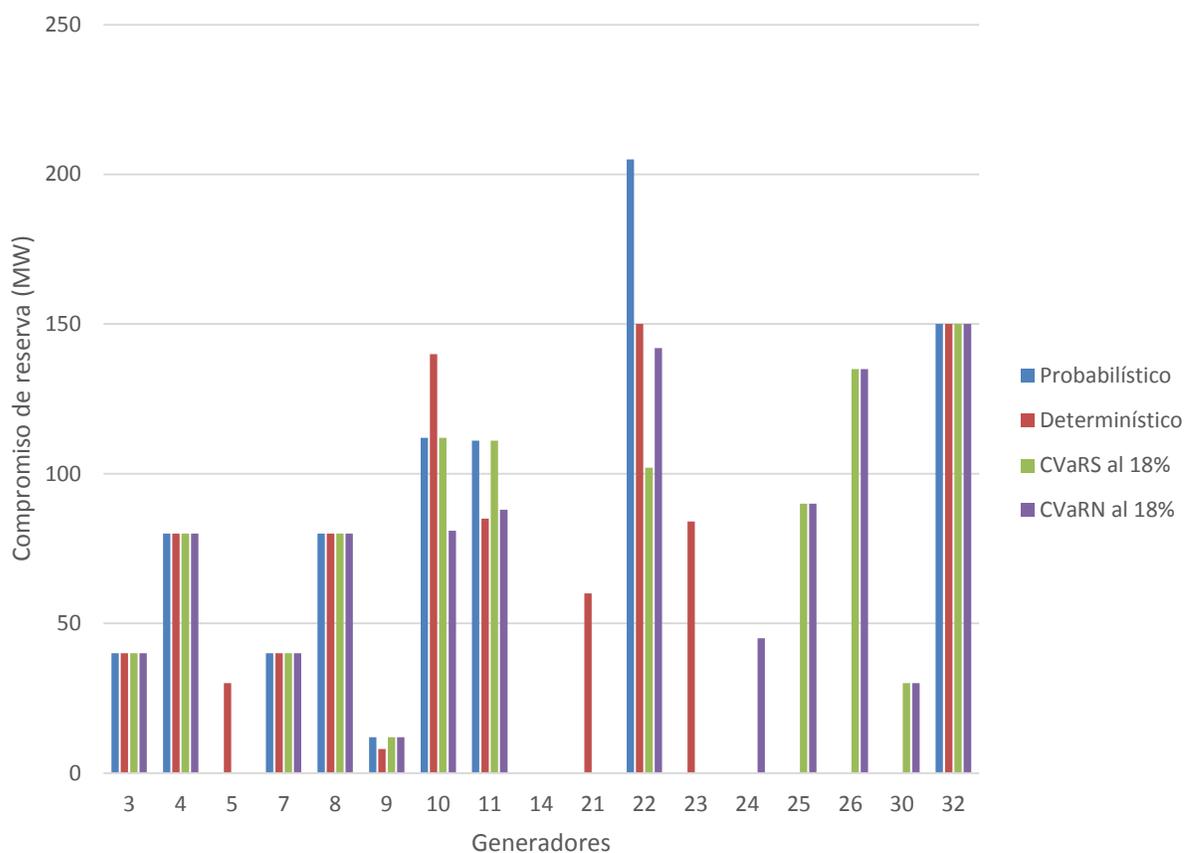


Figura 4.7: Compromiso de reserva para los 4 modelos de operación

Todos los modelos consideran el despacho de las unidades 9, 10 y 11 pese a ser de las más costosas del sistema. Su despacho, junto al compromiso de reserva, se realiza para satisfacer la demanda en el nodo 7 y prevenir ENS frente a la falla de uno de estos generadores o a la del circuito 11.

Los generadores 3, 4, 7 y 8 también son despachados por todos los modelos para disminuir la utilización de las líneas de transmisión, ya que se localizan en nodos de demanda y poseen un bajo costo de generación (50 \$/MWh). Los compromisos de reserva en este grupo de generadores se deben principalmente a satisfacer la demanda frente a la caída de un generador del mismo grupo.

4.2.2 Análisis de costos y riesgos

La Tabla 4.7 muestra los distintos costos de todos los modelos de operación analizados, donde la medida del CVaR corresponde al porcentaje de la demanda total del sistema.

Tabla 4.7: Costos operación modelos (\$/30 min)

Caso	Costo Rest	Costo ResC	Costo ResU	Costo SPS	Costo DR	Costo Total	CVaR
Probabilístico	26812	4149	242	0	1015	32218	24%
Determinístico	29924	4735	265	0	24	34948	20%
CVaRS (18%)	28261	4912	265	0	362	33800	18%
CVaRN (18%)	28476	5064	235	0	466	34241	16%

Se puede apreciar que el modelo probabilístico es el más económico y el modelo determinístico el más costoso. Esto se debe principalmente a que el modelo determinístico tiene la necesidad de comprometer una mayor cantidad de reserva, de tal forma de no generar energía no suministrada en los eventos de falla del tipo N-1. Esta necesidad se ve reflejada principalmente en el aumento en los costos de las restricciones (despacha en una menor cantidad los generadores con costo de combustible nulo) y en el compromiso de reserva de los 947 MW.

En cuanto a los modelos CVaRS y CVaRN, su mayor costo se debe al mayor compromiso de reserva (mayor que para el modelo determinístico) para disminuir la ENS de la falla simultánea de dos generadores, pero siendo este aumento (de costo debido a restricciones) menor, dado que al permitir ENS para fallas del tipo N-1 no es necesario cambiar demasiado el despacho en comparación al caso probabilístico, manteniendo entonces el despacho a plena carga de los generadores 14 y 23 (unidades económicas).

Todos los modelos consideran el despacho de algunos de los generadores más costosos del sistema (costo de combustible de 150 \$/MWh), pudiéndose decir que el costo marginal de operación de los 4 modelos es el mismo.

Con respecto al costo esperado de la demanda no suministrada, el modelo probabilístico presenta el mayor costo, dado que su reserva comprometida resulta insuficiente para enfrentar la falla de los generadores 14 o 23 y por problemas de congestión, la falla del generador 22 también genera ENS. En cambio, el modelo determinístico presenta el menor costo de demanda no

suministrada entre los modelos, dado que no se encuentra expuesto a la ocurrencia de las fallas más probables (fallas del tipo N-1), causantes los los altos costos por concepto de demanda no suministrada.

El alto costo de la demanda no suministrada (para los modelos CVaRS y CVaRN) se debe principalmente a que, por problemas de congestión, la falla del generador 14 provoca ENS pese a que los compromisos de reserva superan el despacho de este generador.

Si bien el costo esperado de demanda no suministrada de ambos modelos CVaR es mayor que el costo del modelo determinístico, los modelos CVaRS y CVaRN son mas confiables para el criterio propuesto. Lo anterior significa que la energía no suministrada esperada del modelo determinístico es menor, pero a su vez está más expuesto a la ocurrencia de eventos catastróficos.

También se puede apreciar que para realizar un corte equitativo de demanda en los nodos hay que aumentar los costos de operación totales, haciendo énfasis en los costos de las restricciones (entran en operación generadores más costosos) y los costos de demanda no suministrada.

Con respecto a los riesgos, la Figura 4.8 muestra la demanda no suministrada de los eventos más problemáticos del sistema, correspondientes a la falla simultánea de dos generadores (eventos que integran el CVaR de los modelos). En ésta se puede ver que los modelos CVaRS y Determinístico tienen una menor ENS frente a este tipo de fallas en comparación al modelo probabilístico.

Si bien la ENS por evento del modelo CVaRS es similar a la del modelo determinístico, el mayor CVaR del modelo determinístico viene dado por las probabilidades de ocurrencia de estos eventos. Los eventos en donde el modelo determinístico presenta mayor ENS son más probables que los eventos en donde el CVaRS presenta mayor ENS.

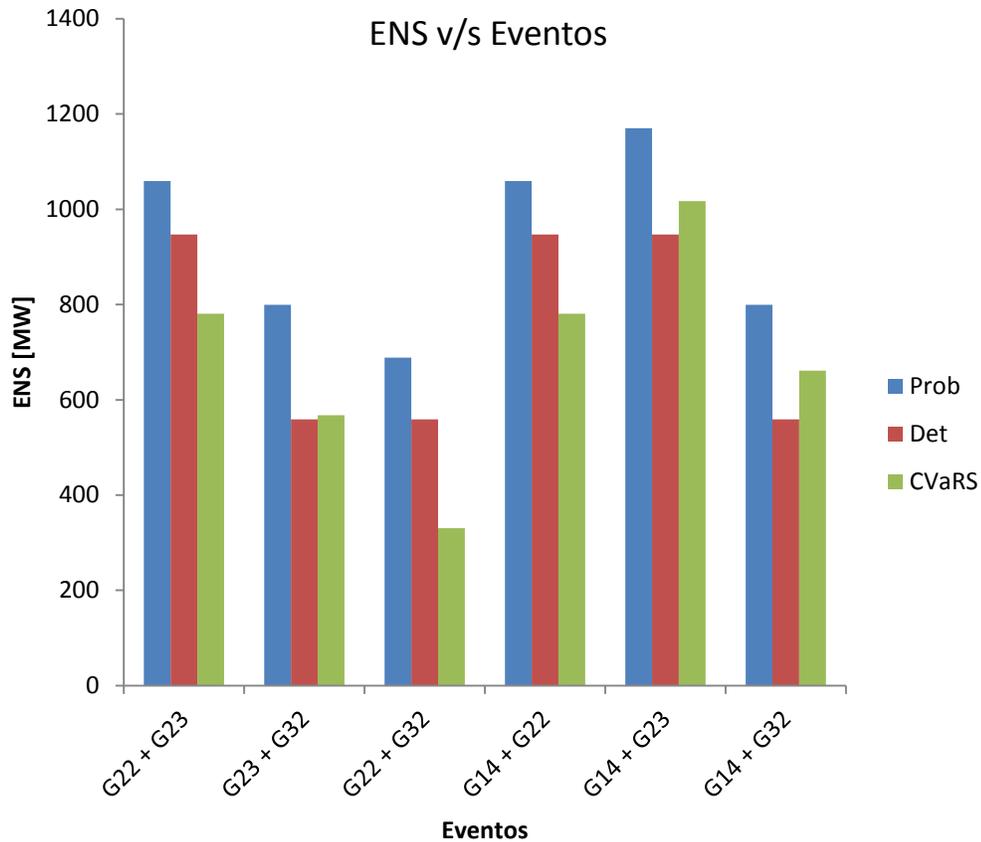


Figura 4.8: Demanda no suministrada eventos catastróficos sistema 24 nodos

4.2.3 Restricción de EENS

En esta sección, se agregó una nueva restricción en los modelos probabilístico y CVaR para restringir el valor máximo de la demanda no suministrada esperada, utilizando como límite la EENS del modelo determinístico. Los resultados se pueden ver en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Costo operación modelos con restricción EENS (\$/30 min)

Caso	Costo Rest	Costo ResC	Costo ResU	Costo SPS	Costo DR	Costo Total	CVaRS
Probabilístico	29749	4873	251	0	24	34897	20%
CVaRS (18%)	30002	5000	238	0	24	35264	18%
CVaRN (18%)	30355	5000	257	0	24	35636	16%

Como es de esperar, el modelo probabilístico resulta más económico que el modelo determinístico. La diferencia se encuentra en que el modelo probabilístico acepta la ENS frente a la falla del generador 14, reduciendo los costos generados de las restricciones de transmisión. Para sopesar el costo esperado de la demanda no suministrada, frente a la falla del generador 14, despacha generadores en el nodo 22 y aumenta su compromiso de reserva para disminuir la ENS frente a la falla simultánea de dos generadores.

En cuanto a los modelos CVaR, el aumento en los costos totales se debe a la disminución de generación en el nodo 21 (nodo económico) y al aumento de generación en el nodo 22 (nodo costoso). Además de lo anterior, existe un compromiso de reserva de estos nuevos generadores despachados, para que la falla simultánea de dos generadores presente una menor ENS para el sistema. El modelo CVaRN resulta más costoso dado que presenta una mayor disminución de generación en el nodo 21 y, por ende, mayor aumento de generación en el nodo 22 para realizar cortes equitativos de energía.

4.2.4 Desempeño computacional de modelos

El desempeño de los modelos es destacable, ninguna de las operaciones evaluadas tardó más de un minuto en entregar la solución óptima. La Tabla 4.9 muestra los tiempos de simulación para cada modelo en cada sistema, donde los tiempos se midieron tomando en cuenta todos los bloques del software necesarios para obtener la solución final (considerando las iteraciones entre los bloques tres y cuatro), los que junto a la solución entregaban el tiempo de cómputo necesitado.

Tabla 4.9: Tiempos de simulación (segundos)

Sistema	Probabilístico	Determinístico	CVaRS	CVaRN
4 nodos	5	5	6	7
24 nodos	18	15	42	48

5 Conclusiones y trabajo futuro

5.1 Conclusiones

Los modelos desarrollados en este trabajo de título buscan generar una propuesta de mejora en las herramientas de operación de sistemas eléctricos existentes, en base a un conjunto de restricciones lineales, que pretenden encontrar una solución más confiable, pero Pareto eficiente.

En términos de las características físicas del sistema, con el modelo de CVaR propuesto hay una menor utilización de líneas, sobre todo de aquellas con mayor tasa de falla; lo anterior se logra en base al despacho de unidades en los nodos de demanda que, desde la perspectiva de la seguridad de suministro, es aceptable.

Con respecto a los costos y riesgos, el modelo CVaR resulta ser una mejora del modelo probabilístico en términos de confiabilidad, disminuyendo en gran medida los eventos con corte de demanda y la misma demanda no suministrada de esos eventos, sin embargo esta operación resulta ser bastante más costosa, pero no al nivel del modelo determinístico. Siguiendo con los costos, el modelo propuesto puede saltarse el orden de mérito si es que seguirlo no genera una disminución de riesgos.

El análisis de sensibilidad del modelo de CVaR, genera una variedad de operaciones para el mismo SEP, en las que en ningún punto el modelo determinístico se encuentra representado.

Con respecto al CVaR nodal, se concluye que, mediante una distinta administración post-falla (distinta utilización de la reserva y desconexión de demanda), es posible realizar un corte de demanda más equitativo (corte realizado nodo a nodo en proporción a la demanda conectada), teniendo como consecuencia un mayor costo de operación. Este corte de demanda más equitativo se traduce en que todos los consumidores conectados al sistema perciban la misma confiabilidad en la operación.

Finalmente, en base a todo lo anterior, es posible decir que el modelo CVaR propuesto cumple con los objetivos planteados, resulta ser un modelo de operación válido con una confiabilidad superior a la de los modelos existentes, escalable a sistemas mayores dado que no imputa un costo computacional mayor.

5.2 Trabajo futuro

Aun cuando los resultados obtenidos en este trabajo de título representan un avance en términos de modelos de operación de SEP, existen muchos aspectos por analizar y mejorar.

En el modelo propuesto se consideran acciones de control correctivo que se utilizan una vez ocurrida la falla. En la metodología no se considera el análisis dinámico de la ocurrencia de la falla, en cuanto a si el sistema logra la estabilidad aplicando estas acciones, si no que se supone que el sistema supera el transitorio.

En los casos de estudio se supone sólo un estado de carga, lo que no representa en ninguna medida un año típico. Se podrían considerar varios estados de carga, con distintos climas y duraciones, para representar un año típico y poder utilizar el modelo para planificación y evaluar la inversión en generación y/o transmisión. No obstante lo anterior, las ideas desarrolladas en este trabajo pueden ser fácilmente integradas a un modelo multi-horas.

Las pérdidas por conceptos de transmisión no son consideradas en la operación, por lo que se podrían agregar como un porcentaje de generación o considerar las resistencias de los circuitos.

Finalmente, se podría definir un conjunto de reglas para incluir en la norma técnica, que representen los resultados obtenidos en este trabajo y puedan ser aplicadas de manera sencilla en la operación y planificación del sistema.

6 Bibliografía

- [1] DOE, «Smart Grid Initiatives,» [En línea]. Available: <http://www.netl.doe.gov/research/energy-efficiency/energy-delivery/smart-grid>. [Último acceso: 2014].
- [2] K. Dowd, *Measuring Market Risk*, New York: Wiley, 2002.
- [3] P. P. Varaiya, F. W. Wu y J. W. Bialek, «Smart operation of smart grid: Risk-Limiting Dispatch,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, nº 1, pp. 40-57, 2011.
- [4] W. Brikering, R. Palma y L. Vargas, *Los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Pearson Educación, 2008.
- [5] D. Kirschen y G. Strbac, *Fundamental of Power System and Economics*, John Wiley and Sons Ltd, 2004.
- [6] G. Strbac, S. Ahmed, D. Kirschen y R. Allan, «A method for computing the value of corrective security,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, nº 3, pp. 1096-1102, 1998.
- [7] C. Taylor y P. Kundur, «Blackout experiences and lessons, best practices for system dynamic performance, and the role of new technologies,» *IEEE-PES Special Publication 07TP190*, 2007.
- [8] F. Alvarado y H. Glatvitsch, «Management of multiple congested conditions in unbundled operation of a power system,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, nº 3, p. 1013-1019, 1998.
- [9] D. Jayaweera y D. Kirschen, «Comparison of risk-based and deterministic security assessments,» *IET Gen. Transm.*, vol. 1, nº 4, p. 527-533, 2007.
- [10] F. Capitanescu, «State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow,» *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 81, nº 8, p. 1731-1741, 2011.

- [11] R. Moreno, D. Pudjianto y G. Strbac, «Integrated Reliability and Cost-Benefit-Based standards for Transmission Network Operation,» *Proc. Inst. Mech. Eng.*, vol. 226, nº 1, 2012.
- [12] J. Moreno y E. Cerda, «Programación estocástica,» *Monográfico 2*, 2004.
- [13] S. Uryasev y R. T. Rockafellar, «Conditional value-at-risk for general loss distributions,» *J. Banking and Finance* 26, pp. 1443-1471, 2002.
- [14] S. Uryasev y R. T. Rockafellar, «Optimization of conditional value-at-risk,» *Journal of risk* 2, vol. 2, nº 3, pp. 493-517, 2000.
- [15] S. Uryasev, S. Sarykalin, G. Serraino y K. Kalinchenko, «VaR vs CVaR in Risk Management and Optimization,» *CARISMA conference*, 2012.
- [16] A. Arabali, S. H. Hosseini y M. Moeini-Aghaie, «Probabilistic multi-objective transmission investment and expansion planning,» *Int. Trans. Electr. Energ. Syst.*, 2014.
- [17] M. Eliassi, H. Seifi y M. Haghifam, «Multi-Objective Value-Based Reliability Transmission Planning Using Expected interruption Cost Due to Transmission Constraint,» *Electric Power and Energy Conversion Systems, 2009. EPECS '09. International Conference on*, 2009.
- [18] A. Ebrahimi y E. Karimi, «Inclusion of Blackouts Risk in Probabilistic Transmission Expansion Planning by a Multi-Objective Framework,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. PP, nº 99, pp. 1-8, 2014.
- [19] R. Moreno, D. Pudjianto y G. Strbac, «Transmission Network Investment With Probabilistic Security and Corrective Control,» *IEEE Trans Power Syst.*, vol. 28, nº 4, pp. 3935-3944, 2013.
- [20] R. T. S. t. Force, «The IEEE reliability Test system-1996,» *IEEE Trans. Power syst.*, vol. 20, nº 4, pp. 1010-1020, 1999.
- [21] C. N. d. Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro,» Santiago, Chile, 2005.
- [22] «Fico Xpress Optimization Suite,» [En línea]. Available: <http://optimization.fico.com..> [Último acceso: 2014].

- [23] R. Allan y K. K. Kariuki, «Applications of customer outage costs in system planning, design and operation,» *IEE Gen. Transm., Distrib*, vol. 143, nº 4, pp. 305-312, 1996.
- [24] M. Ni, J. D. McCalley, V. Vittal y T. Tayyib, «Online risk-based security assessment,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, nº 1, p. 258–265, 2003.
- [25] J. D. McCalley, «Probabilistic security assessment for power system operations,» in *Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting 2004*, 2004.
- [26] J. D. McCalley y F. Xiao, «Risk-based security and economy tradeoff analysis for real-time operation,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, nº 4, pp. 2287-2288, 2007.

7 Anexos

7.1 Datos de la red de 24 nodos

Tabla 7.1: Datos físicos generación

Gen	Nodo (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Reserva subida/bajada (MW)	Probabilidad de falla
1	1	40	10	20	0,002081165
2	1	80	20	40	0,002081165
3	1	150	80	40	0,00041658
4	1	300	160	80	0,00041658
5	2	40	10	30	0,002081165
6	2	80	20	60	0,002081165
7	2	150	80	40	0,00041658
8	2	300	160	80	0,00041658
9	7	100	10	70	0,000832986
10	7	200	20	140	0,000832986
11	7	300	30	210	0,000832986
12	13	200	20	50	0,001041124
13	13	300	40	100	0,001041124
14	13	1000	500	500	0,001041124
15	15	15	5	10	0,00041658
16	15	30	10	20	0,00041658
17	15	60	20	40	0,00041658
18	15	120	40	80	0,00041658
19	15	240	80	160	0,00041658
20	15	155	77,5	30	0,000832986
21	16	310	155	60	0,000832986
22	18	1000	500	500	0,002496878
23	21	1000	500	500	0,002496878
24	22	50	5	45	0,000208312
25	22	100	10	90	0,000208312
26	22	150	15	135	0,000208312
27	22	200	20	180	0,000208312
28	22	250	25	225	0,000208312
29	22	300	30	270	0,000208312
30	23	155	77,5	30	0,000832986
31	23	310	155	60	0,000832986
32	23	1000	400	150	0,001665279

Tabla 7.2: Datos económicos generación (\$/MWh)

Gen	Nodo	Costo combustible	Costo DEC	Costo INC	Reserva subida	Reserva bajada
1	1	150	136,4	165	165	136,4
2	1	150	136,4	165	165	136,4
3	1	50	45,5	55	55	45,5
4	1	50	45,5	55	55	45,5
5	2	150	136,4	165	165	136,4
6	2	150	136,4	165	165	136,4
7	2	50	45,5	55	55	45,5
8	2	50	45,5	55	55	45,5
9	7	150	136,4	165	165	136,4
10	7	150	136,4	165	165	136,4
11	7	150	136,4	165	165	136,4
12	13	150	136,4	165	165	136,4
13	13	150	136,4	165	165	136,4
14	13	0	0,0	0	0	0,0
15	15	150	136,4	165	165	136,4
16	15	150	136,4	165	165	136,4
17	15	150	136,4	165	165	136,4
18	15	150	136,4	165	165	136,4
19	15	150	136,4	165	165	136,4
20	15	50	45,5	55	55	45,5
21	16	50	45,5	55	55	45,5
22	18	0	0,0	0	0	0,0
23	21	0	0,0	0	0	0,0
24	22	80	72,7	88	88	72,7
25	22	80	72,7	88	88	72,7
26	22	80	72,7	88	88	72,7
27	22	80	72,7	88	88	72,7
28	22	80	72,7	88	88	72,7
29	22	80	72,7	88	88	72,7
30	23	50	45,5	55	55	45,5
31	23	50	45,5	55	55	45,5
32	23	50	45,5	55	55	45,5

Tabla 7.3: Datos circuitos

Línea	Nodo inicio	Nodo fin	Capacidad pre-falla (MW)	Capacidad post-falla (MW)	Probabilidad de falla
1	1	2	175	220	0
2	1	3	175	220	0,000165511
3	1	5	175	220	6,84908E-05
4	2	4	175	220	9,70273E-05
5	2	6	175	220	0,000148391
6	3	9	175	220	9,132E-05
7	3	24	400	600	0
8	4	9	175	220	7,99055E-05
9	5	10	175	220	6,84908E-05
10	6	10	175	200	0
11	7	8	175	220	4,56611E-05
12	8	9	175	220	0,00013127
13	8	10	175	220	0,00013127
14	9	11	400	600	0
15	9	12	400	600	0
16	10	11	400	600	0
17	10	12	400	600	0
18	11	13	500	625	4,56611E-05
19	11	14	500	625	3,99535E-05
20	12	13	500	625	4,56611E-05
21	12	23	500	625	9,132E-05
22	13	23	500	625	8,56128E-05
23	14	16	500	625	3,99535E-05
24	15	16	500	625	1,71231E-05
25	15	21	500	625	4,56611E-05
26	15	21	500	625	4,56611E-05
27	15	24	500	625	5,13685E-05
28	16	17	500	625	2,28308E-05
29	16	19	500	625	2,28308E-05
30	17	18	500	625	1,14155E-05
31	17	22	500	625	0,000102734
32	18	21	500	625	2,28308E-05
33	18	21	500	625	2,28308E-05
34	19	20	500	625	3,99535E-05
35	19	20	500	625	3,99535E-05
36	20	23	500	625	2,28308E-05
37	20	23	500	625	2,28308E-05
38	21	22	500	625	6,84908E-05

Tabla 7.4: Datos demanda

ID	Nodo	Demanda (MW)
1	1	350
2	2	300
3	3	180
4	4	100
5	5	150
6	6	200
7	7	300
8	8	300
9	9	250
10	10	200
11	13	300
12	14	200
13	15	350
14	16	150
15	18	400
16	19	200
17	20	150