



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

**OPTIMIZACIÓN PROBABILÍSTICA DE PORTAFOLIOS DE
TECNOLOGÍA CONVENCIONAL E INTELIGENTE PARA EL DISEÑO
ROBUSTO DE UNA SUBESTACIÓN PRIMARIA DE DISTRIBUCIÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MICHEL GABRIEL SOUDRE DONOSO

**PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA**

**SANTIAGO DE CHILE
2016**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL

TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico

POR: Michel Gabriel Soudre Donoso

FECHA: Junio 2016

PROFESOR GUÍA: Rodrigo Moreno Vieyra

OPTIMIZACIÓN PROBABILÍSTICA DE PORTAFOLIOS DE TECNOLOGÍA CONVENCIONAL E INTELIGENTE PARA EL DISEÑO ROBUSTO DE UNA SUBESTACIÓN PRIMARIA DE DISTRIBUCIÓN

El diseño de las subestaciones primarias de distribución se realiza actualmente de acuerdo al criterio determinístico de seguridad denominado N-1, el cual se basa en la salida intempestiva de uno de los transformadores de la subestación debido a un evento de falla. Sin embargo, este criterio no contempla eventos más graves de carácter catastrófico y producido, por ejemplo, por algún desastre natural (tormentas, inundaciones, terremotos, etc.). Además, este criterio actualmente utilizado no contempla la contribución de capacidad de tecnologías inteligentes, en específico, la que dota a la demanda la capacidad de participación activa (Demand Side Response o DSR) en los sistemas eléctricos.

En esta memoria se propone un modelo probabilístico para el diseño robusto y eficiente de una subestación primaria de distribución que contempla el uso de transformadores y cables a subestaciones vecinas, como también el uso de DSR y generación distribuida de respaldo. El modelo determina la proporción óptima entre la capacidad de los transformadores, el número de cables a subestaciones vecinas, el monto DSR a contratar y la capacidad de la generación de respaldo. La optimización se realiza en base a una enumeración completa de los estados de la subestación, según la disponibilidad o indisponibilidad de cada elemento, y utilizando la demanda de un año según datos de una subestación real ubicada en el Reino Unido. La función objetivo incluye el valor de inversión y utilización de cada equipo como también el costo esperado de la energía no suministrada. Además, se incorpora a la optimización una restricción de la medida de riesgo CVaR(Conditional Value at Risk), la cual restringe la exposición al riesgo frente a eventos catastróficos, de baja probabilidad y alto impacto (HILP, High Impact Low Probability Events).

Con el modelo probabilístico se estudian las distintas soluciones de diseño determinadas frente a distintos tipos de eventos catastróficos que pueden llegar a afectar a transformadores y equipos DSR, como falla de causa común debido a inundaciones y condiciones climáticas extremas.

Del análisis se puede concluir que los equipos DSR son capaces de desplazar capacidad de transformación con respecto a la capacidad de diseño según el criterio N-1, y también, disminuyen la exposición al riesgo de eventos catastróficos como también los costos de capital de la subestación. Además, se deduce que la diversificación en la inversión de varios activos y tecnologías de red (transformadores, cables de transferencia y equipos DSR) producen una reducción de la exposición a altos niveles de energía no suministrada y también una disminución en los costos totales (capex, opex y energía no suministrada). Este trabajo busca determinar el aporte de la demanda en términos de su capacidad para desplazar potencia firme de unidades de transformación y representa un avance hacia la incorporación de equipos DSR en las futuras normas de distribución.

Agradecimientos

En primer lugar quisiera agradecer a Dios por el amor que me ha demostrado al darme la familia que tengo, por las amistades y personas que ha puesto en mi camino, que me han enseñado pequeñas y grandes cosas en la vida. Todo se lo debo a Él.

Agradezco a mis padres, Maryliz y Marco, por el apoyo que me han dado desde que era pequeño hasta este tiempo, por los gestos de amor en las largas jornadas de estudio y por la confianza que han puesto en mí en los distintos momentos de la vida. A mis hermanos pequeños, Maryliz, Bayron, Bastian, Maximiliano y Romina, por todos los momentos vividos durante estos años, sobre todo los que significaron un momento de distensión y, a la vez, de compartir fraterno. Al resto de mi familia: abuelos, tíos y primos, que con sus palabras me han mostrado su apoyo, y a Carolina por el cariño, amistad, compañía y paciencia en estos últimos años.

Quisiera agradecer a mis amigos de sección, eléctrica, laboratorio de automática, Eolian 4 por todo lo compartido y las experiencias vividas, y a mi amigo David, por los largos años de amistad, apoyo y crecimiento mutuo en la universidad.

Finalmente, agradezco a mi profesor guía Rodrigo Moreno por su apoyo en este último año, la confianza depositada en mí, las oportunidades brindadas, sus consejos y su gran trato con sus alumnos como si fueran ya profesionales y compañeros de trabajo.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivo General	2
1.1.2. Objetivos Específicos	2
2. Revisión Bibliográfica.....	3
2.1. Planificación de Sistemas de Distribución.....	3
2.1.1. Caso Reino Unido.....	3
2.1.2. Caso Chile.....	4
2.2. Concepto de Demand Side Response	4
2.2.1. Generación de respaldo y Acumuladores.....	5
2.2.2. Línea blanca inteligente	6
2.2.3. Vehículos eléctricos	6
2.2.4. Climatización	6
2.3. Optimización Bajo Incertidumbre.....	7
2.3.1. Medidas de riesgo.....	7
2.3.3. Parámetros de confiabilidad	12
3. Implementación del modelo de optimización	13
3.1. Explicación del modelo.....	13
3.2. Nomenclatura del modelo	16
3.2.1. Parámetros.....	16
3.2.2. Variables de optimización	17
3.3. Formulación matemática del modelo.....	17
3.4. Datos de demanda	20
3.5. Cálculo de probabilidades.....	22
3.5.1. Probabilidad independiente	23
3.5.2. Fallas modo común	23
3.5.3. Probabilidad de estado de la subestación	25
3.6. Costos de la subestación	26
3.7. Casos de estudio.....	26
3.7.1. Diseño sin apoyo de subestaciones vecinas	27

3.7.2. Diseño con apoyo de subestaciones vecinas	28
4. Resultados y análisis	29
4.1. Diseño sin apoyo de subestación vecina	29
4.1.1. Sin falla modo común de transformadores ni DSR.....	29
4.1.2. Con CMF de transformadores cada 50 años y de DSR de 1 vez al año	31
4.1.3. Con CMF de transformadores cada 50 años y de DSR de 26 veces al año	33
4.1.4. Con CMF de transformadores cada 50 años y de DSR de 52 veces al año	35
4.1.5. Con CMF de transformadores cada 30 años y de DSR de 1 vez al año	38
4.1.6. Con CMF de transformadores cada 30 años y de DSR de 26 veces al año	40
4.1.7. Con CMF de transformadores cada 30 años y de DSR de 52 veces al año	43
4.1.8. Con CMF de transformadores cada 10 años y de DSR de 1 vez al año	45
4.1.9. Con CMF de transformadores cada 10 años y de DSR de 26 veces al año	48
4.1.10. Con CMF de transformadores cada 10 años y de DSR de 52 veces al año	50
4.2 Diseño con apoyo de subestación vecina.....	53
4.2.1. Soluciones con y sin restricción CVaR sin fallas modo común.....	53
4.2.2. Efecto de fallas modo común	56
4.2.3. Importancia del número de transformadores.....	60
4.2.4. Importancia de diversificación de DSR	63
5. Conclusiones y trabajo futuro	65
5.1. Conclusiones	65
5.2. Trabajo Futuro	66
6. Bibliografía.....	68
A. Anexo: Parámetros de optimización CVaR.....	70
A.1. Valor de $1-\alpha$ y CVaR de cada optimización aversa al riesgo de la sección 4.1.	70
A.2. Valor de $1-\alpha$ y CVaR de cada optimización aversa al riesgo realizada sin considerar falla modo común en la sección 4.2.....	70

1. Introducción

Actualmente, en los distintos países del mundo, las subestaciones de distribución primaria se diseñan de acuerdo a estándares y/o normas de planificación determinísticos, las cuales hasta ahora han proporcionado amplia seguridad de suministro a los consumidores. El diseño determinista se basa en la ocurrencia de eventos creíbles que significan la salida de hasta 1 o 2 componentes del sistema, por lo que la seguridad de suministro se asegura fundamentalmente por medio de redundancia de componentes. En el caso del diseño de una subestación esto se traduce en un mayor número de transformadores que los necesarios en operación normal. Esto, por un lado, impide la incorporación de tecnologías inteligentes emergentes al diseño de las subestaciones y, por otro lado, se ignora el efecto que pueden producir eventos de alto impacto y baja probabilidad (HILP, por su sigla en inglés), pues estos por definición raramente ocurren y, por lo tanto, son no creíbles [1].

La clave en la evolución futura de los estándares actualmente utilizados está relacionada con el uso eficiente de tecnología tradicional y el rol que puede tener las tecnologías inteligentes emergentes en la seguridad de suministro a los consumidores. Actualmente, el gobierno de Reino Unido es pionero en el mundo en abordar esta problemática comenzando en el año 2007 a raíz de alcanzar el objetivo de reducción de las emisiones de carbono en un 80% para el año 2050 [2]. En base a investigaciones relacionadas a este objetivo, han determinado que el sector industrial y comercial de demanda son activos, en lo que se denomina “demand side response(DSR)” que corresponde a la respuesta por parte de la demanda frente a señales de precios de la energía. Además, el mismo gobierno efectúa un plan de despliegue de medidores inteligentes a todos los consumidores del sistema eléctrico creando el potencial de que consumidores domésticos y comercios pequeños jueguen un rol más activo en el mercado de la energía.

En este contexto, para la elaboración o reforma futura de los estándares de diseño de subestaciones que contemplen el rol que puede jugar la demanda activa (DSR) y los eventos HILP, se requiere responder diversas preguntas que surgen naturalmente como:

- ¿Cuáles son los costos y los riesgos cuando se aplican soluciones con únicamente tecnologías tradicionales?
- ¿Cuáles son los costos y riesgos cuando se incorporan soluciones con tecnología de red inteligente?
- ¿Pueden estas últimas desplazar a las tradicionales? De ser así, ¿Cuál es el balance adecuado de un portafolio de soluciones tradicionales e inteligentes,
- y finalmente. ¿Cómo varía este balance frente a distintos grados de aversión al riesgo del planificador?

Para incorporar los eventos HILP se han propuesto estándares probabilísticos, como los planteados en [3] y [4], que pueden reconocer la ocurrencia de este tipo de eventos, pero ellos se enfocan en el promedio más que en los valores extremos de los indicadores que representan la confiabilidad del sistema (como la función de densidad de probabilidad de la

energía no suministrada), por lo que igualmente producen soluciones con un alto riesgo de exposición a eventos HILP.

Ante esto, en este trabajo se propone un modelo de optimización probabilístico capaz de diseñar de manera eficiente, en cuanto a costos y confiabilidad, una subestación de distribución por medio del uso de la medida de riesgo CVaR. En este modelo se optimiza la proporción de tecnología tradicional, como transformadores y cables, y tecnologías inteligentes, como DSR. El modelo minimiza los costos de inversión y operación, incluyendo el costo esperado de energía no suministrada, considerando absolutamente todos los posibles estados de operación de la subestación y limitando la exposición al riesgo de eventos HILP.

Adicionalmente, con la implementación del modelo, se estudia la falla modo común que puede afectar a transformadores y equipos DSR debido a eventos HILP producidos por desastres naturales (como inundaciones) y condiciones climáticas extremas (como olas de frío o calor) respectivamente.

1.1. Objetivos

Los objetivos para este trabajo se detallan a continuación.

1.1.1. Objetivo General

- Implementar un modelo de optimización probabilístico para el diseño de subestaciones más confiables ante eventos del alto impacto y baja probabilidad (HILP).
- Estudiar diversos diseños de una subestación en base a sus costos y confiabilidad ante la incorporación de eventos de alto impacto y baja probabilidad.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Implementar el modelo de optimización probabilístico con restricción de CVaR para el diseño de una subestación de distribución usando FICO Xpress y Excel.
- Agrupar los datos de demanda de una subestación vía algoritmo k-means.
- Estudiar el portafolio óptimo neutro y averso al riesgo de una subestación con solo transformadores y DSR, considerando distintas características de las fallas modo común que los afectan.
- Estudiar el portafolio óptimo neutro y averso al riesgo de una subestación al diseñarla con transformadores, cables, DSR y generador de emergencia, y cómo influye en el diseño las fallas modo común que afectan a los transformadores y DSR.
- Estudiar los efectos que produce la diversificación de la capacidad de transformación y de los equipos DSR.

2. Revisión Bibliográfica

Una subestación primaria de distribución (SPD) reduce la tensión desde el nivel de transporte al nivel de alta tensión de distribución. Se quiere hacer una planificación de este tipo de subestaciones que sea más robusta a la actual, que pueda sobrellevar eventos de alto impacto y baja probabilidad (HILP, por su sigla en inglés). Por lo tanto, se van a tomar decisiones que mitiguen ciertos niveles de riesgo incorporando en el diseño tecnologías novedosas como la contribución de la demanda y generadores de backup.

La planificación actual de los sistemas de distribución es del tipo determinístico y con niveles de confiabilidad que solamente reconocen eventos de alta probabilidad, por ejemplo, el criterio N-1. La regulación plantea un diseño de subestaciones de acuerdo a criterios de confiabilidad que se hacen cargo de los eventos de alta probabilidad, no obstante, los eventos de baja probabilidad también son importantes por el impacto que pueden llegar a provocar. Por ello, se quiere considerar esos eventos con un análisis de riesgo usando una métrica llamada CVaR. A continuación, se toca cada uno de estos temas para que el lector entienda la modelación que se va a plantear a futuro.

2.1. Planificación de Sistemas de Distribución

2.1.1. Caso Reino Unido

En el Reino Unido, existe el estándar de seguridad de suministro para planificación de redes de distribución, la recomendación ingenieril P2/6 (ER P2/6), en donde las subestaciones primarias de distribución son parte de este tipo de redes. Este estándar es la sexta versión del estándar P2 que fue actualizado en 2006 para reconocer la contribución potencial de la generación distribuida a la seguridad de la red. La esencia de la versión P2/5, que fue introducida en 1978, se mantuvo sin cambios, por lo que éste continua siendo un estándar determinista basado en el criterio “N-1” (criterio que se aplica para lograr la seguridad de suministro ante la falla de cualquiera de los “N” elementos) y centrado en torno a garantizar la capacidad suficiente para satisfacer la demanda máxima y que la pérdida de suministro deba restablecerse dentro períodos definidos.

Dado que muchos cambios afectan al mercado de la energía, como la generación distribuida y el rol de los consumidores en el sistema, es que se cuestiona si este estándar prescribe inversiones económicamente eficientes. En el año 2015, el estándar P2/6 estuvo siendo revisado por el consorcio “Energy Networks Association” cuyos miembros son: “DNV GL”, con más de tres mil expertos en más de treinta países, “Imperial College London”, con más de 50 investigadores y académicos, y “NERA Economic Consulting”, con más de 600 profesionales en más de veinte oficinas[7].

Esto indica que existe una gran preocupación en los países desarrollados de aprovechar las nuevas tecnologías que están entrando al sistema eléctrico, para hacer de este, un sistema más eficiente en términos de costos y confiabilidad.

2.1.2. Caso Chile

En Chile, las subestaciones primarias de distribución pertenecen al sistema de transmisión, específicamente como instalaciones de los sistemas de subtransmisión. La ley vigente al año 2015, la Ley General de Servicios Eléctricos [5], impone un límite mínimo de tensión nominal de 23 kV para estos sistemas, entendiéndose como tensión nominal de la subestación, la tensión de transporte. Instalaciones con una tensión nominal inferior o igual a 23 kV se consideran, explícitamente por la ley, como parte del sistema de distribución.

La norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSyCS) de Chile [6] tiene diferentes exigencias para las subestaciones con niveles de tensión superior a 200 kV e inferior o igual a 200 kV. Las subestaciones con un nivel de tensión nominal superior a 200kV, debido al artículo 3-24 de la NTSyCS, deben contar con un número de transformadores tal que la desconexión intempestiva de un transformador de poder pueda controlarse sin propagarse, es decir, deben tener redundancia de transformadores (criterio N-1 para transformadores). Por otro lado, del artículo 3-25 de la NTSyCS se infiere que las subestaciones con un nivel de tensión nominal inferior a 200 kV no tienen exigencia en cuanto a la cantidad de transformadores.

Las exigencias mínimas de la norma técnica chilena sobre las subestaciones implican que un gran número de subestaciones primarias de distribución se diseñan finalmente mediante un criterio económico, que conlleva usar el mínimo de transformadores de poder para suministrar la demanda. Esto hace que algunas subestaciones primarias de distribución no estén preparadas para sobrellevar siquiera la falla más probable: la falla de un solo transformador.

El trabajo que se presenta en los capítulos posteriores se basa en el estudio de una metodología robusta, y se compara contra el caso del Reino Unido, que representa el caso más estándar a nivel mundial por marcar el paso en cuanto a desarrollo del sistema eléctrico. El caso chileno explicado anteriormente se analiza con el fin de identificar las brechas entre las prácticas nacionales e internacionales, y la necesidad de revisar la norma técnica.

2.2. Concepto de Demand Side Response

Demand Side Response (DSR) o respuesta por parte de la demanda, es un término que en el ámbito eléctrico se refiere a cuando los consumidores ajustan la cantidad de potencia eléctrica que utilizan en cierto momento del día en respuesta a una señal.

El objetivo del DSR es principalmente desplazar parte de la demanda de electricidad de períodos de alta demanda y generalmente precios altos, a períodos de baja demanda y típicamente precios bajos. Esto hace que el período de alta demanda de la curva diaria se “aplane” como se ilustra en la Figura 2.1.

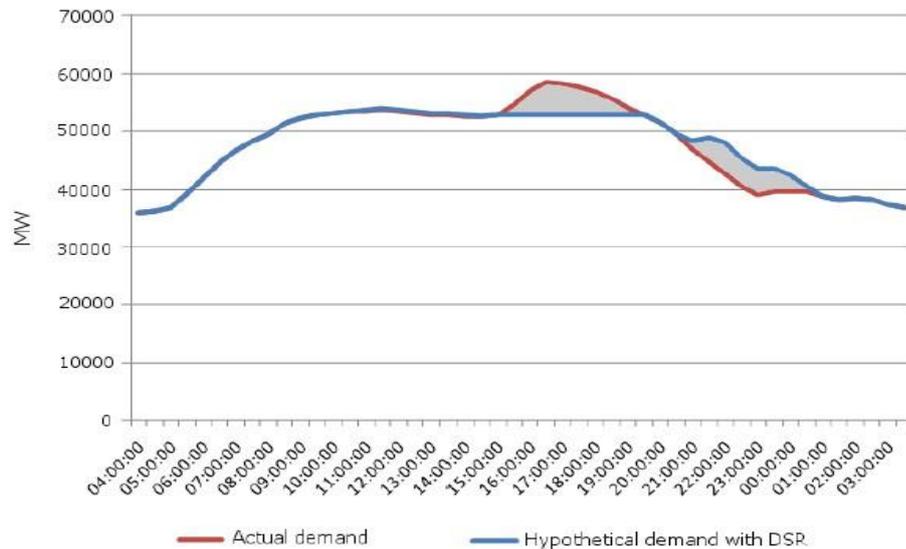


Figura 2.1: Demanda actual e hipotética con DSR [4].

DSR puede ser usado también en respuesta a requerimientos de balance de potencia del sistema como cuando el total de electricidad demandada es mayor que el suministro total disponible, o cuando la confiabilidad del sistema eléctrico está bajo estrés.

En [8] se clasifican los distintos esquemas de control de DSR

1. Control basado en frecuencia
2. Control directo sobre equipamiento de la red
3. Control directo sobre equipamiento del consumidor
4. Control basado en precios
5. Control basado en el mercado
6. Control basado en modelos predictivos
7. Clases de clientes

Como se puede ver de las estrategias, DSR puede corresponder a señales de precios, contratos de mercado, tarifas por demanda desplazada, dispositivos automáticos, equipos eléctricos entre muchos otros. Todo esto requiere comunicación instantánea de la demanda con el resto del sistema eléctrico y de un centro de toma de decisiones (red eléctrica inteligente).

A continuación, se muestran cómo distintas tecnologías pueden llegar a conectarse a la red eléctrica inteligente y contribuir al sistema eléctrico mediante un equipo DSR, ajustando la demanda de manera inteligente y automática.

2.2.1. Generación de respaldo y Acumuladores

Existen edificaciones en las que se hace imprescindible contar con generadores de respaldo pues de lo contrario, ante un corte de suministro eléctrico se producirían grandes

pérdidas monetarias o pérdidas humanas (por ejemplo, un hospital). Por otro lado, muchos edificios y hogares con instalación de generación eléctrica de energía renovable cuentan con acumuladores o baterías para almacenar los excedentes de energía en los momentos de producción. Tanto los generadores de respaldo como los acumuladores, si están conectados a la red eléctrica inteligente, pueden ser utilizados por el sistema eléctrico para hacer que la demanda se modifique gracias a ellos. Todo esto, regulado mediante común acuerdo entre el operador de distribución y los responsables o dueños de los equipos involucrados.

2.2.2. Línea blanca inteligente

La ropa que se ingresa a la lavadora o secadora generalmente no es para su uso inmediato al momento de que estas terminen su trabajo. Es por esto, que si estos equipos están conectados a la red eléctrica inteligente se pueden manejar los tiempos de lavado y secado de modo de cumplir con el objetivo del usuario de tener su ropa lista a una hora determinada y de beneficiar al sistema eléctrico si éste lo solicita. El mismo razonamiento se puede aplicar a otros electrodomésticos como el lavaplatos sin afectar el objetivo del usuario de tener los platos limpios al día siguiente, lavándolos cuando la red inteligente decida que es óptimo.

Otros equipos de línea blanca inteligente pueden ser usados para el objetivo de DSR de desplazar parte de la demanda: refrigeradores y congeladores. El objetivo de estos equipos es mantener una temperatura adecuada para conservar los alimentos de su interior. Esta temperatura adecuada no es fija sino que puede variar dentro de un rango de temperaturas. Si estos equipos están conectados a la red eléctrica inteligente pueden modificar los tiempos de los ciclos de enfriamiento en cualquier momento para beneficiar al sistema eléctrico sin afectar los alimentos de su interior.

2.2.3. Vehículos eléctricos

Luego de usar un vehículo eléctrico como transporte personal en la ciudad, éste debe conectarse a la red eléctrica para cargar su batería. Entendiendo que para el usuario el objetivo es que la batería se encuentre cargada al momento de volver a usar su vehículo, la carga de la batería puede no empezar de inmediato al momento de conectarla a la red. Si todos los trabajadores movilizadas en vehículo eléctrico llegan del trabajo y se carga la batería inmediatamente, se producirá un aumento considerable de la demanda justo en el horario de vuelta a casa. DSR puede funcionar ordenando directamente al cargador de la batería el momento óptimo para comenzar la carga de manera de beneficiar al sistema eléctrico y, al mismo tiempo, cumplir el objetivo del usuario de tener la batería cargada al momento de utilizar su vehículo.

2.2.4. Climatización

Variadas edificaciones cuentan con climatizadores para regular la temperatura del ambiente interior: centros comerciales, hospitales, oficinas, hoteles, hogares, etc. En estas, el usuario fija una temperatura que considere confortable y económica de mantener. Sin

embargo, estos equipos no mantienen la temperatura del ambiente en la fijada por el usuario sino que oscila en un intervalo cercano a ella. Esto lo realiza aprovechando que un ser humano no puede identificar una temperatura exacta, sino que la clasifica como confortable o no, como también aprovechando la inercia térmica de las edificaciones. Éstas características propias de la climatización pueden ser explotadas para que la red eléctrica inteligente cuente con estrategias de control sobre los climatizadores, que puedan dotar a esta demanda con inercia térmica con capacidad de respuesta en caso de que el sistema eléctrico lo requiera.

2.3. Optimización Bajo Incertidumbre

En los problemas que se enfrentan la ciencia y muchos ingenieros abunda la toma de decisiones en donde no se cuenta con toda la información necesaria para tomar una decisión óptima. Generalmente, la información desconocida corresponde a la inherente aleatoriedad de un fenómeno natural y/o al conocimiento parcial de las variables que modelan tal fenómeno. Es por esto que la optimización probabilística es relevante en la medida que pueda entregar soluciones más robustas a factores externos mientras puedan entregar a la vez un aumento de los beneficios, una reducción de costos y/o una mejora en la confiabilidad.

Una manera conveniente de caracterizar la incertidumbre de los procesos es por medio de escenarios. Un escenario corresponde a una realización de un proceso estocástico. Para describir adecuadamente los procesos estocásticos es crítico generar el suficiente número de escenarios que representen este proceso. De esta forma, el número de escenarios puede llegar a ser tan grande que incluirlos en un problema de optimización se vuelve infactible computacionalmente. Es por esto que generalmente luego de la generación de escenarios viene una etapa de reducción de estos manteniendo la probabilidad acumulada de todos los escenarios igual a 1. Una última etapa posible consiste en la combinación de escenarios de modo que estos tengan características relevantes para el problema en particular que se quiere resolver.

Dentro del planteamiento del problema de optimización bajo incertidumbre se puede considerar que el tomador de decisiones sea neutro al riesgo o que éste tenga cierto grado de aversión al riesgo. Para incorporar esto último a la optimización probabilística es necesario definir medidas de riesgo[9].

2.3.1. Medidas de riesgo

A la hora de tomar una decisión bajo incertidumbre se hace necesario tener una medida del riesgo en el que se incurre. A continuación, se muestran distintas medidas de riesgo.

Varianza

La varianza es una medida de dispersión de la función de costo o beneficio respecto de su valor medio.

Considerando el beneficio $f(x, \omega)$, donde x son las variables de optimización y ω cada evento del espacio de eventos, la varianza se puede escribir como:

$$V(x) = E_{\omega}\{ (f(x, \omega) - E_{\omega}\{f(x, \omega)\})^2 \}$$

Una varianza alta indica que hay un riesgo alto de obtener un beneficio diferente al esperado. Es por esto que, al tomar una decisión, se desea una varianza lo más baja posible, disminuyendo así la variabilidad del beneficio.

Value-at-Risk

Dado un número α entre 0 y 1, la medida value-at-risk (VaR) es igual al máximo beneficio que asegura que la probabilidad de obtener un beneficio menor sea $1-\alpha$. En otras palabras, de entre los menores beneficios dados por la cota de probabilidad $1-\alpha$, el VaR es el mayor de ellos. Matemáticamente, se define como:

$$Var(\alpha, x) = \max\{\eta : P(\omega | f(x, \omega) < \eta) \leq 1 - \alpha\}, \forall \alpha \in (0,1)$$

Donde η no es un parámetro, sino una variable para la definición.

Conditional Value-at-Risk

Dado un número α entre 0 y 1, la medida conditional value-at-risk ($CVaR$) se define como el valor esperado de los menores beneficios dados por la cota de $1 - \alpha$ de la distribución de probabilidades del beneficio. En otras palabras, se define como el valor promedio de los peores beneficios. Matemáticamente, para una distribución discreta el $CVaR(\alpha, x)$ se define como:

$$CVaR(\alpha, x) = \max\left\{\eta - \frac{1}{1-\alpha}E_{\omega}\{\eta - f(x, \omega), 0\}\right\}, \forall \alpha \in (0,1)$$

La ventaja del $CVaR$ es su capacidad de cuantificar el peso de la cola de la distribución mejor que el VaR .

En la Figura 2.2 se muestran una función de densidad de probabilidad $f(x)$ y las medidas VaR y $CVaR$ para un cierto nivel de confianza, dado por α . El eje x corresponde al nivel de costo. Cuando se usan estas medidas de riesgo sobre una función o variable de costos, la media siempre es menor que la medida VaR , y esta última es siempre menor que la medida $CVaR$.

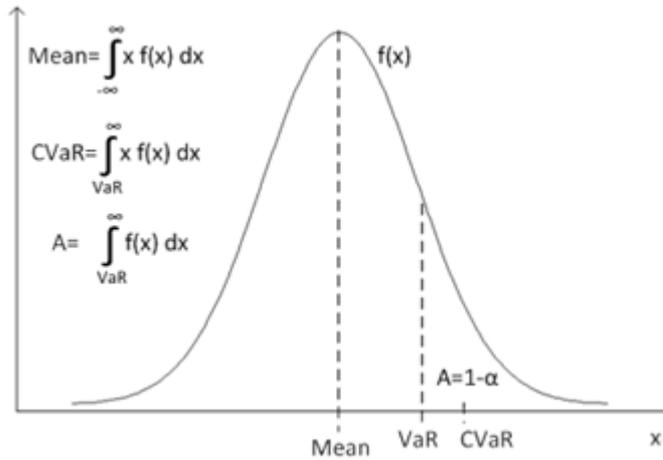


Figura 2.2: Concepto de las medidas de riesgo VaR y CVaR.

2.3.2. Manejo de riesgo

En [3] se presenta la formulación general de un problema de optimización probabilística de dos etapas neutro al riesgo como:

$$\text{Maximizar}_{x,y(\omega)} c^T x + \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) q(\omega)^T y(\omega)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned}
 Ax &= b \\
 T(\omega)x + W(\omega)y(\omega) &= h(\omega), \forall \omega \in \Omega \\
 x \in X, y(\omega) \in Y, \forall \omega \in \Omega
 \end{aligned}$$

Donde x e $y(\omega)$ son los vectores de variables de decisión de la primera y segunda etapa respectivamente. Dentro de la función objetivo, c^T y $q(\omega)$ son vectores que cuantifican el beneficio asociado a las variables de optimización y $\pi(\omega)$ corresponde a la probabilidad del evento ω . En las restricciones, A y b representan los coeficientes que relacionan cada componente del vector x , vector variable de optimización. Las matrices $T(\omega)$ y $W(\omega)$ y el vector $h(\omega)$ son de valor conocido y relacionan los vectores x e $y(\omega)$.

A continuación, se presenta cómo puede ser incorporada la medida de riesgo a la formulación de un problema neutro al riesgo, mostrado anteriormente, para transformarlo en uno averso al riesgo para una optimización robusta.

Varianza

La varianza, como medida de riesgo, puede ser incluida a la formulación del problema neutro al riesgo y convertirlo en uno averso al riesgo como:

$$\text{Maximizar}_{x,y(\omega)} (1 - \beta) \left(c^T x + \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) q(\omega)^T y(\omega) \right) - \beta \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \left(f(x, \omega) - \sum_{\omega' \in \Omega} \pi(\omega') f(x, \omega') \right)^2$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} Ax &= b \\ T(\omega)x + W(\omega)y(\omega) &= h(\omega), \forall \omega \in \Omega \\ x &\in X, y(\omega) \in Y, \forall \omega \in \Omega \end{aligned}$$

Este problema es cuadrático y puede volverse en uno cuadrático entero mixto dependiendo de si existe algún requerimiento entero en X o Y . La función objetivo está multiplicada por el factor $(1 - \beta)$ y la medida de riesgo por el factor β , siendo este último el grado de aversión al riesgo y que varía entre $[0,1]$ según el ente tomador de decisiones.

Value-at-Risk

La medida de riesgo VaR puede incluirse en el problema neutro al riesgo para transformarlo en uno averso al riesgo como:

$$\text{Maximizar}_{x,y(\omega),\eta,\theta(\omega)} (1 - \beta) \left(c^T x + \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) q(\omega)^T y(\omega) \right) + \beta \eta$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} Ax &= b \\ T(\omega)x + W(\omega)y(\omega) &= h(\omega), \forall \omega \in \Omega \\ \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \theta(\omega) &\leq 1 - \alpha \\ \eta - (c^T x + q(\omega)^T y(\omega)) &\leq M\theta(\omega), \forall \omega \in \Omega \\ \theta(\omega) &\in \{0,1\}, \forall \omega \in \Omega \\ x &\in X, y(\omega) \in Y, \forall \omega \in \Omega \end{aligned}$$

La medida de riesgo VaR es incorporada en la función objetivo con la variable de optimización auxiliar η . Esta variable es definida en el problema con la incorporación de 2 restricciones adicionales, en donde $\theta(\omega)$ es también una variable de optimización auxiliar. El resto de variables y parámetros son equivalentes a los del problema neutro al riesgo.

Conditional Value-at-Risk

La medida de riesgo CVaR puede ser incorporada dentro del problema neutro al riesgo como:

$$\text{Maximizar}_{x,y(\omega),\eta,s(\omega)} (1 - \beta) \left(c^T x + \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) q(\omega)^T y(\omega) \right) + \beta \left(\eta - \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) s(\omega) \right)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} Ax &= b \\ T(\omega)x + W(\omega)y(\omega) &= h(\omega), \forall \omega \in \Omega \\ \eta - (c^T x + q(\omega)^T y(\omega)) &\leq s(\omega), \forall \omega \in \Omega \\ s(\omega) &\geq 0, \forall \omega \in \Omega \\ x \in X, y(\omega) \in Y, \forall \omega \in \Omega \end{aligned}$$

La medida de riesgo CVaR se incorpora en la función objetivo y se agrega una ecuación adicional dentro de las restricciones, en donde η y $s(\omega)$ son variables de optimización auxiliares. Se incluye dentro de la función objetivo el factor β , que representa el grado de aversión al riesgo, pudiendo variar entre 0 y 1.

Una manera alternativa de incluir la medida de riesgo CVaR es presentada en [10], en donde esta medida se incluye como restricción al problema de optimización. El riesgo deseado CVaR es ingresado como parámetro, por lo que no es necesario incluir el factor de aversión al riesgo β en la función objetivo.

$$\text{Maximizar}_{x,y(\omega),\eta,s(\omega)} c^T x + \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) q(\omega)^T y(\omega)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} Ax &= b \\ T(\omega)x + W(\omega)y(\omega) &= h(\omega), \forall \omega \in \Omega \\ \eta - (c^T x + q(\omega)^T y(\omega)) &\leq s(\omega), \forall \omega \in \Omega \\ \eta - \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) s(\omega) &\geq CVaR \\ s(\omega) &\geq 0, \forall \omega \in \Omega \\ x \in X, y(\omega) \in Y, \forall \omega \in \Omega \end{aligned}$$

Donde η y $s(\omega)$ son variables auxiliares, y el resto de variables y parámetros son equivalentes a los del problema neutro al riesgo.

2.3.3. Parámetros de confiabilidad

Al modelar el estado de un equipo como un simple modelo de dos estados, en operación y fuera de servicio, se tiene una gráfica a través del tiempo como se muestra en la Figura 2.3, donde los X_i son los tiempos en que el equipo está en operación, y los Y_i los tiempos en que el equipo está fuera de servicio.

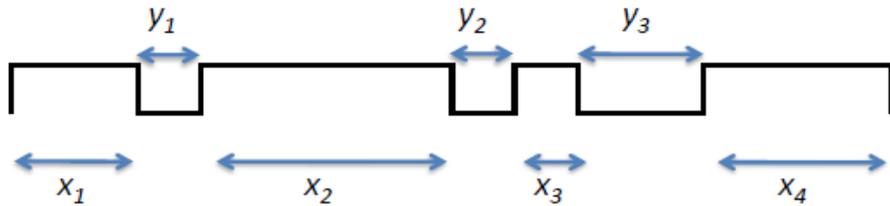


Figura 2.3: Serie de transiciones de estados de un equipo.

Teniendo en cuenta esto, en [11] se definen los siguientes parámetros:

- $m = \bar{X}_i$: tiempo promedio para fallar(MTTF)
- $r = \bar{Y}_i$: tiempo promedio para reparar(MTTR)
- $T = m + r$: tiempo promedio entre fallas(MTBF)
- $\lambda = 1/m$: tasa esperada de falla
- $\mu = 1/r$: tasa esperada de reparación
- $f = 1/T$: frecuencia esperada de ciclo

Luego, al modelar el lapso entre los dos eventos consecutivos de Poisson como una variable aleatoria de distribución exponencial, se puede definir la indisponibilidad como la probabilidad de encontrar el equipo en estado de falla en un tiempo distante. La indisponibilidad es históricamente conocida en aplicaciones de sistemas de potencia con la sigla FOR (forced outage rate), tasa de salida forzada. A continuación, se muestran las expresiones para la indisponibilidad y la disponibilidad en base a los parámetros definidos anteriormente.

$$\text{Indisponibilidad(FOR)} = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r}$$

$$\text{Disponibilidad} = A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r}$$

3. Implementación del modelo de optimización

3.1. Explicación del modelo

El modelo de optimización propuesto y que será presentado en este ítem es un modelo de optimización probabilístico con restricción de CVaR que puede diseñar eficientemente una subestación primaria de distribución (SPD), robusta frente al riesgo asociado a eventos de baja probabilidad y alto impacto (HILP, por su sigla en inglés) que es limitado por medio de un portafolio balanceado de tecnología tradicional y tecnología inteligente. Este modelo tiene como planteamiento base el presentado en [12]. La función objetivo del modelo de optimización considera:

- Costo de inversión en infraestructura firme, como transformadores y cables.
- Costo asociado a la energía no suministrada esperada (EENS).
- Costos de operación y contrato o disponibilidad de equipos DSR.
- Costo por unidad de generación de respaldo o emergencia, también llamados generadores backup.

Los equipos DSR pueden responder rápidamente al ocurrir la falla de uno o más componentes de la subestación para evitar sobrecargas en los elementos aún disponibles. Por otro lado, los generadores de respaldo se pueden incluir dentro del diseño de la subestación cuya contribución puede ser limitada a un porcentaje de la demanda máxima. En la Figura 3.1 se puede ver toda la tecnología que se puede considerar para el diseño de la subestación primaria de distribución. Dentro de los elementos de la subestación, se considera un número de hasta 3 transformadores, 2 cables (1 cable a cada subestación vecina), hasta 3 equipos de DSR y 1 generador backup, que en total, significa que la subestación puede llegar a considerar 9 componentes.

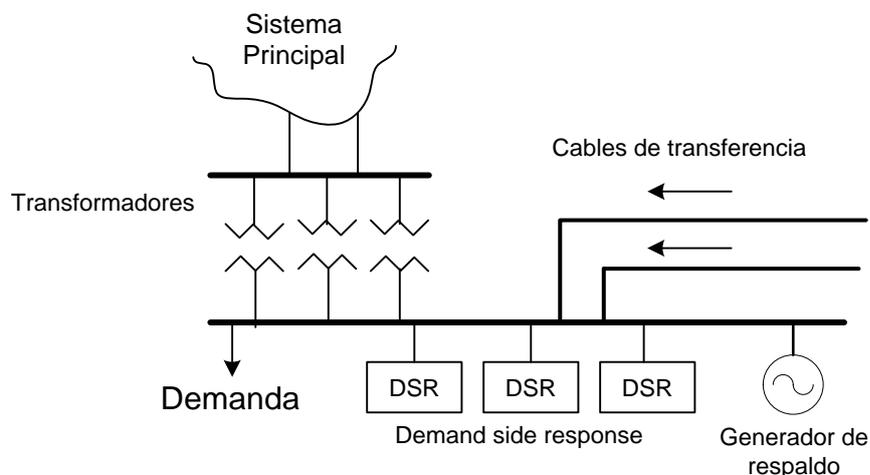


Figura 3.1: Diagrama de la subestación con las tecnologías posibles.

Cada componente de la subestación tal como transformadores, cables, equipos DSR y generador de respaldo pueden llegar a fallar y estar indisponible. Debido a esto, es que existen varios estados de operación del sistema dados por el estado de disponibilidad de cada elemento; existen hasta 512 estados si son 9 elementos ($2^9=512$). Por otro lado, cada estado

de operación se ve enfrentado a una condición de operación, la cual es un valor particular de demanda que se mantiene por un intervalo de tiempo dado por la probabilidad de ocurrencia de esa condición de operación y por el horizonte de tiempo en que se quiera realizar la optimización. Esta probabilidad de ocurrencia nace de la agrupación de datos de la demanda luego de un proceso de agrupación de datos. Los datos de demanda resultantes de aplicar el algoritmo de agrupación de datos “k-means” son valores representativos de un grupo de datos, llamados clúster, y con una probabilidad asociada según el número de datos que se agruparon en cada clúster. Por esto, los datos de demanda no son de intervalos de 1 hora, como se suele registrar, sino que son de intervalos de 1 hora o más.

Cada estado de operación enfrentado a cada condición de operación es considerado un escenario. Esto lleva a que el número de escenarios a ser modelados pueda llegar a ser muy grande. En efecto, para una subestación de 9 componentes y un número de valores de demanda igual 1000, el número de escenarios es 1000×2^9 , es decir, 512000 escenarios. Cada uno de estos escenarios puede presentar un nivel particular de energía no suministrada, el cual es considerado por el modelo de optimización por medio de dos medidas: el valor medio de energía no suministrada (EENS) y la medida de riesgo CVaR. La primera medida, la energía esperada no suministrada, es penalizada en la función objetivo del modelo de optimización valorizándola por medio del costo de pérdida de carga (VoLL, por su sigla en inglés). Por otro lado, con la segunda medida, se limita explícitamente la energía no suministrada esperada de los peores casos, restringiendo de este modo la exposición al riesgo asociado a eventos de baja probabilidad que producen un alto valor de demanda no suministrada, y así determinar un diseño más confiable de la subestación.

Al usar la restricción de CVaR, se puede representar apropiadamente el nivel de riesgo que asume el planificador frente a eventos HILP, y así se obtiene una solución con un portafolio más robusto de tecnologías. Para la restricción de CVaR, se debe definir también la fracción $1-\alpha$ de los casos que son considerados como los peores. Con este valor, para una solución queda definido el mejor de los peores casos, conocido como VaR. En la Figura 3.2 se muestra más claramente estos conceptos, VaR y CVaR. Al aplicar una restricción de CVaR, el valor esperado de los peores casos es más pequeño que el de la solución sin esta restricción, desplazándose a la izquierda, por lo que necesariamente la probabilidad asociada a los peores casos disminuye con la solución entregada por el modelo.

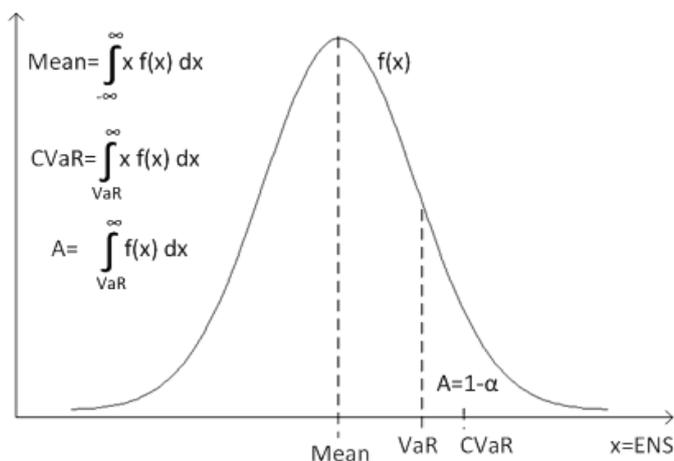


Figura 3.2: Concepto de restricción de CVaR

El modelo de optimización implementado en FICO Xpress[13] recibe los datos de entrada desde un archivo Excel, el cual al mismo tiempo es usado para guardar la solución de la optimización. Dentro de los datos de entrada se encuentran la demanda y la probabilidad asociada a cada uno de sus valores o condición de operación. También, según el número de transformadores y equipos DSR con que se diseña la subestación, en el archivo Excel se calcula la probabilidad de cada estado de operación según la disponibilidad/indisponibilidad de cada componente e incluyendo el efecto de la ocurrencia de eventos de falla modo común. Además, el programa FICO Xpress lee desde el archivo Excel los costos de cada equipo de la subestación y el valor de pérdida de carga.

Por otro lado, al modelo se le entregan por medio del archivo Excel otros parámetros de importancia, como el límite de los equipos DSR y el límite máximo de potencia del generador de respaldo que se puede rentar. Para la optimización con restricción de CVaR, también se entrega al optimizador el factor $(1-\alpha)$ que indica la fracción de la cola de densidad de probabilidad que se quiere minimizar a través del límite de CVaR, cuyo valor también se entrega al modelo como parámetro.

El flujo de datos explicado anteriormente se muestra a modo general en el diagrama de la Figura 3.3. Como datos de salida se tiene: la solución del diseño, que consiste en la capacidad de cada elemento de la subestación y los cables a construir; los costos de cada elemento de la subestación; la energía no suministrada y el monto total de DSR utilizada en cada escenario ($ENS(t,s)$ y $DSR(t,s)$ respectivamente); y el estado de la optimización, que indica si el óptimo fue encontrado o la solución es infactible.

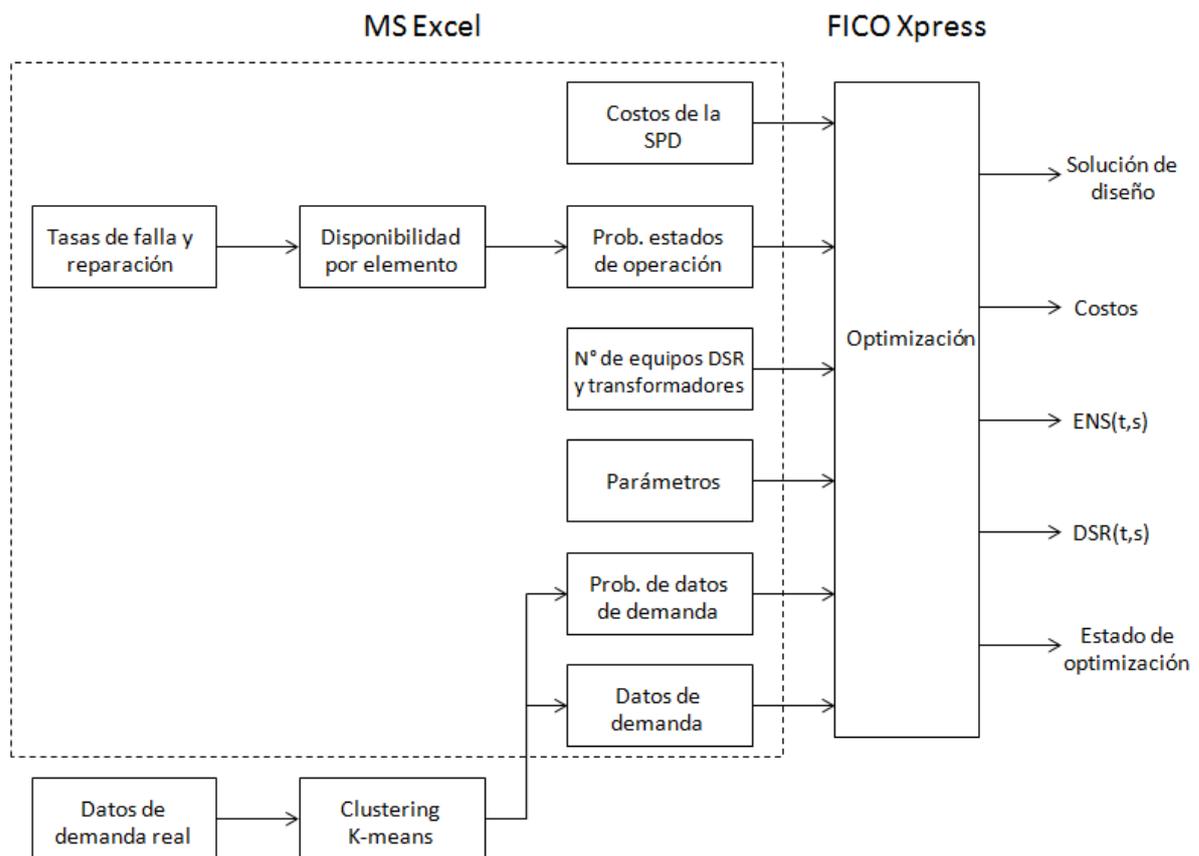


Figura 3.3: Diagrama de entrada y salida de datos.

3.2. Nomenclatura del modelo

3.2.1. Parámetros

En la Tabla 3.1 se describen todos los parámetros del modelo de optimización que se presentará en el ítem 3.3.

Tabla 3.1: Parámetros del modelo

Símbolo	Descripción	Unidad
τ	Número de transformadores	
γ	Número de equipos DSR	
δ	Número total de horas	[h]
δ_t	Número de horas en el período t	[h]
Dem_t	Demanda en el período t	[MW]
π_f^T	Costo de inversión fijo de transformador	[£/año]
π_v^T	Costo de inversión variable de transformador	[£/MW/año]
π^C	Costo de inversión de cable	[£/MW/km/año]
π^{DSR}	Tarifa de utilización de DSR	[£/MWh]
$\pi^{\overline{DSR}}$	Tarifa de disponibilidad de DSR	[£/MW/h]
π^G	Tarifa de renta del generador de respaldo	[£/MWh]
$VOLL$	Valor de pérdida de carga	[£/MWh]
l_1	Largo del cable a la subestación vecina 1	[km]
l_2	Largo del cable a la subestación vecina 2	[km]
C	Capacidad del cable a subestación vecina	[MW]
ρ_s	Probabilidad del estado de operación s	[p.u.]
φ_s^{Tj}	Factor de disponibilidad del transformador j -ésimo en el estado de operación s (0 si está indisponible, 1 si está disponible)	
φ_s^{C1}	Factor de disponibilidad del cable 1 en el estado de operación s (0 si está indisponible, 1 si está disponible)	
φ_s^{C2}	Factor de disponibilidad del cable 2 en el estado de operación s (0 si está indisponible, 1 si está disponible)	
$\varphi_s^{\overline{DSR}_i}$	Factor de disponibilidad del equipo DSR i -ésimo en el estado de operación s (0 si está indisponible, 1 si está disponible)	
φ_s^G	Factor de disponibilidad del generador de respaldo en el estado de operación s (0 si está indisponible, 1 si está disponible)	
α	Nivel de confianza de $CVaR$	[p.u.]
$CVaR$	Límite superior de la medida de riesgo $CVaR$	[MWh/h]
Nt	Número total de períodos de demanda	
Ns	Número total de escenarios	
Nc	Número de componentes de la subestación	

3.2.2. Variables de optimización

En la Tabla 3.2 se describen todas las variables de optimización del modelo.

Tabla 3.2: Variables del modelo

Símbolo	Descripción	Unidad
T	Capacidad de cada transformador	[MW]
X_1^C	Variable binaria que representa la decisión de construir el cable 1	
X_2^C	Variable binaria que representa la decisión de construir el cable 2	
\overline{DSR}	Monto de DSR contratado y disponible en cada período por cada uno de los equipos	[MW]
$DSR_{t,s}$	Cantidad total de DSR utilizada en el período t y en el estado de operación s	[MW]
$PNS_{t,s}$	Potencia no suministrada en el período t y en el estado de operación s	[MW]
$G_{t,s}$	Potencia del generador de respaldo utilizada en el periodo t y en el estado de operación s	[MW]
X_S^F	Capacidad de la subestación disponible en el estado de operación s considerando solo los transformadores y cables disponibles	[MW]
X_s	Capacidad de la subestación disponible en el estado de operación s considerando todos los componentes de la subestación	[MW]
z	Variable auxiliar que corresponde a la medida de riesgo Value at risk (VaR)	[MW]
$a_{t,s}$	Demanda cortada por encima del umbral definido por la variable z en el período t y estado de operación s	[MW]

Si la subestación se diseña con 9 componentes y se cuenta con un total de 1.000 períodos de demanda, el modelo llega a tener 2 variables binarias y 2.049.027 variables reales. En estas condiciones de diseño, las variables $DSR_{t,s}$, $PNS_{t,s}$, $G_{t,s}$, $a_{t,s}$ representan un número de 512.000 variables cada una, haciendo un total, entre las 4, de 2.048.000 variables reales.

3.3. Formulación matemática del modelo

El modelo de optimización es de tipo lineal entero mixto (MILP, por su sigla en inglés), que minimiza el costo de inversión y operación de los componentes de la subestación incluyendo también el costo por energía no suministrada como se muestra en la ecuación (3.1). Los transformadores tienen un costo fijo y un costo variable asociado a su construcción. El costo de cables que pueden ser usados para importar energía de una subestación vecina depende de la variable binaria asociada a cada uno de los cables (X_i^C). Si en un escenario particular la capacidad total de la subestación no es suficiente para cubrir la demanda, esta es cortada a un costo equivalente al valor de pérdida de carga (VoLL), donde la energía no

suministrada es igual a la potencia no suministrada por el intervalo de tiempo de la condición de operación, es decir, $ENS_{t,s} = \delta_t PNS_{t,s}$.

La probabilidad ρ_s de cada escenario, que se puede ver en los términos que representan la operación del sistema en la ecuación (3.1), se calcula usando la tasa de salida forzada (FOR) de cada componente de la subestación, la cual es calculada en base a las tasas de falla y tasas de reparación, y además se calcula según la probabilidad de los eventos HILP.

La capacidad firme X_S^F , dada por los transformadores y los cables, mostrada en la ecuación (3.2), cambia en cada estado de operación de la subestación acorde al parámetro binario φ que representa la disponibilidad ($\varphi = 1$) o indisponibilidad ($\varphi = 0$) del correspondiente elemento de la subestación. Del mismo modo, la ecuación (3.3) representa la capacidad total en cada estado de operación considerando todos los componentes de la subestación.

$$\begin{aligned}
 \text{Min}_{T, C, \overline{DSR}} \quad & \left\{ \tau \pi_f^T + \tau \pi_v^T T + \pi^C C l_1 X_1^C + \pi^C C l_2 X_2^C \right. \\
 & \left. \begin{array}{l} DSR_{t,s}, PNS_{t,s}, \\ G_{t,s}, X_S, X_S^F \\ X_1^C, X_2^C, a_{t,s}, z \end{array} \right. \\
 & + \gamma \delta \pi^{\overline{DSR}} \overline{DSR} + \sum_{t \in Nt, s \in Ns} \delta_t \rho_s DSR_{t,s} \pi^{DSR} \\
 & \left. + \sum_{t \in Nt, s \in Ns} \delta_t \rho_s PNS_{t,s} VOLL + \sum_{t \in Nt, s \in Ns} \delta_t \rho_s G_{t,s} \pi^G \right\} \quad (3.1)
 \end{aligned}$$

$$X_S^F = \sum_{j \in 1..\tau} \varphi_s^{Tj} T + \varphi_s^{C1} C X_1^C + \varphi_s^{C2} C X_2^C \quad \forall s \quad (3.2)$$

$$X_S = X_S^F + \varphi_s^G G + \sum_{i=1..\gamma} \varphi_s^{\overline{DSR}i} \overline{DSR} \quad \forall s \quad (3.3)$$

Si la capacidad total de la subestación dada por la capacidad firme, los equipos DSR y el generador de respaldo no es suficiente para cubrir la demanda, la parte que no es cubierta tiene que ser cortada, y es esto lo que describe la ecuación (3.4). Por otro lado, la utilización de DSR no puede ser mayor que el monto contratado y, del mismo modo, el generador de respaldo no puede ser operado a una potencia mayor que la potencia dispuesta a rentar, lo que se muestra en las ecuaciones (3.5)(3.5) y (3.6) respectivamente.

$$X_S^F + DSR_{t,s} + G_{t,s} + PNS_{t,s} \geq Dem_t \quad \forall t, s \quad (3.4)$$

$$DSR_{t,s} \leq \sum_{i=1..y} \varphi_s^{\overline{DSR}_i} \overline{DSR} \quad \forall t, s \quad (3.5)$$

$$G_{t,s} \leq \varphi_s^G G \quad \forall t, s \quad (3.6)$$

Para limitar la exposición al riesgo ante eventos de baja probabilidad y alto impacto, se usa la representación lineal de la medida CVaR que se muestra en las ecuaciones (3.7) y (3.8). En estas ecuaciones, z y $a_{t,s}$ son variables de optimización auxiliares, en donde la primera es equivalente al VaR de la solución, y la segunda, por lo tanto, es igual a la diferencia entre la demanda no suministrada y el VaR si esta diferencia es positiva, de lo contrario, es igual a cero.

$$PNS_{t,s} - z \leq a_{t,s} \quad \forall t, s \quad (3.7)$$

$$z + \frac{1}{1-\alpha} \sum_{t \in Nt, s \in Ns} \frac{\delta_t \rho_s}{\delta} a_{t,s} \leq CVaR \quad (3.8)$$

Para la optimización se usa valores extremadamente pequeños para $1-\alpha$ con el objetivo de limitar el impacto de eventos poco comunes que son producto de la indisponibilidad de múltiples componentes de la subestación como, por ejemplo, transformadores fuera de servicio junto con cables y algunos equipos DSR indisponibles al mismo tiempo.

Con el fin de que la suma de la capacidad de los transformadores sea capaz de suministrar potencia a la demanda conectada a la subestación y también de suministrar, en caso de ser necesario, a las subestaciones vecinas es que se incluye como restricción la ecuación (3.9). Es de importancia destacar que la capacidad de cada transformador es igual entre sí.

$$\tau T \geq Dem_{max} + C X_1^C + C X_2^C \quad (3.9)$$

De modo de incluir el límite con respecto al máximo monto de DSR que se puede contratar según la demanda flexible, y el límite máximo de generación de respaldo que se puede rentar, es que se incluyen las ecuaciones (3.10) y (3.11). La capacidad de cada equipo DSR es igual entre sí.

$$\overline{DSR} \leq DSR_{max} \quad \forall t, s \quad (3.10)$$

$$G_{t,s} \leq G_{max} \quad \forall t, s \quad (3.11)$$

Para acelerar el proceso de optimización se agregan las ecuaciones (3.12), (3.13), (3.14) y (3.15); sin embargo, hay que destacar que estas no son fundamentalmente necesarias

pues son redundantes. Lo que hacen estas ecuaciones es simplemente limitar el espacio de solución factible acotando el espacio de búsqueda.

$$PNS_{t,s} \geq Dem_t - X_S \quad \forall t, s \quad (3.12)$$

$$PNS_{t,s} \leq Dem_{max} \quad \forall t, s \quad (3.13)$$

$$DSR_{t,s} \leq \gamma DSR_{max} \quad \forall t, s \quad (3.14)$$

$$G_{t,s} \leq G_{max} \quad \forall t, s \quad (3.15)$$

3.4. Datos de demanda

Los datos de demanda usados en este trabajo fueron proporcionados por el operador de red de distribución local “UK Power Networks” del Reino Unido. Estos datos representan una serie de tiempo de demanda real de 8691 horas registrados en una subestación de distribución primaria. En la Figura 3.4 se muestra la curva de duración de estos datos de demanda.

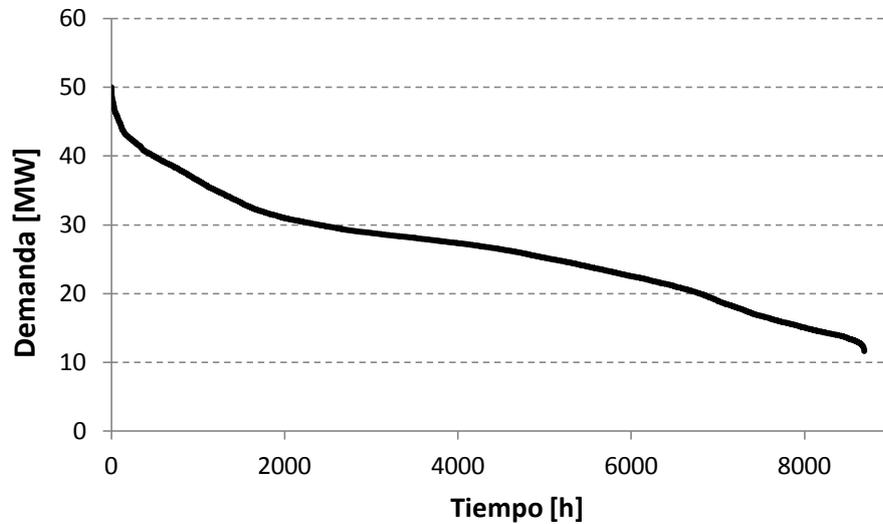


Figura 3.4: Curva de duración de la demanda

Por cada estado de la subestación dado por la disponibilidad de cada uno de sus componentes se debe evaluar la serie de tiempo de demanda. Con el fin de disminuir el número de escenarios que el modelo de optimización debe evaluar y así disminuir el tiempo de optimización, es que se procede a realizar un proceso de división de la base de datos en grupos, cada uno diferente de otro, pero donde los datos de un grupo en particular son de valor similar entre sí. Este procedimiento de agrupación es conocido como “Clustering”, donde cada grupo de datos resultante es llamado clúster.

La agrupación de los datos de demanda se realiza en el programa Matlab con la función ‘kmeans’ la cual por defecto utiliza la distancia euclidiana y recibe como entrada el vector de demanda y el número de clústeres que se quiere. Para este trabajo se decide tener un número de clústeres o grupos igual a 1000. La función ‘kmeans’ se utiliza de la forma [idx, C]

= `kmeans(VecDem, NC)`, obteniendo en la variable 'C' un valor representativo del grupo llamado centroide, y en la variable 'idx', un vector de 8691 elementos cuyos valores están entre 1 y 1000, el índice del clúster al cual pertenece cada dato de demanda original.

Luego del procedimiento anterior, se obtiene el número de datos que pertenecen a cada clúster, que dividido por el número total de horas de la serie de tiempo de demanda se obtiene la probabilidad de ocurrencia del valor representativo o centroide de cada clúster. De este modo, se disminuyen los datos de demanda de 8691 a 1000 datos, donde cada uno tiene asociado una probabilidad de ocurrencia. Otro beneficio de realizar esta agrupación de datos, es que se puede definir de manera independiente un horizonte de tiempo distinto al original de 8691 horas, para así trabajar con las horas que hay en un año de 365 días: 8760 horas.

La agrupación de datos explicada anteriormente se puede visualizar gráficamente en la Figura 3.5. En esta figura se grafican los primeros 97 datos de demanda real, donde cada grupo de datos o clúster resultante se muestra con un color distinto. Cada clúster es representado por un valor igual al promedio de los datos agrupados.

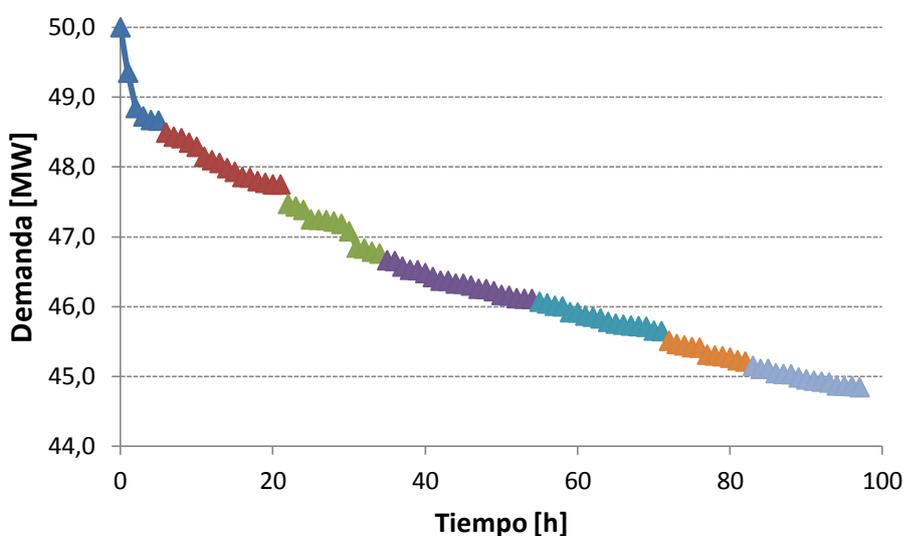


Figura 3.5: Agrupación de los primeros 97 datos de demanda real.

En la curva de duración de la demanda real mostrada en la Figura 3.4, se puede observar que la mayor parte de los datos de demanda original se encuentra entre los 20 y 30 MW. Debido a esto, la mayor parte de los centroides de los clústeres también se encuentran en ese rango, lo cual se puede observar en la Figura 3.6 que muestra el número de clústeres que hay en cada nivel de demanda. En la Figura 3.6 se ve que para una mejor representación de los datos originales, resulta un mayor número de clústeres en el rango medio de la demanda que en los valores extremos de ella. Al rango de mayor demanda le corresponde una menor cantidad de clúster debido a la menor concentración de datos en ese sector, que es una característica propia de la demanda original.

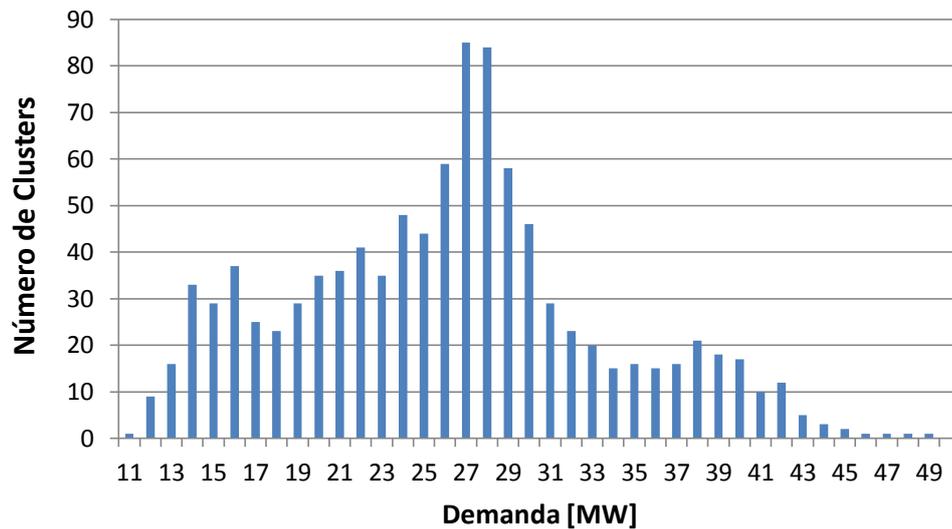


Figura 3.6: Número de clústeres por cada MW de demanda

Del resultado del clustering, es importante mencionar que el valor máximo de la demanda pasa de ser 50 [MW] a 49.04 [MW]. Por otro lado, el factor de carga de la demanda original es de 0.52, que calculado en los nuevos datos de demanda es de 0.53, aumento que se explica por la disminución del valor máximo de demanda. Es natural que a menor número de clústeres el factor de carga aumente, pero es importante para este estudio que el factor de carga no varíe demasiado para no afectar el cálculo de la función densidad de probabilidad de la energía no suministrada debido al uso de la medida CVaR como restricción cuando el diseñador es averso al riesgo.

Finalmente, si se compara la energía demandada total entre los datos de demanda original y los datos resultantes del clustering, se tiene que esta última es igual a 229567 [MWh] con una diferencia a la original del orden de 10^{-4} [Wh].

3.5. Cálculo de probabilidades

El modelo de optimización utiliza todos los posibles estados de disponibilidad de los elementos que componen el diseño de la subestación, es decir, considera la enumeración completa de los posibles estados de la subestación según el estado de disponibilidad o indisponibilidad de cada elemento.

La indisponibilidad de distintos tipos de elementos de la subestación se asume independiente. Sin embargo, debido a la consideración de eventos que producen falla de modo común de transformadores y de DSR es que la indisponibilidad de más de uno de estos tipos de elementos se debe tanto al evento de falla de modo común como a los eventos que los hacen fallar independientemente.

3.5.1. Probabilidad independiente

La probabilidad de falla de cada elemento de la subestación se calcula en base a su tasa de falla y su tasa de reposición del servicio las cuales se miden en ocurrencias por año. Este trabajo considera que los transformadores y cables tienen una tasa de falla de 0.2 occ/año y un promedio de reparación de 240 horas. Los equipos DSR se asumen con una indisponibilidad de 6 veces por año con una duración promedio de 7 días. Por último, se considera que el generador de respaldo tiene una tasa de falla de 1 occ/año con un promedio de reparación de 24 horas. Las tasas de falla, de reposición y la disponibilidad de cada elemento se resumen en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Índices de confiabilidad de los elementos de la subestación

Infraestructura	Tasa de falla [occ/año]	Tasa de reposición [occ/año]	Disponibilidad
Transformador y cable	0.2	36.5	0.99455
DSR	6	52.143	0.89681
Generador de respaldo	1	365	0.99727

Como se puede observar en la Tabla 3.3, cada transformador y cable es más confiable que un equipo DSR. Por otro lado, el generador de respaldo es el más confiable de todos los elementos de la subestación pues se espera que se encuentre disponible cuando se le requiera.

3.5.2. Fallas modo común

En este trabajo se considera que los transformadores y los equipos DSR pueden tener fallas de modo común (CMF, por su sigla en inglés), o también llamadas fallas de causa común. Por un lado, los transformadores pueden fallar conjuntamente debido a un desastre natural como una inundación. Por otro lado, los equipos DSR pueden estar indisponibles en conjunto debido a condiciones climáticas extremas como una ola de calor en el verano. La probabilidad de estos eventos se calcula en base a su frecuencia y a la duración que tenga su impacto en la subestación. Para la falla modo común de los transformadores y DSR se considera una duración de 7 días y 5 horas respectivamente. La frecuencia con que ocurren estos eventos es sujeto de estudio dentro de este trabajo, considerándose una frecuencia base de uno cada 10 años y uno cada 1 año para el caso de transformadores y DSR respectivamente.

La expresión matemática de la falla múltiple de un tipo de elemento, ya sea transformador o DSR, considerando la posibilidad de falla modo común, son distintas si la subestación se diseña con dos o tres elementos de estos. Por esto, a continuación se presenta el cálculo de cada una de estas probabilidades, basándose en la idea detrás del modelo factor-beta básica mostrada en [14], en el cual se asume que las tasas de falla múltiple independiente y debido a una causa común son conocidas, y que la probabilidad de falla múltiple

corresponde a la suma de la probabilidad de que fallen de manera independiente y la probabilidad de falla de modo común.

3.5.2.1. Falla modo común de 2 elementos

Sea P_{CMF} la probabilidad de que ocurra un evento que produce una falla modo común, y sea P la probabilidad independiente de que un elemento esté disponible, la expresión matemática correspondiente a la salida de uno de ellos se muestra en la ecuación (3.16).

$$P_{N-1} = P(1 - P)(1 - P_{CMF}) \quad (3.16)$$

En cuanto a la salida de dos elementos, como puede ocurrir de manera independiente o debido a la falla modo común, su probabilidad es la suma de la probabilidad de ambos eventos como se muestra en la ecuación (3.17).

$$P_{N-2} = P^2(1 - P_{CMF}) + P_{CMF} \quad (3.17)$$

Por ejemplo, para el caso donde se considere el diseño con dos transformadores, la expresión para la salida de ambos se muestra en la ecuación (3.18) la cual está dada por la probabilidad de que ambos estén fuera de servicio por un evento independiente (P_T) y que no ocurra el evento de falla modo común, sumada a la probabilidad de que ocurra el evento falla modo común (P_{CMF_T}) en donde ambos transformadores fallan en conjunto debido a la misma causa.

$$P_{N-2}^T = P_T P_T (1 - P_{CMF_T}) + P_{CMF_T} \quad (3.18)$$

3.5.2.1. Falla modo común de 3 elementos

Por definición, cuando ocurre un evento de falla modo común se produce la salida de servicio de más de un elemento en conjunto. Es por esto, que la expresión para la salida de solo un elemento de entre 3 está dada por probabilidad de que este elemento este indisponible y los otros 2 disponibles y que además no se produce el evento de falla modo común. La probabilidad de que solo un elemento determinado falle está dada por la ecuación (3.19).

$$P_{N-1} = P^2 (1 - P) (1 - P_{CMF}) \quad (3.19)$$

Al considerar que tres elementos pueden fallar debido a una causa común, existe la posibilidad de que fallen solo 2 elementos en conjunto como también los tres. Debido a esto, es necesario definir un factor σ cuyo valor sea entre 0 y 1, que represente la fracción de veces que fallan los 3 elementos. De este modo, el valor $(1 - \sigma)$ representa la fracción de veces que fallan solo 2 de los 3 elementos.

Al haber 3 maneras en que fallen 2 elementos, en la expresión matemática de la probabilidad que 2 elementos determinados estén fuera de servicio que se muestra en la ecuación (3.20), el término de probabilidad debido a la falla modo común debe estar multiplicado por el factor $(1 - \sigma)/3$.

$$P_{N-2} = P(1 - P)^2(1 - P_{CMF}) + P_{CMF}(1 - \sigma)/3 \quad (3.20)$$

Por último, la expresión para la probabilidad de que fallen los 3 elementos se muestra en la ecuación (3.21).

$$P_{N-3} = (1 - P)^3(1 - P_{CMF}) + \sigma P_{CMF} \quad (3.21)$$

Por ejemplo, para el caso donde se consideren tres equipos DSR en el diseño de la subestación, la probabilidad de que fallen las tres (P_{N-2}^{DSR}), como se muestra en la ecuación (3.22), está dada por la probabilidad de que fallen de manera independiente $(1 - P_{DSR})^3$ y la probabilidad que no ocurra el evento que produce la falla modo común $(1 - P_{CMF_DSR})$, sumado con la probabilidad de que se produzca la falla modo común (P_{CMF_DSR}) y que fallen los 3 equipos (σ).

$$P_{N-2}^{DSR} = (1 - P_{DSR})^3(1 - P_{CMF_DSR}) + \sigma P_{CMF_DSR} \quad (3.22)$$

3.5.3. Probabilidad de estado de la subestación

De no considerar fallas modo común, la probabilidad de cada estado de operación está dada por la multiplicación de la disponibilidad o indisponibilidad, según sea el caso, de cada elemento de la subestación. Al considerar falla modo común, la probabilidad de cada estado de operación depende de los elementos que se consideren fuera de servicio pues está dada por la multiplicación de la disponibilidad o indisponibilidad de los elementos que no son afectados por las fallas modo común, multiplicado por la probabilidad del tipo de salida de servicio de los elementos que si son afectados por algún tipo de falla modo común como transformadores y DSR.

La probabilidad de cada estado de operación (ρ_S) se puede representar como se muestra en la ecuación (3.23).

$$\rho_S = P_{N_t-i}^T \cdot P_{N_dsr-j}^{DSR} \cdot P^{C1} \cdot P^{C2} \cdot P^G \quad (3.23)$$

Donde:

- $P_{N_t-i}^T$ es la probabilidad de que i transformadores no estén disponibles de un número total de N_t .

- $P_{N_dsr-j}^{DSR}$ es la probabilidad de que j equipos DSR no estén disponibles de un número total de N_dsr .
- P^{C1} es igual a A_{C1} si el cable 1 está disponible o $(1-A_{C1})$ si está indisponible.
- P^{C2} es igual a A_{C2} si el cable 2 está disponible o $(1-A_{C2})$ si está indisponible.
- P^G es igual a A_G si el generador de respaldo está disponible o $(1-A_G)$ si está indisponible.

3.6. Costos de la subestación

Los costos asociados a los distintos elementos de la subestación son tomados de [15], los cuales se encuentran en libras esterlinas (£), moneda del Reino Unido. El costo de inversión en transformadores es modelado por medio de un costo fijo igual a 9.000 [£/unidad/año] y un costo variable de 800[£/MVA/año]. El costo de inversión en cable está dada por un costo variable que depende del largo de la línea y su capacidad, e igual a 2.200 [£/km/MW/año]. En este estudio, se toma un largo de 4km para cada cable y de capacidad igual al 20% de la demanda máxima, es decir, 10MW. Con esto, el valor de cada cable es igual a 88.000[£/año]. Los costos de inversión en transformadores y cables corresponden a la anualidad correspondiente a un horizonte temporal de 10 años.

Por otro lado, los costos de los equipos DSR son mayormente dados por pago de disponibilidad del servicio y este es valorado en 2 [£/MW/h]. El costo del generador de respaldo está dado por su valor de renta y es igual 200 [£/MWh]. Por último, el costo asociado al corte de demanda (VoLL) se considera igual a 30.000[£/MWh]. En la Tabla 3.4 se muestra el resumen de estos costos.

Tabla 3.4: Resumen de costos de la subestación

	Costo	Unidad
Costo fijo transformador	9.000	[£/unidad/año]
Costo variable transformador	800	[£/MVA/año]
Costo de cable	88.000	[£/año]
Disponibilidad DSR	2	[£/MW/h]
Operación del Generador	200	[£/MWh]
VoLL	30.000	[£/MWh]

3.7. Casos de estudio

En los diferentes casos de estudio se pretende analizar los diseños por medio de la función de densidad de probabilidad de la energía no suministrada, los costos de los distintos elementos y la capacidad resultante de cada elemento de la subestación frente a distintos tipos de fallas modo común que afectan a los equipos DSR y los transformadores.

El primer caso de estudio consiste en considerar solo transformadores y DSR para observar el efecto que tiene este último en el diseño de la subestación frente a distintos tipos de falla modo común.

El segundo caso de estudio corresponde a considerar en el diseño transformadores, DSR, cables a subestaciones vecinas y un generador de emergencia. El objeto de este caso con una mayor cantidad de componentes es estudiar el efecto de la restricción CVaR en el diseño de la subestación, el efecto de las fallas modo común tanto de los equipos DSR como de transformadores, y por último la importancia de la diversificación.

3.7.1. Diseño sin apoyo de subestaciones vecinas

En este caso de estudio se analizará el diseño de la subestación considerando solamente transformadores y equipos DSR. Esto se hará comparando costos y las curvas de densidad de probabilidades de energía no suministrada tanto de diseño neutro al riesgo, averso al riesgo y de criterio N-1. Dentro de este estudio se considera distintos tipos de falla modo común de transformadores y DSR.

Para la falla modo común de transformadores se considera una frecuencia de estos eventos de una vez cada 10, 30 y 50 años en promedio. Para el caso de CMF de DSR se considera una frecuencia de ocurrencia de 1, 26 y 52 occ/año o en otras palabras que se produce en promedio 1 vez al año, 1 vez cada dos semanas y 1 vez cada semana del año.

Se considera también que la totalidad de la demanda es flexible, es decir, que la potencia máxima que se puede contratar entre los equipos DSR es igual a la demanda máxima y esta cantidad es repartida en montos iguales entre cada equipo DSR.

Por último, en la Figura 3.7 se muestra el diagrama de la subestación primaria de distribución con los elementos que se consideraran en este caso: 2 transformadores y 2 equipos DSR.

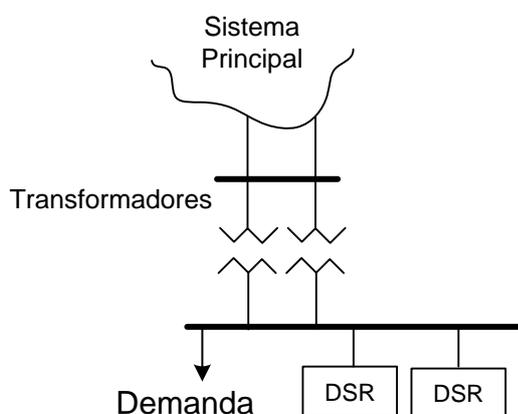


Figura 3.7: Diagrama de subestación primaria de distribución sin apoyo de subestación vecina.

3.7.2. Diseño con apoyo de subestaciones vecinas

En esta sección, se estudia el diseño de la subestación con todos los elementos que pueden ser incorporados a ella como transformadores y cables (tecnología convencional), y equipos DSR y generador de respaldo (tecnología inteligente). Particularmente, se estudia la influencia de la restricción de CVaR en la confiabilidad de la subestación, el efecto de las fallas modo común y la importancia del número de transformadores y de DSR. Esto se analizará en base a funciones densidad de probabilidad de energía no suministrada, contribución a esta función según elementos indisponibles y los gráficos de costos de cada diseño.

En la Figura 3.8 se muestra un diagrama de la subestación que incorpora en su diseño todas las tecnologías disponibles: transformadores, cables, DSR y generador de respaldo.

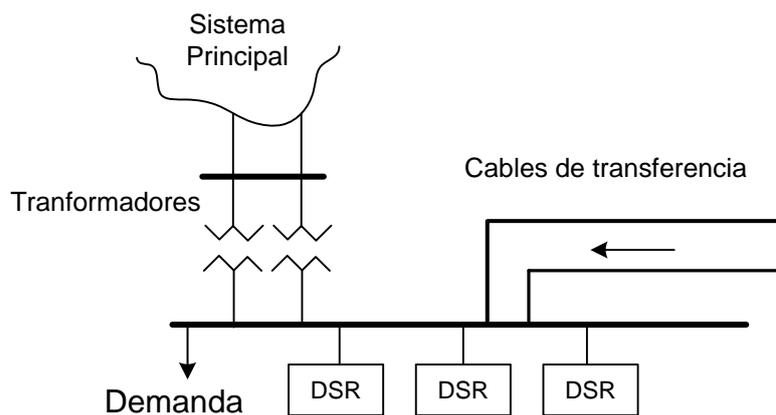


Figura 3.8: Diagrama de subestación primaria de distribución con apoyo de subestación vecina.

4. Resultados y análisis

Los resultados que se presentan en esta sección tienen variados objetivos: estudiar el efecto de la presencia de equipos DSR (“demand side response”) en el diseño de la subestación, estudiar el efecto de las distintas fallas modo común (CMF, por su sigla en inglés) que afectan tanto a los transformadores como a los equipos DSR, estudiar la diversificación de la capacidad de transformadores y DSR, y analizar el efecto de la restricción de CVaR.

4.1. Diseño sin apoyo de subestación vecina

Para estudiar el efecto, en cuanto a capacidad, costos y riesgo, que implica la presencia de equipos DSR en la subestación primaria de distribución, en esta sección se presentan los resultados de diseño solo con transformadores y equipos DSR; dos por cada tecnología. Se presenta la solución neutra al riesgo del modelo probabilístico de la subestación bajo 10 condiciones distintas: la primera sin considerar falla modo común de ninguna tecnología, y las 9 restantes, considerando distintas combinaciones de falla modo común de transformadores y equipos DSR. En cada caso, se compara la solución del diseño neutro al riesgo con el diseño bajo el criterio N-1 y con el diseño averso al riesgo.

4.1.1. Sin falla modo común de transformadores ni DSR

El diseño que entrega el modelo de optimización sin considerar la restricción de CVaR como tampoco alguna falla modo común, ni de transformadores ni de DSR, es justamente la solución tradicional dada de aplicar el criterio N-1, es decir, 2 transformadores de capacidad igual a la demanda máxima. Esta solución corresponde a la neutra al riesgo pues al minimizar los costos no se considera la restricción de CVaR.

Las soluciones de diseño neutro y averso al riesgo se muestran en la Tabla 4.1. En donde:

- A. Diseño óptimo neutro al riesgo, donde los costos son minimizados sin la restricción de CVaR.
- B. Diseño óptimo averso al riesgo, donde los costos son minimizados en presencia de la restricción CVaR (restricción: $CVaR \leq 27MWh/h$).

Tabla 4.1: Diseños óptimos sin CMF

Infraestructura	A (MW)	B (MW)
Transformadores	2x49.04	2x42.24
DSR	0	3x5.81

La función densidad de probabilidad de energía no suministrada (pdf de ENS) del diseño neutro y averso al riesgo se presenta en la Figura 4.1, donde el valor para ENS=0 es omitido por ser muy grande respecto al resto, y por no ser de importancia en este estudio de riesgo. En la Figura 4.1. es importante destacar que la curva de la solución sin restricción de

CVaR, corresponde a la probabilidad de no suministro cuando los 2 transformadores están indisponibles.

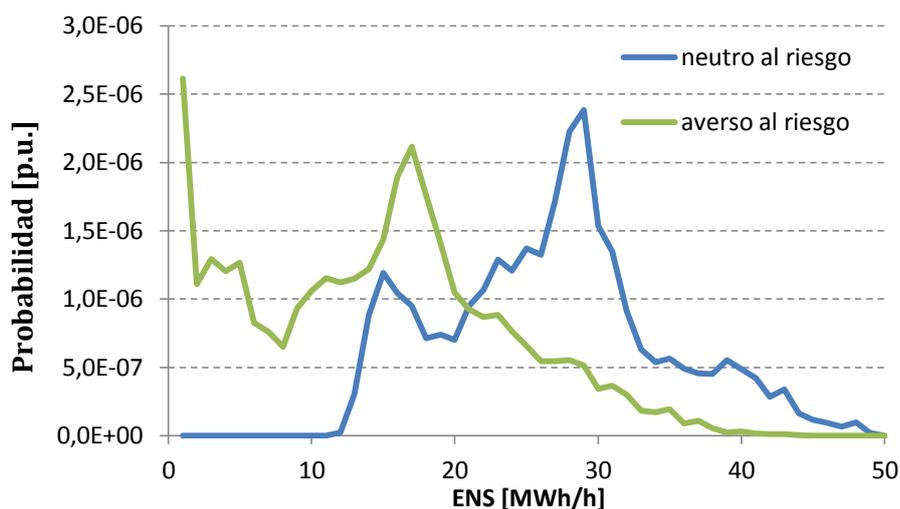


Figura 4.1: Pdf de ENS de diseños óptimos neutro y averso al riesgo sin CMF

La restricción de CVaR mejora la confiabilidad de la subestación debido a que disminuye la probabilidad de una alta energía no suministrada gracias a la incorporación en el diseño de equipos DSR que pueden actuar cuando algún transformador esté indisponible. Esta mejora en la confiabilidad tiene un costo mayor que ser neutro al riesgo. Los costos de ambos diseños se muestran en la Figura 4.2, en donde los costos por inversión en transformadores y cables corresponden la anualidad correspondiente a un horizonte temporal de 10 años. Cabe destacar que, con la restricción de CVaR se contratan equipos DSR y se disminuye la inversión en capacidad de transformación.

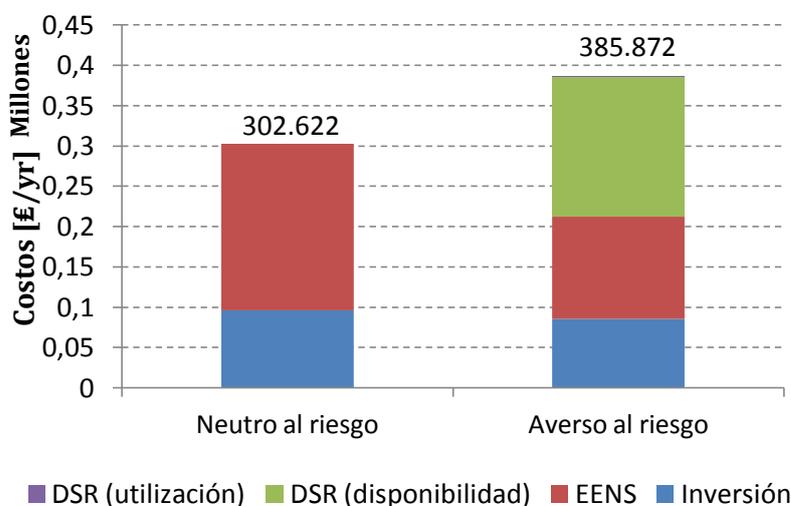


Figura 4.2: Costos de diseños óptimos sin CMF

El diseño tradicional, correspondiente al diseño bajo el criterio N-1, se va a tomar como diseño base para comparar el diseño neutro y averso al riesgo resultante de la

optimización al incorporar los distintos tipos de CMF que afectan a transformadores y equipos DSR.

4.1.2. Con CMF de transformadores cada 50 años y de DSR de 1 vez al año

En este caso el diseño de la subestación considera que los transformadores pueden verse afectados por una falla modo común cada 50 años y que los equipos DSR pueden estar indisponibles debido a una falla modo común en promedio 1 vez por año.

Las soluciones de diseño neutro y averso al riesgo se muestran en la Tabla 4.2, en donde:

- A. Diseño tradicional (criterio N-1).
- B. Diseño óptimo neutro al riesgo.
- C. Diseño óptimo averso al riesgo (restricción: $CVaR \leq 10MWh/h$).

Tabla 4.2: Diseño tradicional, neutro al riesgo y averso al riesgo con CMF T50-DSR1

Infraestructura	A (MW)	B (MW)	C (MW)
Transformador	2x49.04	2x40.37	2x41.5
DSR	0	2x19.35	2x21.89

Ante la consideración de falla modo común, en el diseño neutro al riesgo se contratan y utilizan equipos DSR, cuestión que se contrasta con el caso anterior 4.1.1, en donde al no considerar la ocurrencia de falla modo común, esta tecnología no es contratada. Observando solamente la solución de la infraestructura, se concluye que en términos económicos resulta menos costoso comenzar a invertir en DSR en vez de una mayor capacidad de los transformadores.

En la Figura 4.3 se muestran las funciones de densidad de probabilidad de ENS del diseño tradicional, neutral y averso al riesgo.

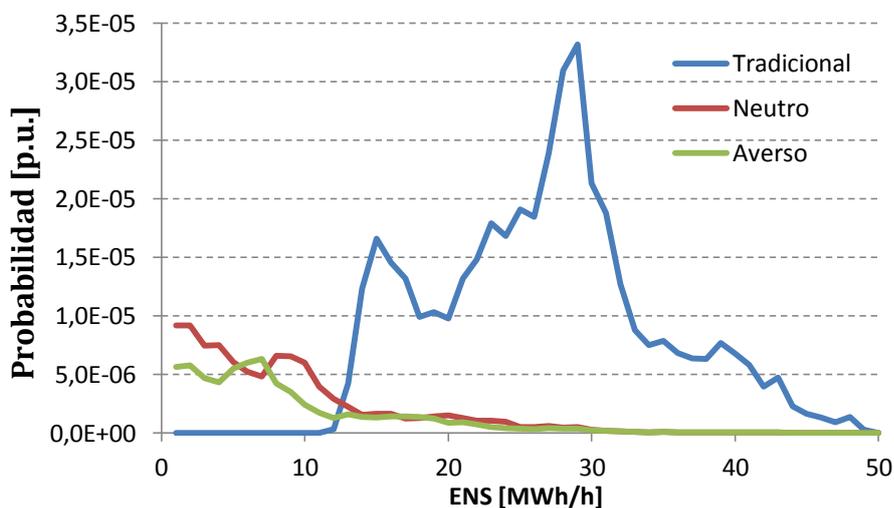


Figura 4.3: Pdf de ENS de los diseños tradicional, neutro y averso al riesgo con CMF T50-DSR1

En la Figura 4.3 se ve que el diseño tradicional tiene una mayor probabilidad de no suministro para altos niveles de energía por hora que el diseño óptimo neutro al riesgo, y evidentemente, también mayor que el diseño averso al riesgo.

La función densidad de probabilidad de ENS del diseño tradicional se debe a los estados en que la subestación tiene fuera de servicio a ambos transformadores. En la función densidad de probabilidad de ENS del diseño neutro y averso al riesgo, no es claro a qué estados de la subestación se debe su curva. Es por esto que, en la Figura 4.4 y la Figura 4.5 se muestra en color la contribución a la función densidad de probabilidad de cada tipo de estado de falla de elementos de la subestación, tanto del diseño neutro y averso al riesgo respectivamente. En la Figura 4.4 y la Figura 4.5, la salida forzosa de ambos transformadores aportan a la pdf de ENS lo que se muestra en color rojo, y los estados en donde se tiene una indisponibilidad simultánea de 1 transformador y 2 equipos DSR contribuyen a la pdf de ENS lo que se muestra en amarillo. En la Figura 4.4, se logra notar el predominio del estado donde ambos transformadores se encuentran indisponibles, que se explica por la existencia de la falla modo común de transformadores.

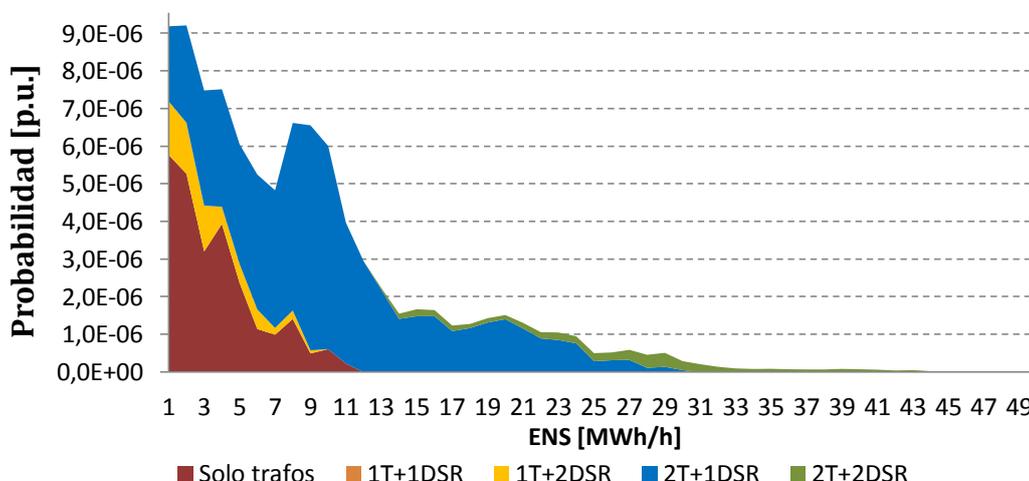


Figura 4.4: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo con CMF T50-DSR1.

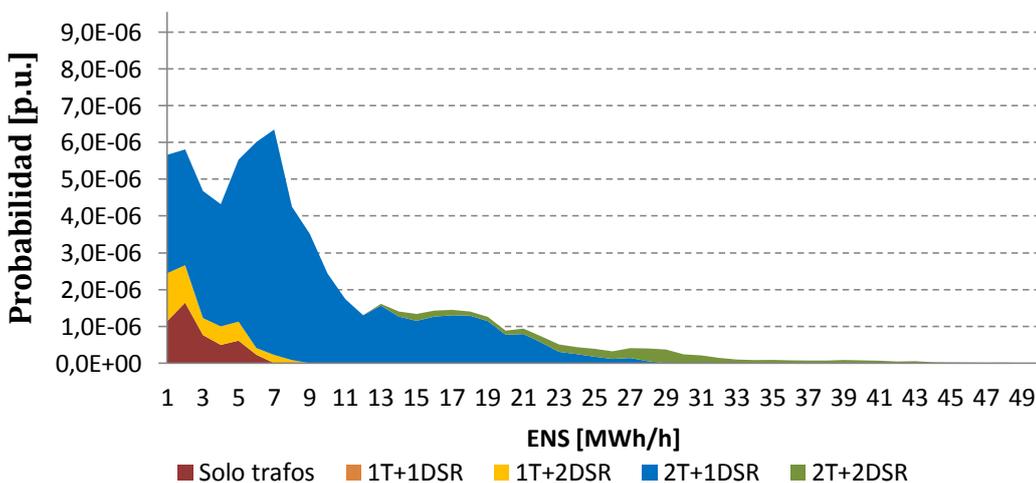


Figura 4.5: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño averso al riesgo con CMF T50-DSR1.

Al comparar la Figura 4.4 y Figura 4.5 se puede observar que la restricción de CVaR hace principalmente que el diseño óptimo disminuya tanto la probabilidad como el nivel de impacto que produce la salida de ambos transformadores.

En la Figura 4.6 se muestra el costo de cada diseño desglosado en: inversión en transformadores, costos de energía no suministrada esperada y costo de contratación o disponibilidad de equipos DSR como también su utilización. El costo del diseño tradicional (criterio N-1) evaluado en el modelo probabilístico es alto comparado con el diseño neutro al riesgo y averso al riesgo debido principalmente por el costo esperado de energía no suministrada. Los mismos costos reflejan que la exposición al riesgo es mayor en el diseño tradicional que un diseño neutro al riesgo. El costo de tener un diseño aún más robusto al ser averso al riesgo, se debe a la mayor contratación de equipos DSR.

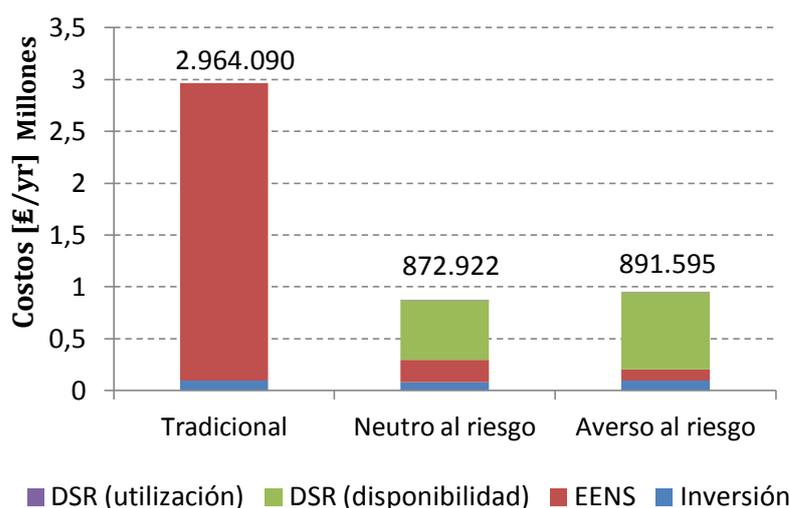


Figura 4.6: Costos de diseño tradicional, neutro y averso al riesgo con CMF T50-DSR1.

4.1.3. Con CMF de transformadores cada 50 años y de DSR de 26 veces al año

Este caso, al igual que el anterior, considera que los transformadores pueden verse afectados por una falla modo común cada 50 años, pero que los equipos DSR pueden estar indisponibles debido a una falla modo común más frecuente: en promedio 26 veces por año.

Las soluciones de diseño neutro y averso al riesgo se muestran en la Tabla 4.3 en donde:

- A. Diseño tradicional (criterio N-1).
- B. Diseño óptimo neutro al riesgo.
- C. Diseño óptimo averso al riesgo (restricción: $CVaR \leq 12MWh/h$).

Tabla 4.3: Diseño tradicional, neutro al riesgo y averso al riesgo con CMF T50-DSR26.

Infraestructura	A (MW)	B (MW)	C (MW)
Transformador	2x49.04	2x42.77	2x43.40
DSR	0	2x19.29	2x21.47

En cuanto al diseño neutro al riesgo, en comparación con el caso 4.1.2, una CMF de DSR más frecuente resulta en una casi imperceptible disminución de 0.06MW de la capacidad DSR contratada, pero un aumento de la capacidad de transformación, que no deja de ser significativa, de 2.4MW por cada transformador.

En la Figura 4.7 se muestra la pdf de ENS de los tres diseños, en donde la del diseño tradicional, compuesto por solo dos transformadores, es naturalmente igual a la del caso anterior debido a que solo difieren en las probabilidades de los elementos DSR. En la Figura 4.7 se puede notar que la pdf de ENS de los diseños neutro y averso al riesgo no cambia en demasía, en cuanto a forma, con respecto al caso anterior 4.1.2.

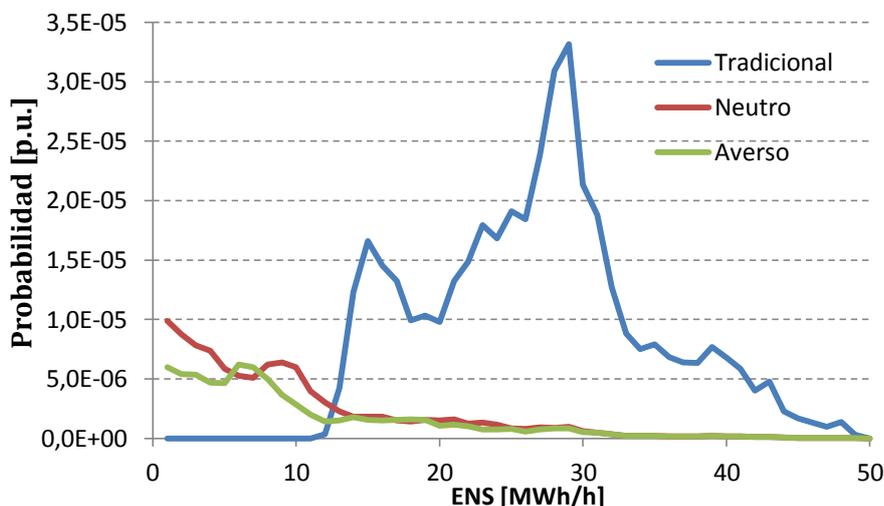


Figura 4.7: Pdf de la ENS de los diseños tradicional y, neutro y averso al riesgo con CMF T50-DSR26

En los gráficos de área de la Figura 4.8 y Figura 4.9 se pueden notar las diferencias en la pdf de la ENS entre los diseño neutro y averso al riesgo. Como en el diseño averso al riesgo la capacidad contratada de DSR aumenta en total 4.4MW con respecto al diseño neutro al riesgo, es en esta misma cantidad que se desplaza hacia la izquierda la contribución de la salida de los 2 transformadores (rojo), lo que implica un menor nivel de impacto de los eventos HILP.

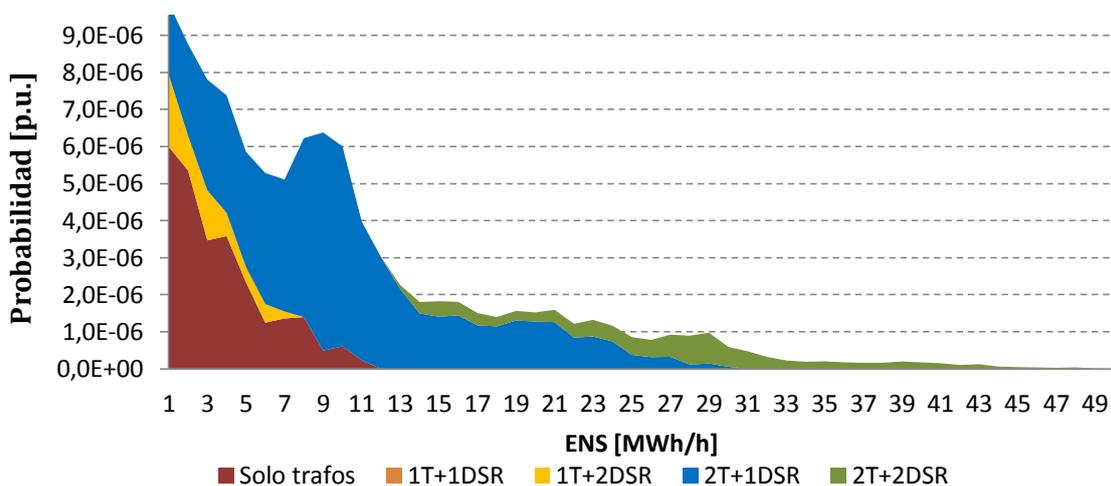


Figura 4.8: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo con CMF T50-DSR26.

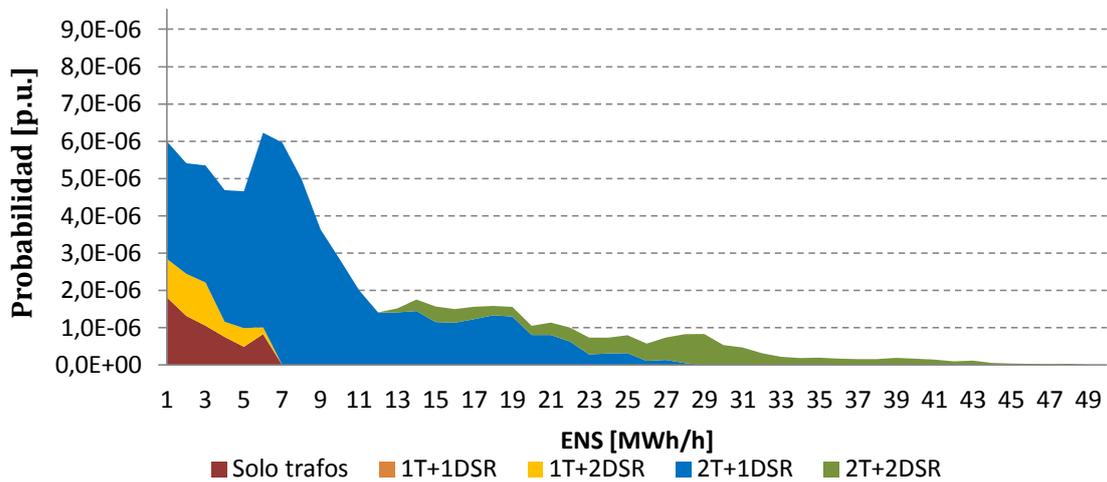


Figura 4.9: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño averso al riesgo con CMF T50-DSR26.

En la Figura 4.10 se muestra el costo del diseño tradicional, neutro al riesgo y averso al riesgo. Como este caso se diferencia del anterior 4.1.2, solo por un cambio en la probabilidad de falla modo común de DSR, el costo del diseño tradicional es igual. La mayor robustez de los diseños neutro y averso al riesgo se ve reflejada en la disminución del costo asociado a energía no suministrada esperada.

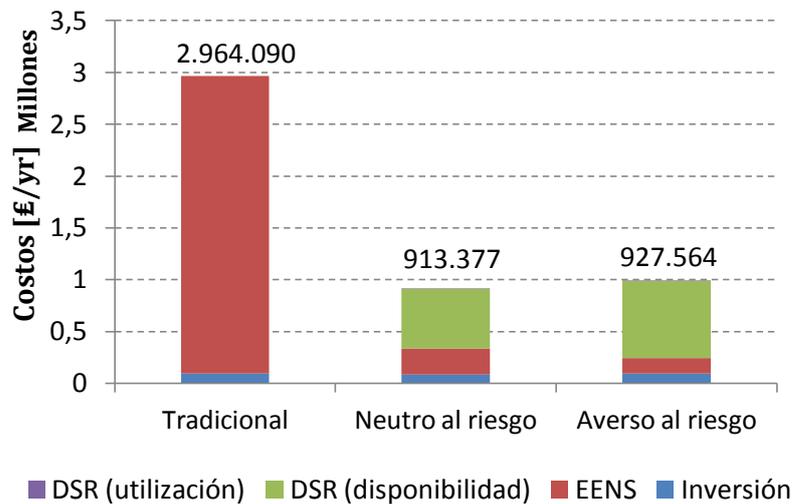


Figura 4.10: Costos de diseño tradicional, neutro y averso al riesgo con CMF T50-DSR26

4.1.4. Con CMF de transformadores cada 50 años y de DSR de 52 veces al año

Este caso de estudio considera que los transformadores pueden verse afectados por una falla modo común cada 50 años y que la falla modo común de DSR ocurre en promedio 52 veces por año.

El diseño tradicional, neutro y averso al riesgo se muestran en la Tabla 4.4 en donde:

- A. Diseño tradicional (criterio N-1).
- B. Diseño óptimo neutro al riesgo.
- C. Diseño óptimo averso al riesgo (restricción: $CVaR \leq 17MWh/h$).

Tabla 4.4: Diseño tradicional, neutro al riesgo y averso al riesgo con CMF T50-DSR52

Infraestructura	A (MW)	B (MW)	C (MW)
Transformador	2x49.04	2x43.95	2x43.95
DSR	0	2x19.20	2x22.16

En el diseño neutro al riesgo se corrobora que para una falla modo común de DSR más frecuente, el modelo invierte en transformadores de mayor capacidad para compensar el mayor costo por energía esperada no suministrada debido a la mayor probabilidad de falla de los equipos DSR. En la Figura 4.11 se observa la pdf de ENS de los 3 diseños, los cuales no muestra cambios relevantes en comparación a los casos anteriores.

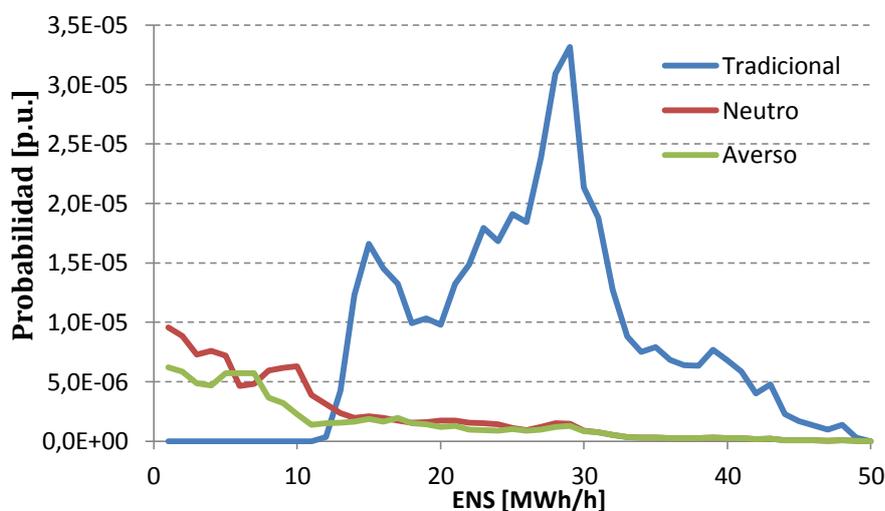


Figura 4.11: Pdf de la ENS de los diseños tradicional y, neutro y averso al riesgo con CMF T50-DSR52

Observando la Figura 4.12 y Figura 4.13 se puede comprender por qué los transformadores del diseño neutro al riesgo tienen la misma capacidad que los del diseño averso al riesgo. La razón está en que los estados en donde se encuentra disponibles solo un transformador (color amarillo), estos alcanzan un nivel de energía no suministrada de hasta aproximadamente 6MWh/h, que por el valor de $1-\alpha$ no es considerada dentro de la cola de la pdf de ENS y por lo tanto no se ve afectada por la restricción de CVaR. Esto se concluye a raíz de que en el diseño óptimo averso al riesgo, la medida de riesgo VaR entregada por el modelo luego de la optimización es igual a 6.2MWh/h.

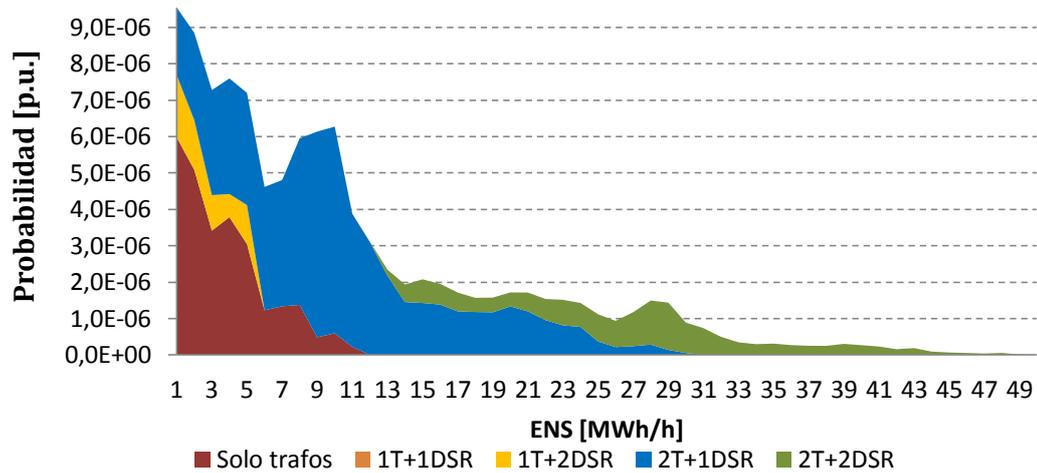


Figura 4.12: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo con CMF T50-DSR52.

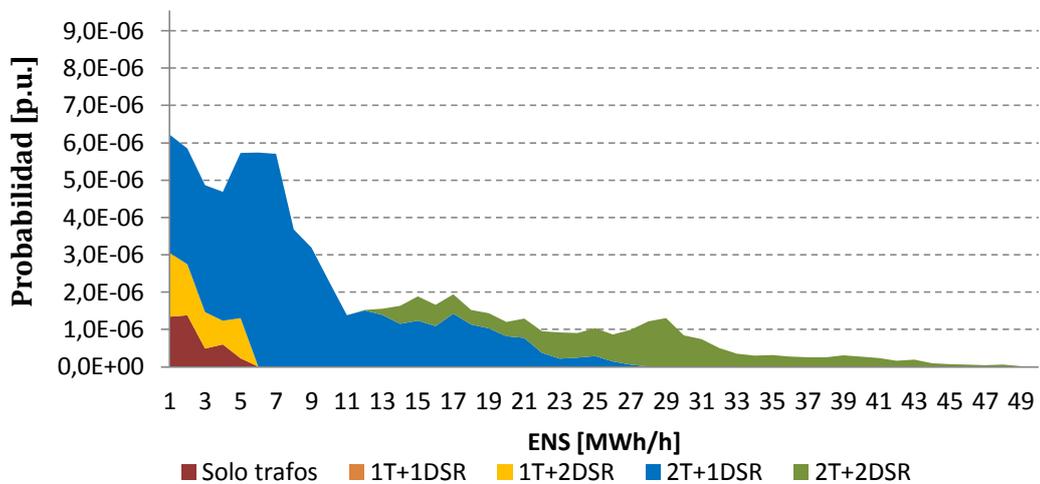


Figura 4.13: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño averso al riesgo con CMF T50-DSR52.

En la Figura 4.14 se muestran los costos del diseño tradicional, neutro y averso al riesgo. En ella se ve claramente la ventaja de los diseños óptimos frente al diseño convencional puesto que disminuye considerablemente el costo debido a la energía no suministrada esperada. También se ve en la Figura 4.14 como la restricción de CVaR implica una mayor contratación de equipos DSR obteniendo una menor exposición al riesgo, situación que se refleja en el menor costo de energía esperada no suministrada en el diseño averso al riesgo.

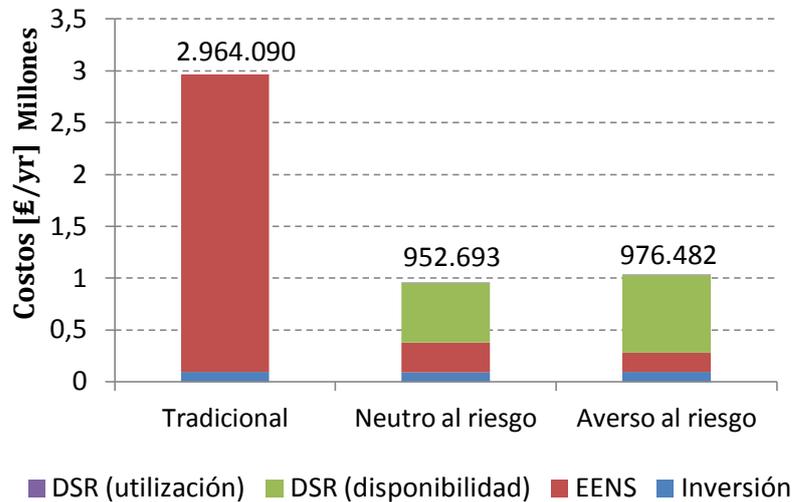


Figura 4.14: Costos de diseño tradicional, neutro y averso al riesgo con CMF T50-DSR52

4.1.5. Con CMF de transformadores cada 30 años y de DSR de 1 vez al año

Ahora se considera que los transformadores pueden verse afectados por una falla modo común cada 30 años y los equipos DSR sufren una falla modo común en promedio 1 vez por año.

Las soluciones de diseño neutro y averso al riesgo de este caso de estudio se muestran en la Tabla 4.5 en donde:

- A. Diseño tradicional (criterio N-1).
- B. Diseño óptimo neutro al riesgo.
- C. Diseño óptimo averso al riesgo (restricción: $CVaR \leq 11MWh/h$).

Tabla 4.5: Diseño tradicional, neutro al riesgo y averso al riesgo con CMF T30-DSR1

Infraestructura	A (MW)	B (MW)	C (MW)
Transformador	2x49.04	2x40.37	2x40.63
DSR	0	2x21.47	2x22.95

En la Figura 4.15 se muestra la pdf de ENS del diseño tradicional, neutro y averso al riesgo. En ella se puede identificar el peak de la pdf de ENS del diseño tradicional (sin considerar $ENS=0$) igual a $5.4E-05$, valor que es mayor que el caso de estudio ya visto en donde la falla común de transformadores ocurre cada 50 años, es decir, que cuando es menos frecuente. Por otro lado, la pdf de la ENS del diseño neutro y averso al riesgo es considerablemente más confiable que el diseño tradicional para altos niveles de ENS.

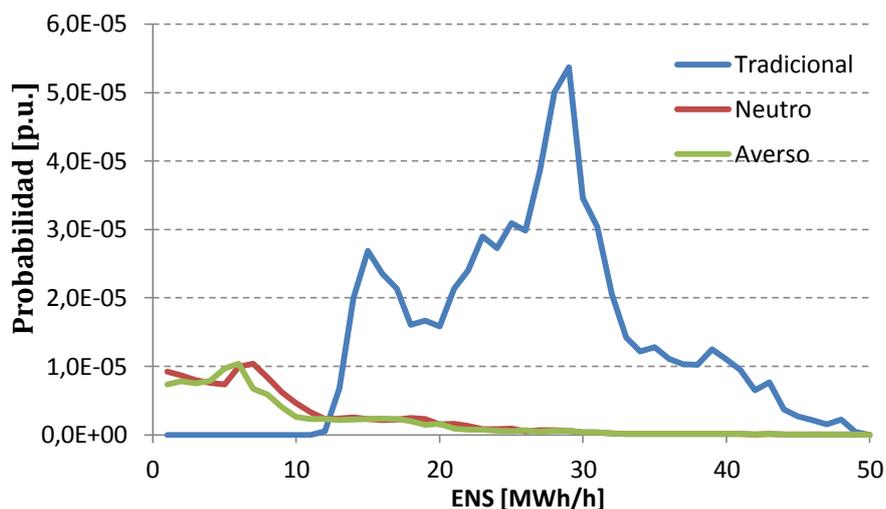


Figura 4.15: Pdf de la ENS de los diseños tradicional y, neutro y averso al riesgo con CMF T30-DSR1

En la Figura 4.16 y Figura 4.17 se muestran con detalle la contribución a la pdf de ENS de cada conjunto de elementos indisponibles en los diseños neutro y averso al riesgo de la subestación. Comparando ambos gráficos se observa que el área azul, correspondiente a la indisponibilidad de 2 transformadores y 1 DSR, se desplaza a la izquierda en 2MWh/h debido a que cada equipo DSR aumentó en 1.54MW (diferencia se debe a la discretización de la función). Por el mismo motivo, el área roja, correspondiente a la salida de ambos transformadores, se desplaza a la izquierda en 3MW pues quedan en servicio ambos equipos DSR.

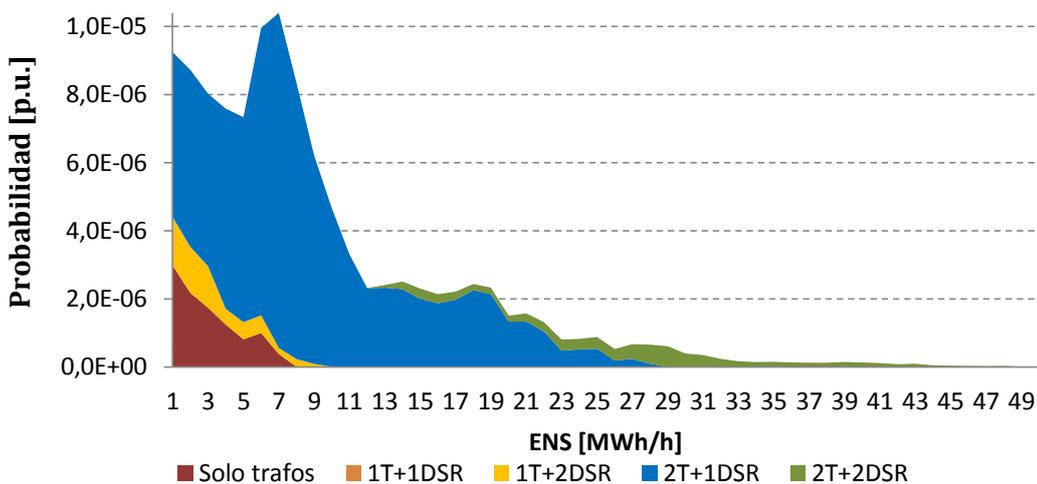


Figura 4.16: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo con CMF T30-DSR1.

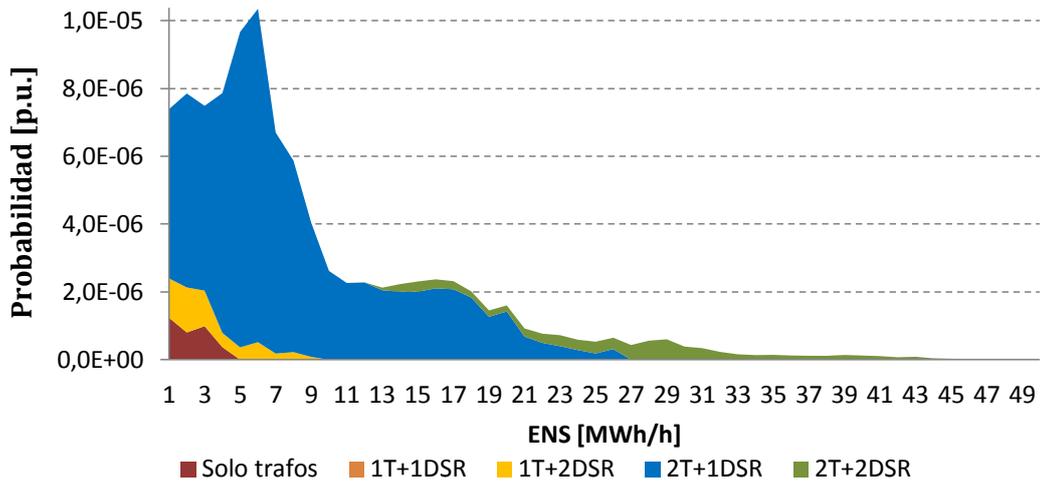


Figura 4.17: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño averso al riesgo con CMF T30-DSR1.

En la Figura 4.18 se muestran los costos del diseño tradicional, neutro y averso al riesgo. En ella, se observa que el costo total del diseño tradicional es aproximadamente 5 veces el costo del diseño neutro y averso al riesgo debido principalmente al costo por EENS.

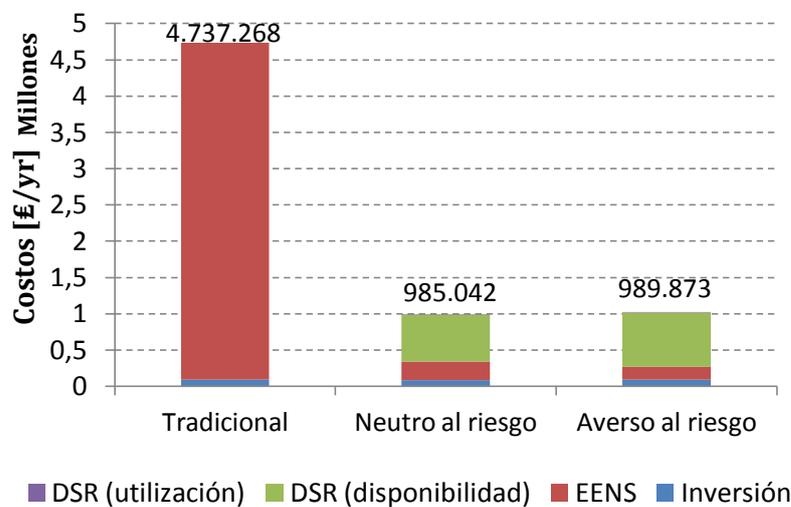


Figura 4.18: Costos de diseño tradicional, neutro y averso al riesgo con CMF T30-DSR1

4.1.6. Con CMF de transformadores cada 30 años y de DSR de 26 veces al año

Este caso de estudio considera que la falla común de transformadores ocurre en promedio una vez cada 30 años y que la falla modo común de DSR ocurre en promedio 26 veces por año.

Las soluciones de diseño neutro y averso al riesgo se muestran en la Tabla 4.6 en donde:

- A. Diseño tradicional (criterio N-1).
- B. Diseño óptimo neutro al riesgo.
- C. Diseño óptimo averso al riesgo (restricción: $CVaR \leq 12MWh/h$).

Tabla 4.6: Diseño tradicional, neutro al riesgo y averso al riesgo con CMF T30-DSR26

Infraestructura	A (MW)	B (MW)	C (MW)
Transformador	2x49.04	2x42.77	2x43.19
DSR	0	2x21.38	2x23.39

El diseño neutro al riesgo disminuye levemente la contratación de equipos DSR en 0.1MW cada uno y aumenta en 2.4MW la capacidad de cada transformador con respecto al caso anterior 4.1.5 (CMF T30-DSR1). Es decir, el aumento en la frecuencia de falla modo común de DSR gatilla el aumento de la capacidad de los transformadores. Por otro lado, cabe destacar que para el caso 4.1.3 (CMFT50-DSR26), donde se diseña con la misma frecuencia de ocurrencia de falla modo común de DSR, la capacidad de cada transformador resultante es 42.77MW, monto que es idéntico al invertido en la solución de diseño neutro al riesgo del caso actual mostrado en la Tabla 4.6.

La pdf de ENS de los 3 diseños se muestra en la Figura 4.19, en donde se puede ver la considerable mejora en confiabilidad de los diseños neutro y averso al riesgo con respecto al diseño tradicional.

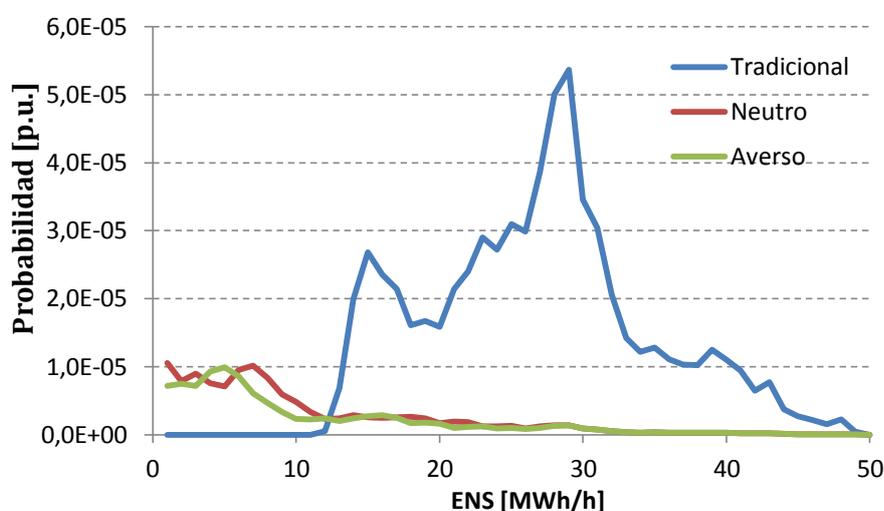


Figura 4.19: Pdf de la ENS de los diseños tradicional y, neutro y averso al riesgo con CMF T30-DSR26

En el diseño tradicional, la pdf de ENS corresponde a la indisponibilidad de todos sus componentes, es decir, ambos transformadores. En el diseño neutro al riesgo, la indisponibilidad de todos sus componentes significa la indisponibilidad de ambos transformadores y ambos equipos DSR. Lo que contribuye este tipo de estado de la subestación a la pdf de ENS se muestra en la Figura 4.20 con color verde.

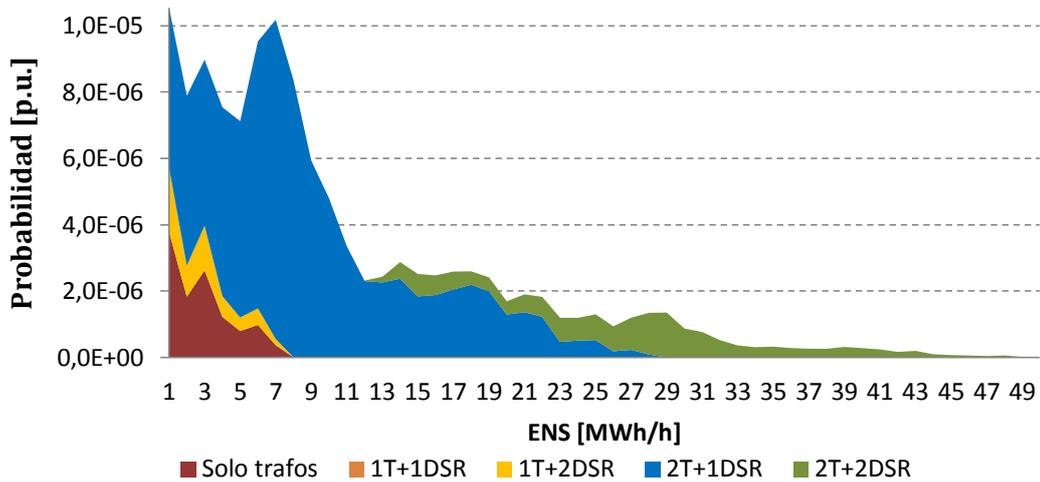


Figura 4.20: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo con CMF T30-DSR26.

Los estados que más influyen en la pdf de ENS, como se puede ver en la Figura 4.20, son los estados en donde quedan disponibles solo 1 o 2 equipos DSR (color rojo y azul). Es por esto que, en el diseño óptimo averso al riesgo se contrata mucho más DSR que lo que se invierte en transformadores. Esto implica que, tanto el área azul como el área roja, correspondientes a los estados nombrados, se desplazan hacia la izquierda para cumplir con la restricción de CVaR, lo que se puede observar al comparar la Figura 4.20 y la Figura 4.21.

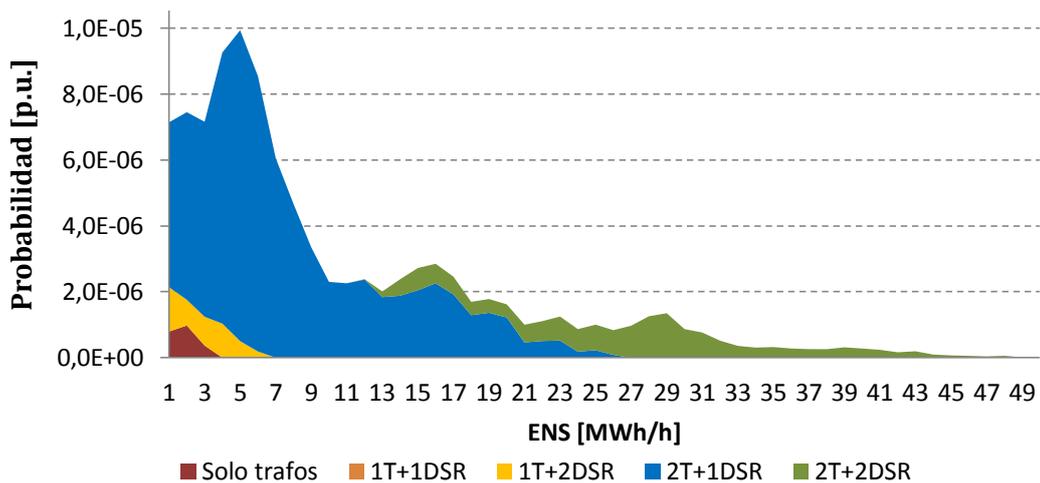


Figura 4.21: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño averso al riesgo con CMF T30-DSR26.

Al observar los costos de los 3 diseños presentados en la Figura 4.22, se nota claramente que lo más económico, en presencia de fallas modo común, es la incorporación de equipos DSR en el diseño. La mejora de confiabilidad con la restricción de CVaR implica un mayor gasto en disponibilidad de equipos DSR.

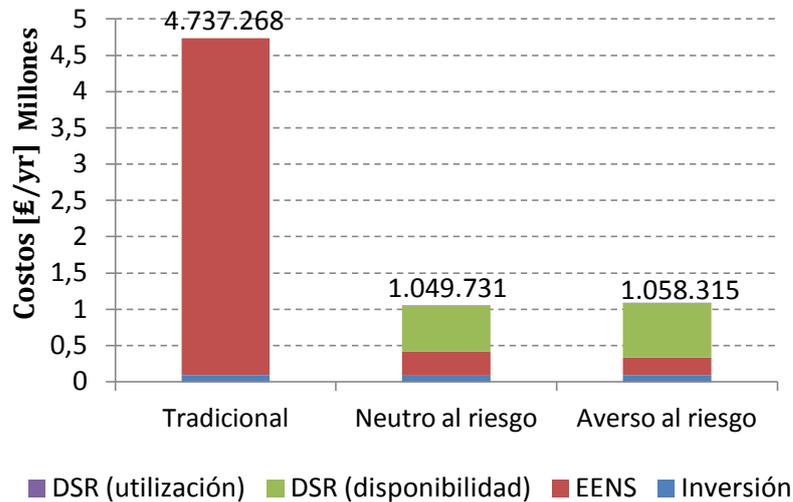


Figura 4.22: Costos de diseño tradicional, neutro y averso al riesgo con CMF T30-DSR26

4.1.7. Con CMF de transformadores cada 30 años y de DSR de 52 veces al año

En este caso de estudio, se realiza la optimización de la subestación considerando que los transformadores pueden verse afectados por una falla modo común cada 30 años y que la falla modo común de DSR ocurre en promedio 52 veces por año.

Las soluciones del diseño neutro y averso al riesgo se muestran en la Tabla 4.7, donde:

- A. Diseño tradicional (criterio N-1).
- B. Diseño óptimo neutro al riesgo.
- C. Diseño óptimo averso al riesgo (restricción: $CVaR \leq 14MWh/h$).

Tabla 4.7: Diseño tradicional, neutro al riesgo y averso al riesgo con CMF T30-DSR52

Infraestructura	A (MW)	B (MW)	C (MW)
Transformador	2x49.04	2x43.95	2x44.26
DSR	0	2x21.33	2x23.22

Con el aumento de la frecuencia de la falla modo común de equipos DSR con respecto al caso 4.1.6, el diseño neutro al riesgo tiene una leve menor contratación de DSR pero una notoria mayor inversión en capacidad de transformación de más de 1MW. Esto hace suponer que la mayor exposición al riesgo debido a la falla modo común de DSR se puede compensar aumentando la inversión en capacidad de transformación.

En la Figura 4.23 se muestra la función densidad de probabilidad del diseño tradicional, neutro y averso al riesgo.

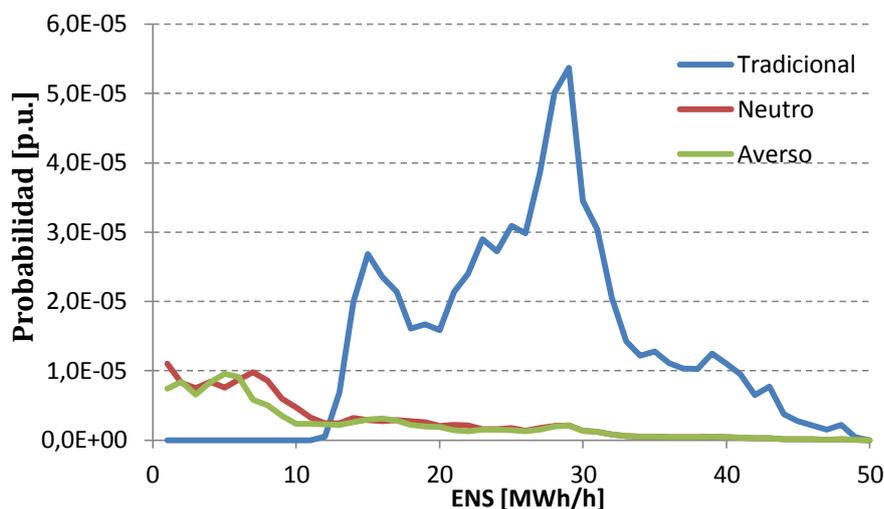


Figura 4.23: Pdf de la ENS de los diseños tradicional y, neutro y averso al riesgo con CMF T30-DSR52

En la Figura 4.24 y la Figura 4.25 se muestra la contribución a la pdf de ENS según los elementos indisponibles de la subestación. Comparando ambas figuras, se puede observar que la mejora de confiabilidad a través de la restricción de CVaR, se debe al desplazamiento hacia la izquierda del área azul y el área roja, correspondientes al tipo de estado en donde solo se encuentran disponibles 1 y 2 equipos DSR respectivamente. Esto se produce por el aumento de la contratación de DSR. El área verde, correspondiente a la indisponibilidad de todos los elementos, se mantiene pues representa al estado en donde todos los elementos están indisponibles. El estado en donde queda disponible solo un transformador, área amarilla, no se muestra mayor diferencia en ambos diseños, dado que la inversión en la capacidad de transformadores difiere en solo 0.3MW, monto muy pequeño para observar diferencias entre cada función densidad de probabilidad.

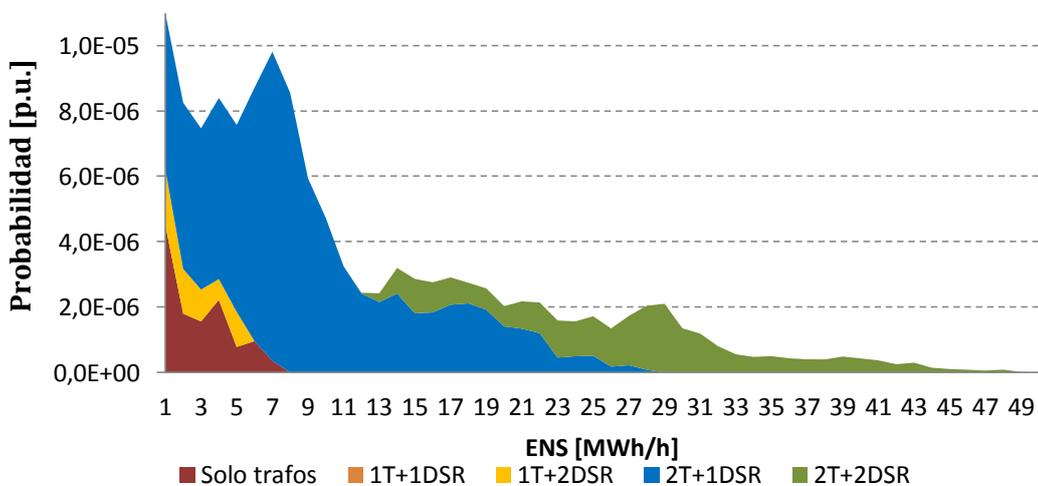


Figura 4.24: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo con CMF T30-DSR52.

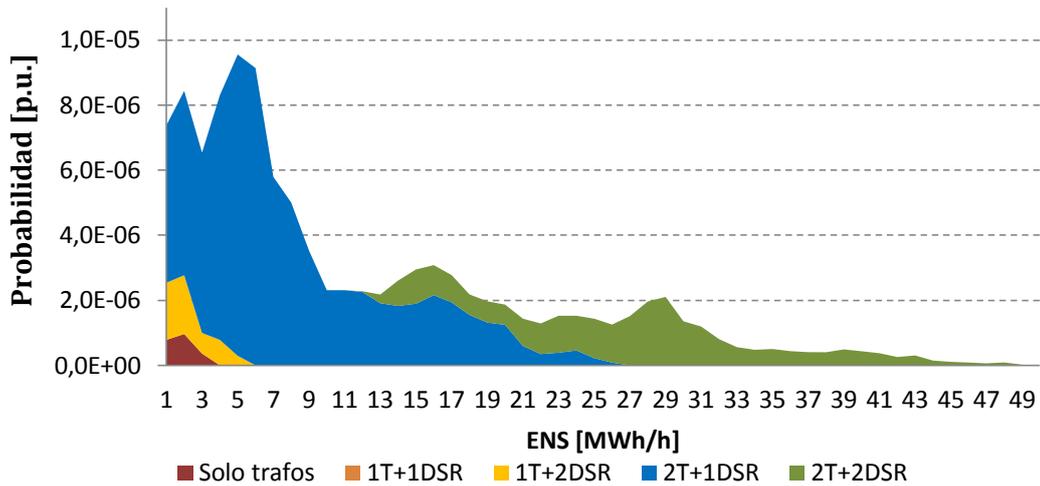


Figura 4.25: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño averso al riesgo con CMF T30-DSR52.

En la Figura 4.26, el costo de EENS refleja la mayor confiabilidad de los diseños neutro y averso al riesgo sobre el diseño tradicional. El diseño averso al riesgo es más robusto que el neutro al riesgo, lo que se puede observar en su menor costo por EENS; sin embargo, el costo total es mayor debido principalmente a la mayor contratación de DSR.

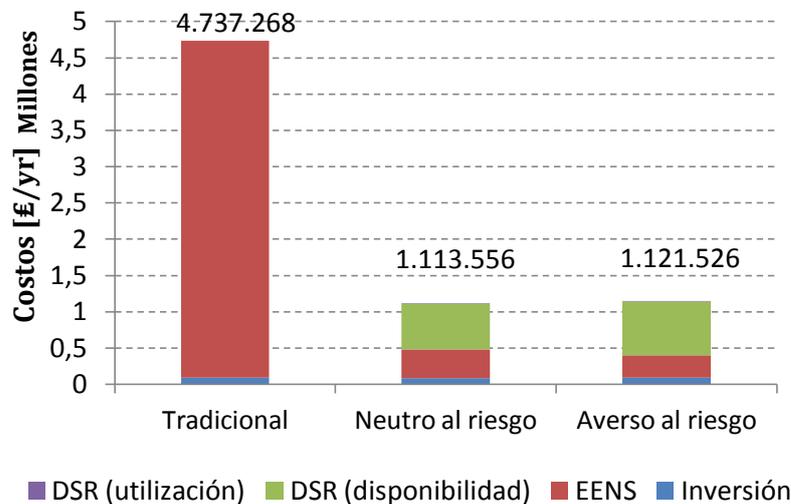


Figura 4.26: Costos de diseño tradicional, neutro y averso al riesgo con CMF T30-DSR52

4.1.8. Con CMF de transformadores cada 10 años y de DSR de 1 vez al año

Este caso de estudio considera que la falla modo común de transformadores ocurre cada 10 años y que la falla modo común de DSR ocurre en promedio 1 vez por año.

Las soluciones de diseño neutro y averso al riesgo se muestran en la Tabla 4.8 en donde:

- A. Diseño tradicional (criterio N-1).
- B. Diseño óptimo neutro al riesgo.
- C. Diseño totalmente averso al riesgo.

Tabla 4.8: Diseño tradicional, neutro al riesgo y averso al riesgo con CMF T10-DSR1

Infraestructura	A (MW)	B (MW)	C (MW)
Transformador	2x49.04	2x40.37	2x49.04
DSR	0	2x25	2x25

En el diseño neutro al riesgo se contrata el máximo posible de DSR, por lo que el diseño averso al riesgo solo puede invertir en capacidad de transformación para aumentar la confiabilidad de la subestación. Es por esto que, el diseño neutro al riesgo se compara con el diseño totalmente averso al riesgo que implica la inversión en la máxima capacidad de los transformadores correspondiente a la demanda máxima de la subestación.

En la Figura 4.27 se muestra la pdf de ENS de los 3 diseños. En ella se observa que para el tipo de falla modo común de transformadores de este caso, la inversión en mayor capacidad de transformación no implica un aumento significativo en la confiabilidad.

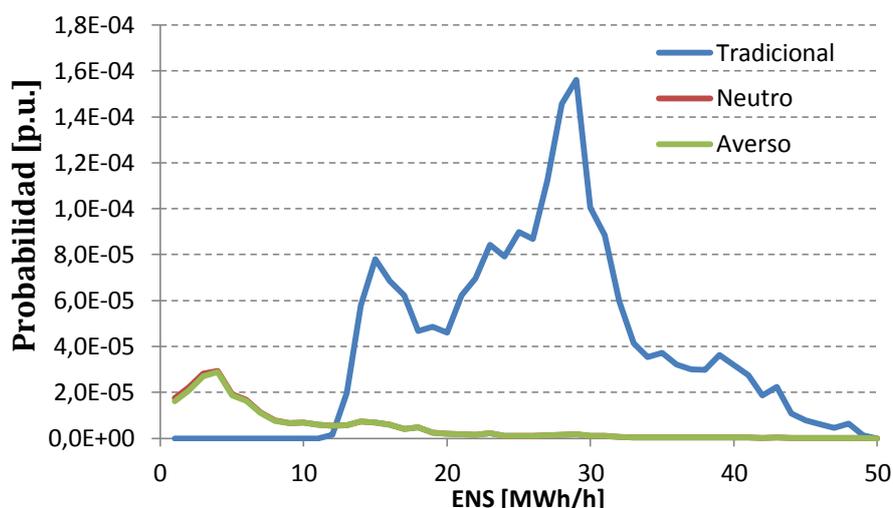


Figura 4.27: Pdf de la ENS de los diseños tradicional y, neutro y averso al riesgo con CMF T10-DSR1

En las Figura 4.28 y Figura 4.29 se muestran en detalle la pdf de ENS del diseño neutro y totalmente averso al riesgo. En ellas, se observa que el área de color rojo que se apreciaba en los casos anteriores, y que correspondía a los estados donde los transformadores de la subestación están fuera de servicio, ya no se presentan en estos gráficos debido a que en los dos diseños se contrata el monto máximo por equipo DSR. Es por ello, que la única diferencia entre la pdf de ENS del diseño neutro y totalmente averso al riesgo se debe al estado donde se encuentra disponible solo un transformador, cuya contribución se muestra en color amarillo. Como la capacidad de cada transformador del diseño neutro al riesgo difiere aproximadamente en 9MW de la demanda máxima, es este el nivel de demanda no suministrada que alcanza el estado donde se encuentra disponible solo uno de los transformadores.

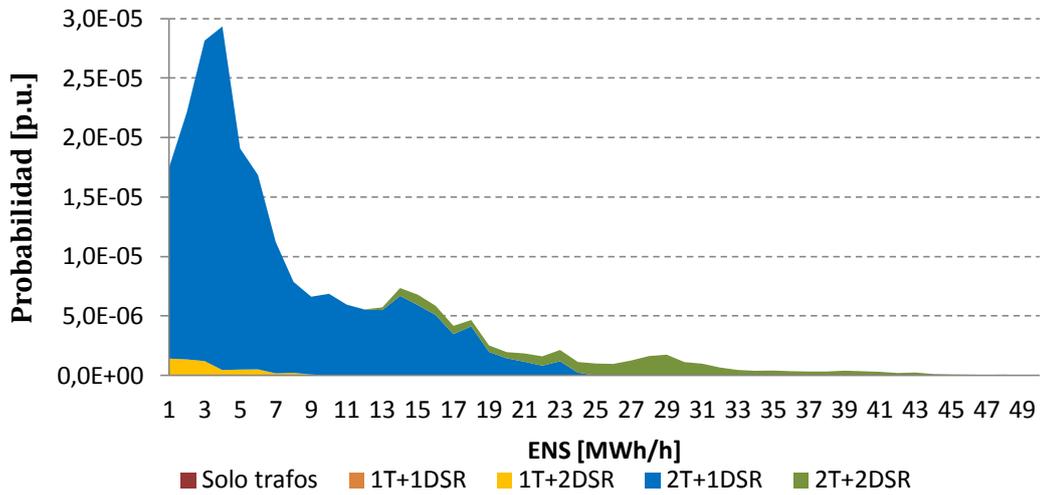


Figura 4.28: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo con CMF T10-DSR1.

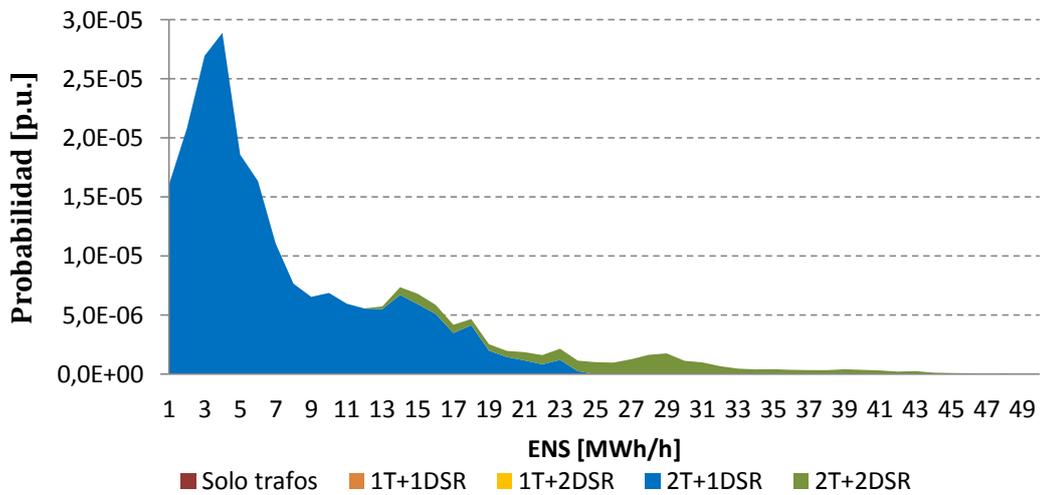


Figura 4.29: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño averso al riesgo con CMF T10-DSR1.

Los costos del diseño tradicional, neutro y totalmente averso al riesgo se muestran en la Figura 4.30. La diferencia entre el costo del diseño tradicional y el costo del diseño neutro al riesgo aumenta considerablemente con respecto a los casos estudiados anteriormente; el costo del diseño tradicional llega a ser aproximadamente 10 veces el costo del diseño óptimo neutro al riesgo. Por otro lado, el diseño totalmente averso al riesgo difiere del diseño neutro al riesgo solo en la mayor inversión en transformadores y, en consecuencia, también en la menor utilización de equipos DSR.

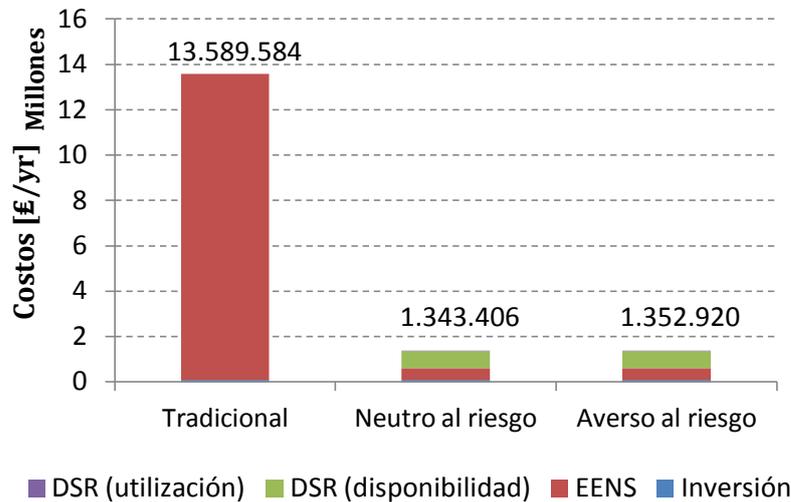


Figura 4.30: Costos de diseño tradicional, neutro y averso al riesgo con CMF T10-DSR1

4.1.9. Con CMF de transformadores cada 10 años y de DSR de 26 veces al año

En este caso de estudio se considera que los transformadores pueden verse afectados por una falla modo común cada 10 años en promedio y que la falla modo común de DSR ocurre en promedio 26 veces por año.

Las soluciones de diseño neutro y averso al riesgo se muestran en la Tabla 4.9 en donde:

- A. Diseño tradicional (criterio N-1).
- B. Diseño óptimo neutro al riesgo.
- C. Diseño totalmente averso al riesgo.

Tabla 4.9: Diseño tradicional, neutro al riesgo y averso al riesgo con CMF T10-DSR26

Infraestructura	A (MW)	B (MW)	C (MW)
Transformador	2x49.04	2x42.76	2x49.04
DSR	0	2x25	2x25

Con el aumento de la frecuencia con que los equipos DSR sufren una falla modo común a 26 veces por año, en el diseño neutro al riesgo se invierte en transformadores con una capacidad mayor que en el caso anterior 4.1.8, donde la falla modo común ocurre 1 vez al año. Observando las soluciones de los tres casos estudiados donde la falla modo común ocurre 26 veces al año (casos 4.1.3, 4.1.6 y 4.1.9), se tiene que en los diseños neutros al riesgo se invierte en la misma capacidad de transformación; 42.76MW por cada transformador. Lo mismo sucede con la capacidad de los transformadores, en los casos donde la frecuencia de ocurrencia de 1 vez al año de la falla modo común de equipos DSR (casos 4.1.2, 4.1.5 y 4.1.8), donde la capacidad invertida en transformadores es de 40.37MW.

La Figura 4.31 muestra la pdf de ENS del diseño tradicional, neutro y totalmente averso al riesgo del presente caso de estudio. En ella se ve que, la diferencia en inversión en la capacidad de transformadores de los diseños neutro y averso al riesgo no implica una diferencia significativa en la pdf de ENS.

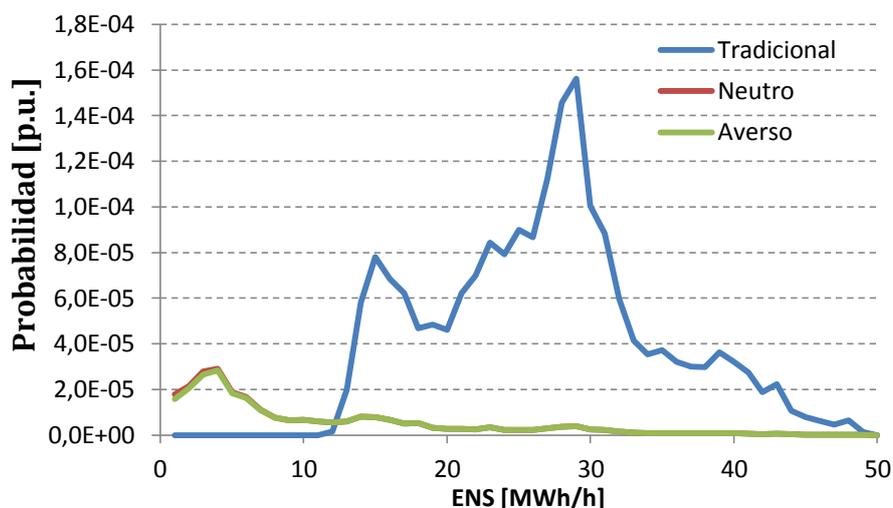


Figura 4.31: Pdf de la ENS de los diseños tradicional y, neutro y averso al riesgo con CMF T10-DSR26

En la Figura 4.32 y la Figura 4.33 se muestra la pdf de ENS de los diseños neutro y totalmente averso al riesgo respectivamente. En ella se puede ver que la pequeña diferencia en estas funciones se debe a la contribución del estado donde solo un transformador se encuentra disponible, que corresponde al área de color amarillo. Para este estado, el nivel de demanda no suministrada que alcanza en el diseño neutro al riesgo es hasta 6.28MWh/h, que en la Figura 4.32 se muestra hasta los 7MWh/h debido a la discretización de la función.

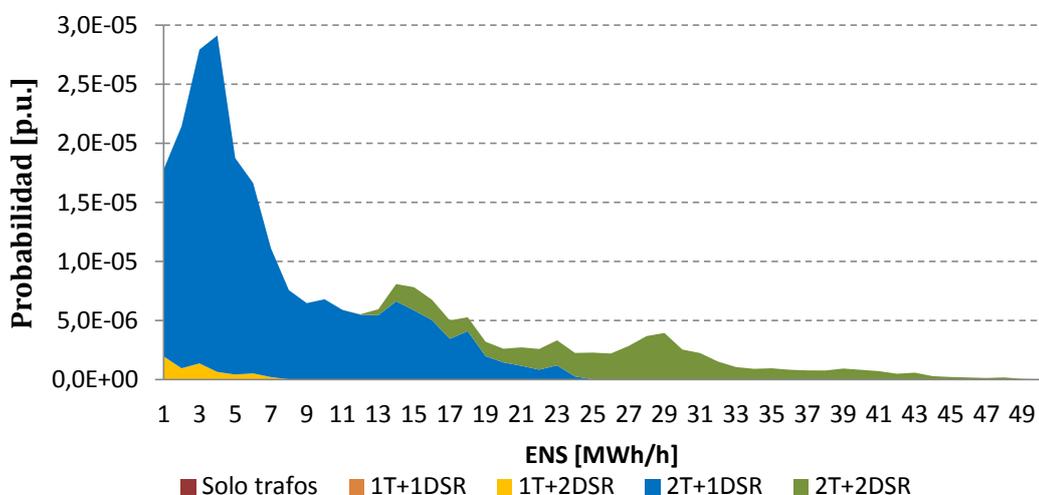


Figura 4.32: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo con CMF T10-DSR26.

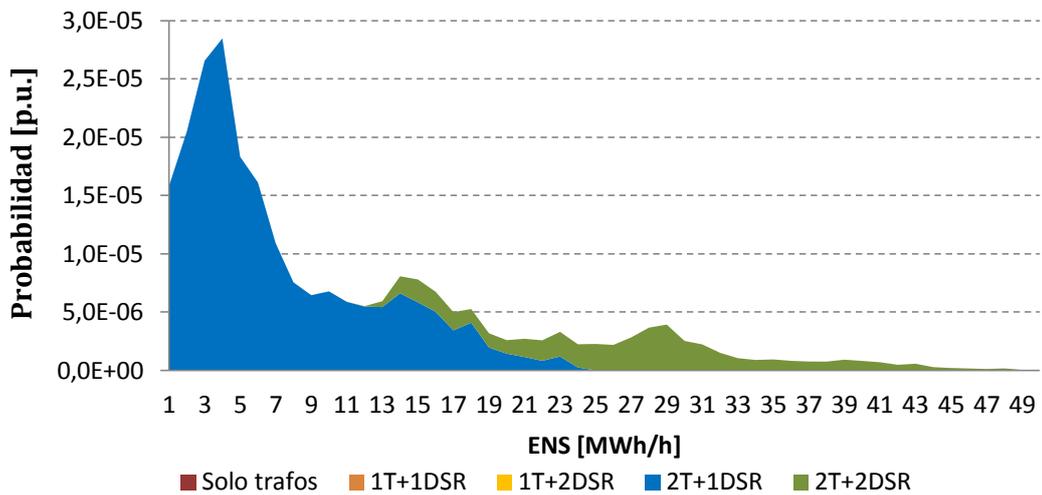


Figura 4.33: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño averso al riesgo con CMF T10-DSR26.

Los costos del diseño tradicional, neutro y totalmente averso al riesgo se muestran en la Figura 4.34. En ella se puede ver que la alta frecuencia de falla modo común de transformadores implica un alto costo por EENS. La pequeña diferencia entre el costo total del diseño neutro al riesgo y totalmente averso al riesgo se debe a la inversión en capacidad de transformación.

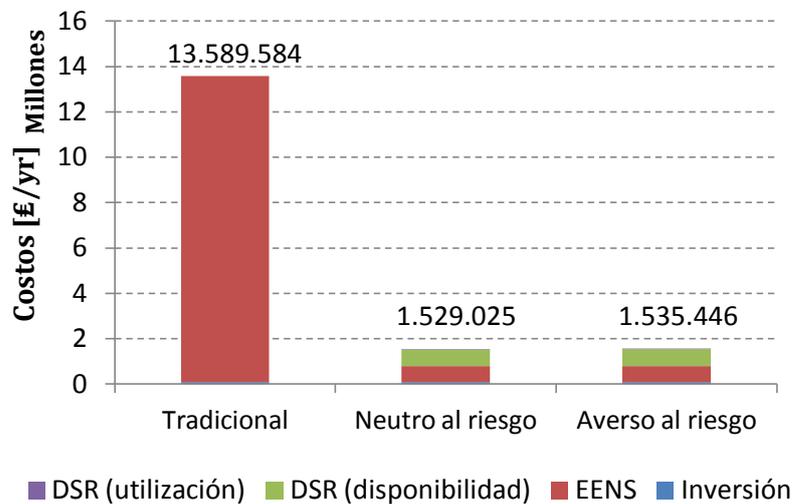


Figura 4.34: Costos de diseño tradicional, neutro y averso al riesgo con CMF T10-DSR26

4.1.10. Con CMF de transformadores cada 10 años y de DSR de 52 veces al año

Este caso de estudio considera que la falla modo común de transformadores ocurre cada 10 años y que la falla modo común de DSR ocurre en promedio 52 veces por año.

Las soluciones de diseño neutro y averso al riesgo se muestran en la Tabla 4.10 en donde:

- A. Diseño tradicional (criterio N-1).
- B. Diseño óptimo neutro al riesgo.
- C. Diseño totalmente averso al riesgo.

Tabla 4.10: Diseño tradicional, neutro al riesgo y averso al riesgo con CMF T10-DSR52

Infraestructura	A (MW)	B (MW)	C (MW)
Transformador	2x49.04	2x43.95	2x49.04
DSR	0	2x25	2x25

En el diseño neutro al riesgo de los casos estudiados en donde la falla modo común de DSR ocurre 52 veces al año (casos 4.1.4, 4.1.7 y 4.1.10), se observa que se invierte en una capacidad de 43.95MW por cada transformador. Esto corrobora que, para las condiciones de estudio, el diseño neutro al riesgo invierte en una misma capacidad de transformación para una misma frecuencia de falla modo común de DSR. Con respecto al monto de contratación de DSR, para una misma frecuencia de falla modo común de transformadores, el diseño neutro al riesgo contrata también montos similares, con una diferencia cercana a 0.1MW por equipo DSR.

En la Figura 4.35 se muestra la pdf de ENS del diseño tradicional, neutro y totalmente averso al riesgo. En este caso de estudio, que corresponde al escenario más pesimista de todos con respecto a las fallas modo común, se tiene que los diseños que incluyen equipos DSR son más robustos que el diseño tradicional.

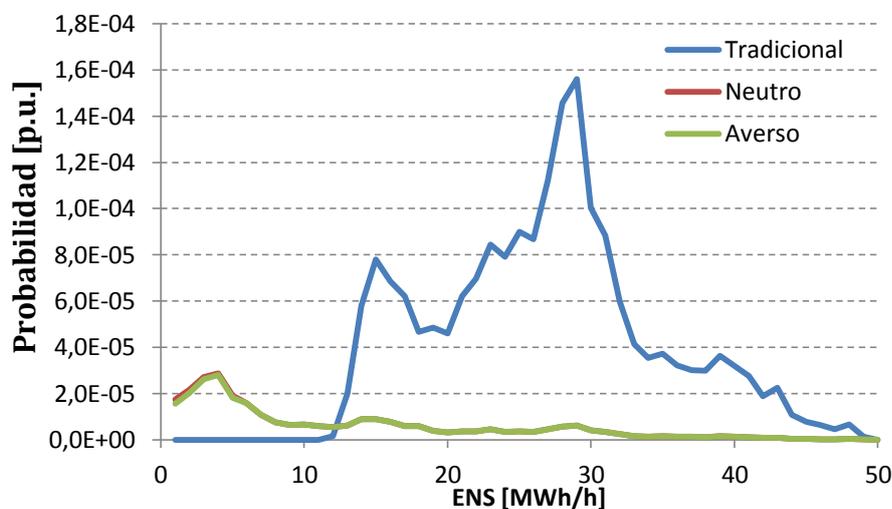


Figura 4.35: Pdf de la ENS de los diseños tradicional y, neutro y averso al riesgo con CMF T10-DSR52

En la Figura 4.36 y Figura 4.37 se muestra la contribución a la pdf de ENS según los elementos indisponibles del diseño neutro y totalmente averso al riesgo respectivamente. En ellas se ve que, la única diferencia se encuentra en el lado izquierdo de ambas funciones; específicamente, en la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo se muestra en color amarillo la contribución del estado en donde solo un transformador está disponible. Esta contribución se extiende solo hasta los 6MWh/h, que corresponde a la diferencia entre la demanda máxima y la capacidad del transformador.

En la Figura 4.38 se muestran los costos del diseño tradicional, neutro al riesgo y totalmente averso al riesgo, en donde se observa que la inclusión de equipos DSR en el diseño de la subestación significa una reducción significativa de los costos.

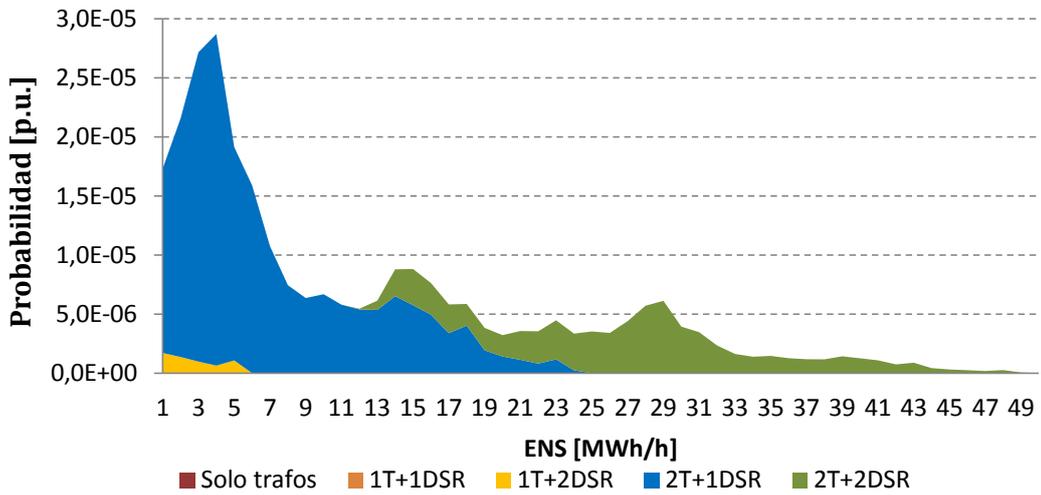


Figura 4.36: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo con CMF T50-DSR52.

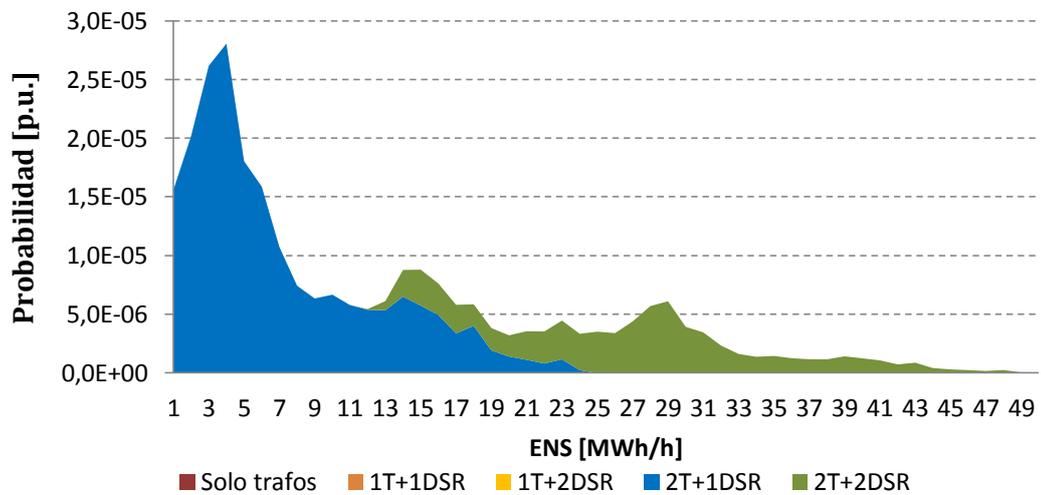


Figura 4.37: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño averso al riesgo con CMF T10-DSR52.

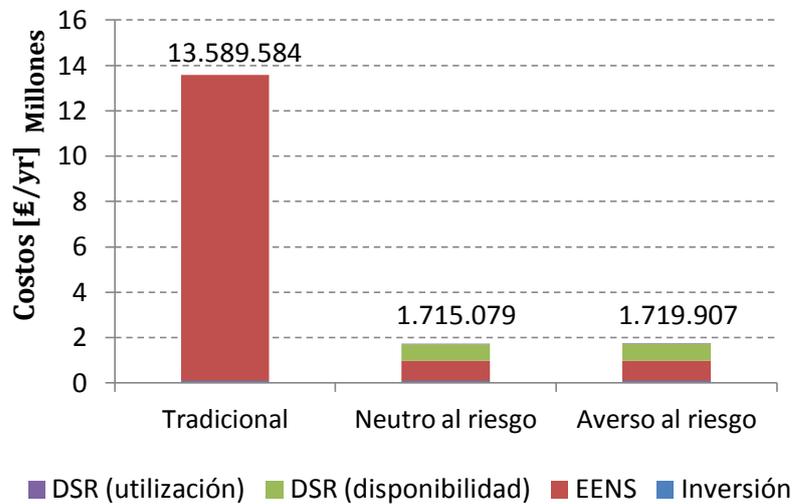


Figura 4.38: Costos de diseño tradicional, neutro y averso al riesgo con CMF T10-DSR52

4.2 Diseño con apoyo de subestación vecina

4.2.1. Soluciones con y sin restricción CVaR sin fallas modo común

Con el modelo de optimización se obtuvieron diseños con restricción de CVaR y otro sin esta restricción, llamados diseños averso al riesgo y neutro al riesgo respectivamente, con el fin de analizar los efectos de esta restricción sobre el diseño de la subestación. Esto se realizó sin considerar la ocurrencia de fallas modo común y considerando 3 equipos DSR y solo 2 transformadores en el diseño de la subestación.

La solución de los diseños óptimos obtenidos se muestra en la Tabla 4.11 en donde:

- A. Diseño óptimo neutro al riesgo, es decir, sin restricción de CVaR.
- B. Diseño óptimo averso al riesgo, con restricción $CVaR \leq 33$ MWh/h.
- C. Diseño óptimo averso al riesgo, con restricción $CVaR \leq 26$ MWh/h.

Tabla 4.11: Diseño óptimo neutro y aversos al riesgo sin CMF.

Infraestructura	A (MW)	B (MW)	C (MW)
Transformador	2x34	2x33	2x35
Cable	1x10	1x10	2x10
DSR	0	3x0.61	0

En la Tabla 4.11 se observa que mientras el diseño neutro al riesgo (diseño A) propone la instalación de 1 cable y la no contratación de DSR, el diseño averso al riesgo propone la diversificación de las soluciones por medio de los equipos DSR (diseño B) o cables desde las subestaciones vecinas (diseño C).

Como se muestra en la Figura 4.39, los diseños averso al riesgo efectivamente reducen el riesgo de eventos de alto impacto de baja probabilidad al limitar el lado derecho de la función de densidad de probabilidad de energía no suministrada a través de una mayor diversificación de los elementos que componen la subestación.

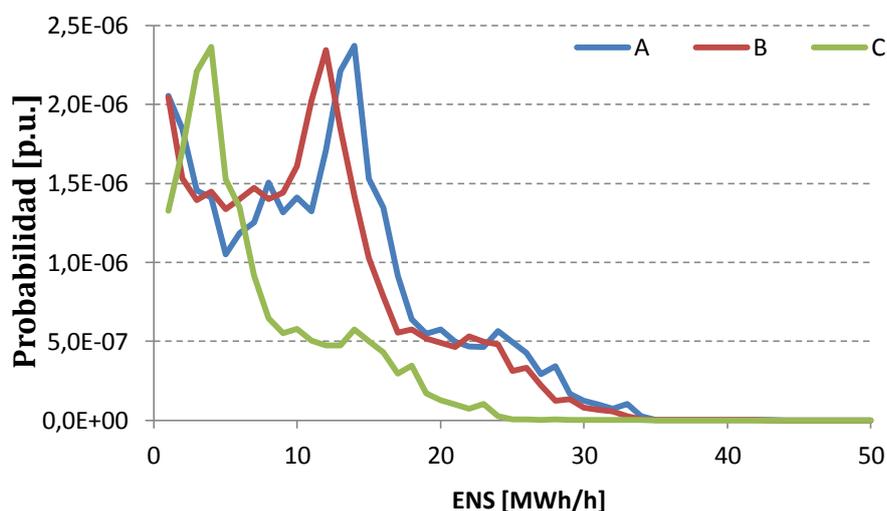


Figura 4.39: Pdf de ENS de los diseños neutro y aversos al riesgo sin CMF.

En la Figura 4.40a, b y c, se muestra la pdf de ENS de los diseños A, B, C respectivamente, con el aporte según cada combinación de elementos indisponibles de la subestación mostrado en colores.

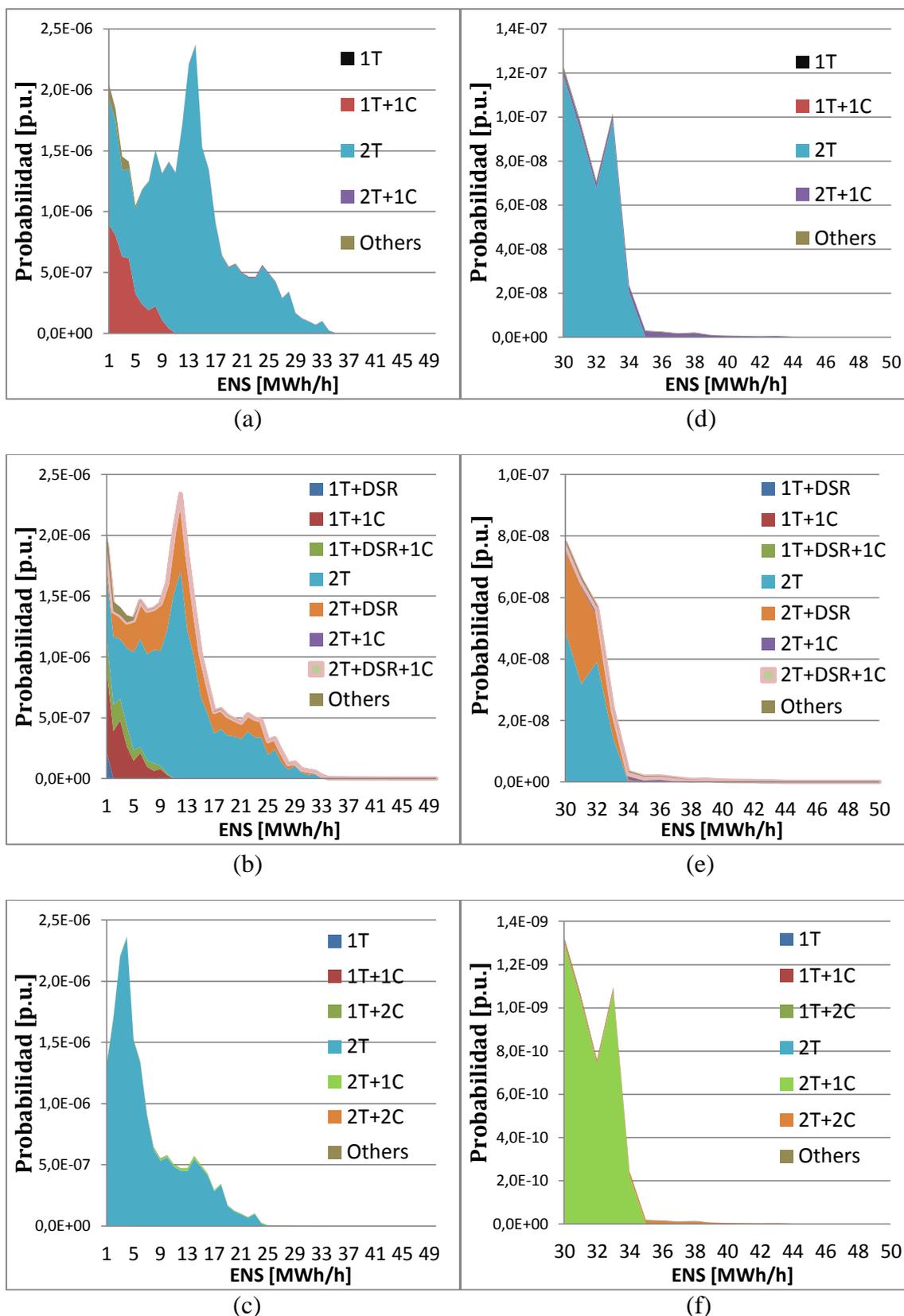


Figura 4.40: Gráfico de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo (a y d), averso al riesgo con CVaR=33MWh/h (b y e), y averso al riesgo con CVaR=26MWh/h (c y f).

Además, las subfiguras d, e y f de la Figura 4.40, corresponden al acercamiento del lado derecho de la pdf de ENS de los diseños A, B y C respectivamente. En estas subfiguras, el tipo de estado “Others” representa todos los estados en donde se encuentra indisponible el generador de respaldo, que al ser un elemento muy confiable, estos estados son poco probables en comparación a los demás estados en donde el generador si está disponible.

En las subfiguras d, e y f de la Figura 4.40 se observa que ciertos tipos de combinación de elementos indisponibles gobiernan los niveles bajos de ENS (zona izquierda de la pdf de ENS) y otros tipos de estados predominan en los niveles altos de ENS (zona derecha de la pdf de ENS). Esto implica que, para cumplir con la restricción de CVaR, se modifica el monto invertido y/o contratado de los elementos con el objetivo de disminuir el impacto que generan los tipos de estados que gobiernan el lado derecho de la función, y de manera indirecta, se modifica la contribución de los tipos de estados que gobiernan el lado izquierdo de la función.

En el diseño B, en comparación con el diseño neutro al riesgo (diseño A), al contratar equipos DSR se tiene que cuando ambos transformadores estén indisponibles, puede que al mismo tiempo ningún equipo DSR esté fuera de servicio(color celeste) o, uno o más estén fuera de servicio(color naranja). La contratación de equipos DSR ayuda a que sea menor el nivel de impacto de ENS del estado donde solo ambos transformadores están indisponibles, desplazando a la izquierda el aporte de este estado en la pdf de ENS, diseñando así una subestación más robusta.

Por otro lado, la inversión en un segundo cable en el diseño C, en comparación al diseño A neutro al riesgo, implica que sea cero el aporte de los estados en donde 1 transformador y 1 cable están fuera de servicio. Además, en la subfigura f de la Figura 4.40, que corresponde a la cola de la pdf de ENS del diseño C, el estado predominante pasa a ser cuando 2 transformadores y 1 cable están indisponibles, cuando en la misma zona de la pdf de ENS del diseño A, predomina la salida de solamente 2 transformadores, lo que implica una mejora en la confiabilidad en el diseño C debido a la inversión en un segundo cable hacia una subestación vecina.

En la Figura 4.41 se muestran los costos de los diseños A, B y C. En ella se observa con claridad que un diseño más robusto de la subestación requiere un mayor gasto monetario dependiendo del nivel de confiabilidad que desee el diseñador. El diseño A, neutro al riesgo, es el diseño óptimo en cuanto a costos sin considerar una restricción de CVaR. Los diseños B y C son los diseños óptimos en cuanto a costos que cumplen con su respectiva restricción de CVaR. No existe otro diseño más económico en cada caso que cumpla con su respectiva restricción de CVaR, pues el modelo probabilístico se encarga de que así sea.

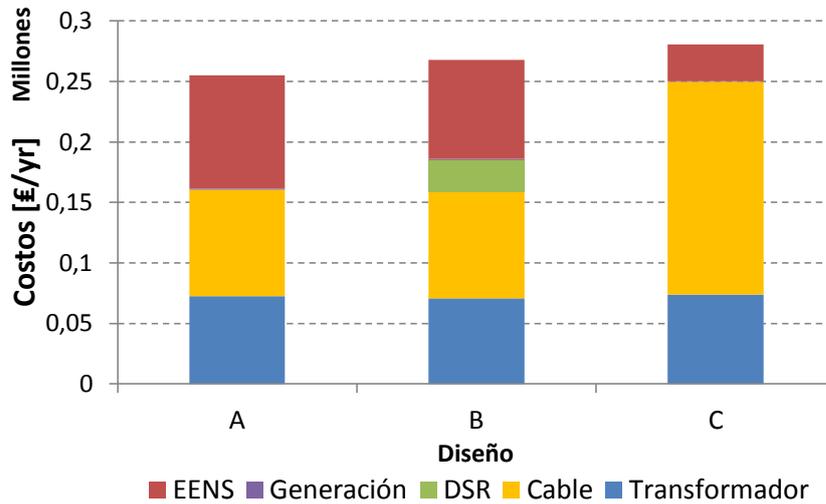


Figura 4.41: Costos de diseños neutro y averso al riesgo sin considerar CMF.

4.2.2. Efecto de fallas modo común

4.2.2.1. Falla modo común de transformadores

La subestación puede verse afectada por desastres naturales, como inundaciones, que provocan la salida de servicio de varios transformadores, transformándose en una falla modo común. Al considerar estos eventos, que ocurren raramente, dentro de la optimización de la subestación, puede ser conveniente reforzar el diseño óptimo neutro al riesgo que se obtiene al no considerar la ocurrencia de fallas modo común (diseño obtenido en la sección anterior). De hecho, al considerar la ocurrencia de estos eventos y sus efectos en la subestación, el modelo realiza una mayor inversión, contratando un alto monto de equipos DSR y construyendo un segundo cable a una subestación vecina que pueda suministrar parte de la demanda cuando los transformadores se encuentren fuera de servicio. Se considera la falla modo común de transformadores con una frecuencia de una vez cada 10 años con un promedio de reparación de 7 días.

Bajo este contexto, se comparan tres diseños detallados en la Tabla 4.12 donde:

- Diseño óptimo neutro al riesgo sin considerar CMF (determinado en la sección previa, 4.2.1).
- Diseño óptimo neutro al riesgo considerando CMF (determinado en esta sección).
- Diseño según criterio N-1, esto es, 2 transformadores con capacidad igual a la demanda máxima.

Tabla 4.12: Diseño tradicional, y neutros al riesgo con y sin CMF.

Infraestructura	A (MW)	B (MW)	C (MW)
Transformador	2x34	2x35	2x50
Cable	1x10	2x10	0
DSR	0	3x3.33	0

En la Figura 4.42 se muestra la pdf de ENS de los diseños A, B y C, tanto considerando falla modo común de transformadores (Figura 4.42a), como sin considerar (Figura 4.42b). En la Figura 4.42 se observa que en ambos escenarios, con y sin CMF, el diseño B tiene menor exposición al riesgo que los otros diseños A y C.

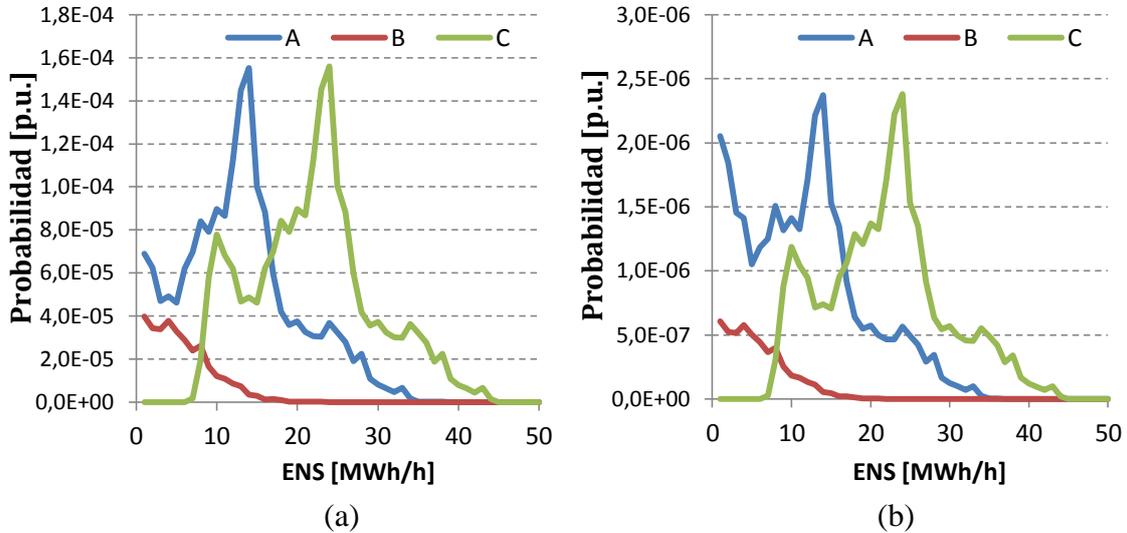


Figura 4.42: Pdf de ENS de los diseños tradicional y neutro al riesgo con y sin CMF. En subfigura a, diseños evaluados con CMF y en b, diseños evaluados sin CMF.

En la Figura 4.43 se muestran los costos de los diseños A, B y C, bajo ambos escenarios: considerando la ocurrencia de falla modo común de transformadores (Figura 4.43a), como sin considerar este tipo de falla (Figura 4.43b).

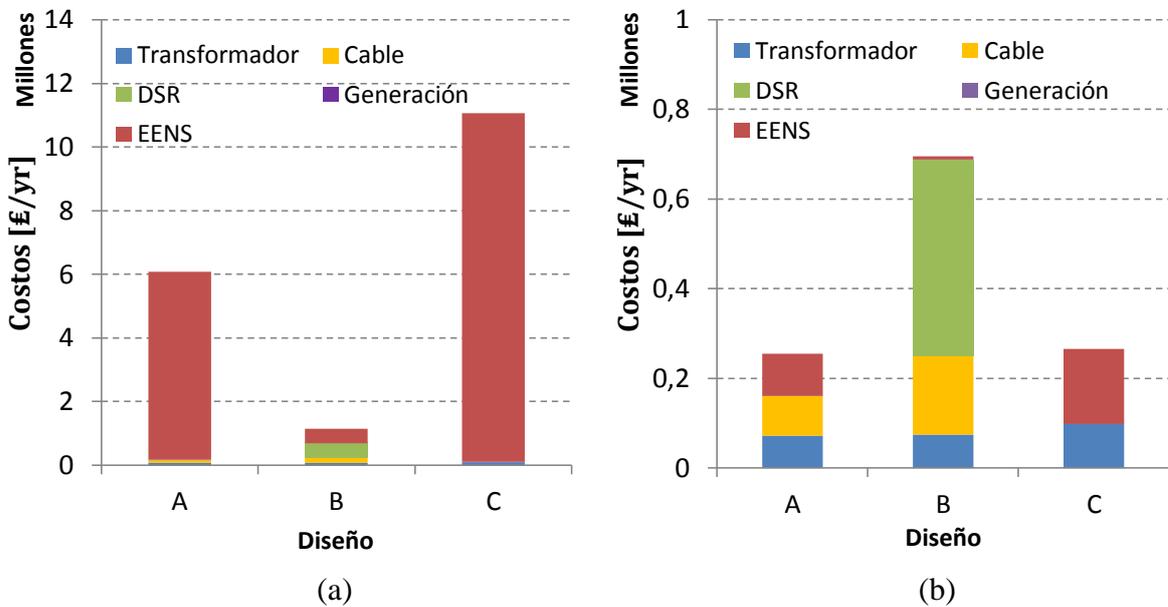


Figura 4.43: Costos de los diseños tradicional y neutros al riesgo con y sin CMF. En subfigura a, diseños evaluados con CMF, y en b, diseños evaluados sin CMF.

En la Figura 4.43 se observa que en ambos escenarios, el diseño C, correspondiente al diseño según criterio N-1, es subóptimo al ser más costoso que los diseños A y B. Por otro lado, se puede observar que aunque el costo del diseño B, diseño óptimo neutro al riesgo, aumenta considerablemente en el escenario sin CMF de transformadores, la confiabilidad de la subestación aumenta significativamente con respecto a los otros diseños, según lo que se puede apreciar por la Figura 4.42b.

En la Figura 4.42 se ve que en ambos escenarios, con y sin CMF de transformadores, la pdf de ENS de cada diseño es parecida en forma, pues los mismos estados que contribuyen a la función predominan en ambos escenarios. Sin embargo, en las pdf de ENS del diseño A se pueden observar notorias diferencias en el lado izquierdo de ellas. Para comprender estas diferencias, en la Figura 4.44 se muestran ambas funciones según la contribución a ella que producen los distintos tipos de estados de los elementos de la subestación. En el lado izquierdo de la pdf de ENS del diseño A sin considerar CMF de transformadores (Figura 4.44b), predomina la salida de 2 transformadores (color celeste) como también la de 1 transformador y 1 cable (color rojo). Sin embargo, al considerar la falla modo común de transformadores (Figura 4.44a), la salida de ambos transformadores tiene una probabilidad considerablemente mayor que la salida de 1 transformador y 1 cable, por lo que el aporte de este último tipo de estado llega a ser, en comparación, mucho menor.

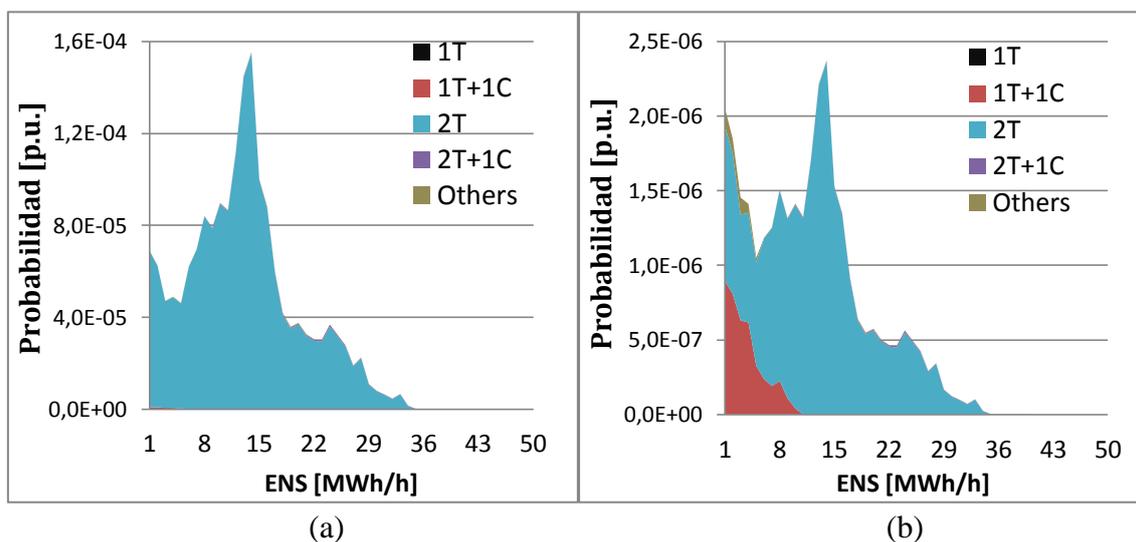
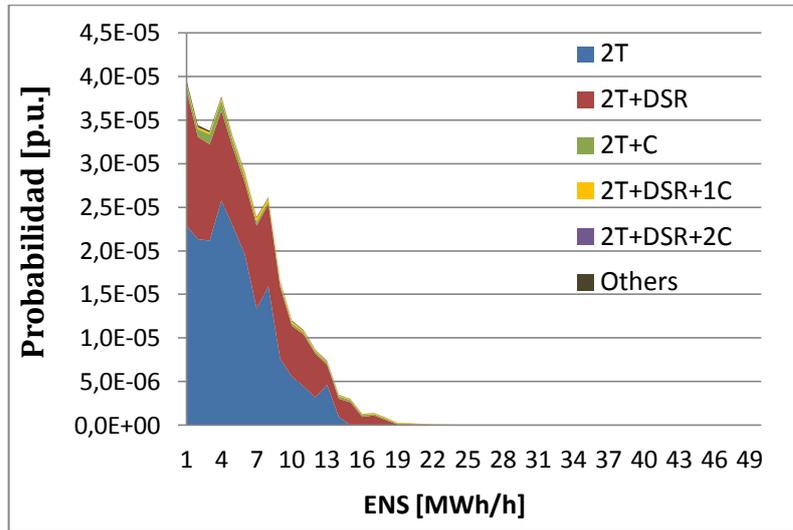
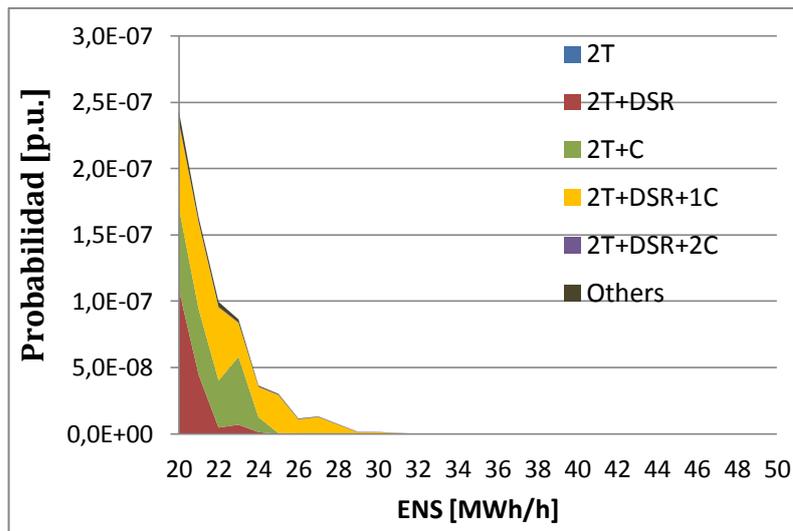


Figura 4.44: Gráficos de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo obtenido sin CMF. Subfigura a, evaluación del diseño en escenario con CMF, y en b, evaluación del diseño sin CMF.

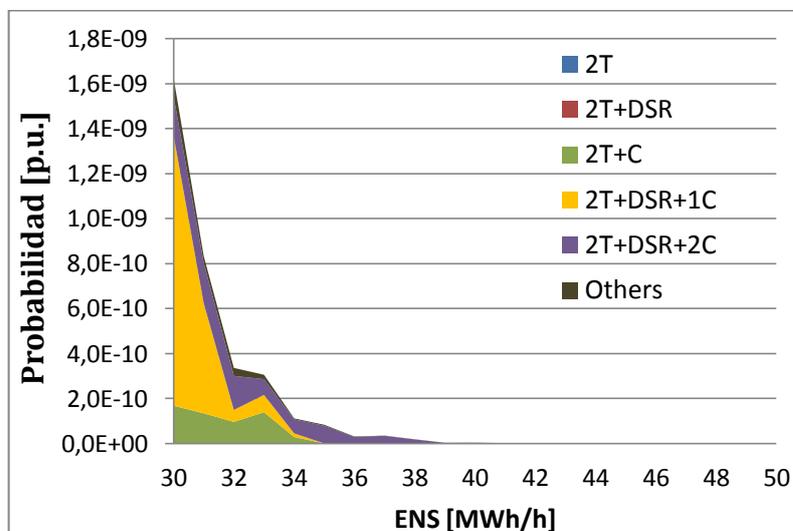
Los tipos de estados que predominan en la pdf de ENS del diseño B con y sin CMF de transformadores son los mismos en ambos espacios. Sin embargo, es interesante estudiar la pdf de ENS del diseño obtenido en esta sección, la cual se muestra en detalle en la Figura 4.45 mediante tres subfiguras que permiten observar cada tramo de la función. En ellas, más allá de la combinación de elementos indisponibles en específico que predominan, se observa que distintos tipos de estados predominan a lo largo de la pdf de ENS. Esto implica que, de poder aumentar la confiabilidad mediante la restricción de CVaR, ésta restricción toma en cuenta solo algunos estados para cumplirla dependiendo del valor $1-\alpha$.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.45: Gráficos de área de la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo obtenido con CMF

4.2.2.2. Falla modo común de DSR

La solución al diseño neutro al riesgo obtenida en la sección anterior 4.2.1, propone la contratación del mayor monto posible de DSR (3 equipos de 3.3MW) en presencia de falla modo común de transformadores. En presencia de falla modo común de DSR se espera, según la frecuencia de ocurrencia de esta, que se invierta más en capacidad de transformación. Sin embargo, considerando un amplio rango de frecuencia de falla modo común de equipos DSR, desde 1 occ/año hasta 250 occ/año (con una duración de 5 horas), la solución neutra al riesgo no cambia. Esto implica que este diseño ya es bastante robusto.

Es importante destacar que la solución obtenida a través de una optimización neutra al riesgo y considerando falla común de transformadores, igualmente se puede obtener ignorando esta última si se introduce la restricción de CVaR adecuada. Esto implica que un diseñador averso al riesgo puede construir subestaciones confiables sin necesidad de considerar una alta probabilidad de eventos de alto impacto como los provocados por desastres naturales. En otras palabras, una optimización neutra al riesgo considerando falla modo común de elementos de la subestación puede ser equivalente a una optimización aversa al riesgo sin considerar este tipo de fallas.

4.2.3. Importancia del número de transformadores

4.2.3.1. Diseño con 3 transformadores

Un mayor número de transformadores presenta principalmente beneficios en cuanto a la energía no suministrada y el costo total de la subestación. En la Tabla 4.13 se muestra el diseño óptimo neutro al riesgo obtenido anteriormente con solo 2 transformadores y el obtenido en esta sección con 3 transformadores donde:

- A. Diseño óptimo neutro al riesgo con 2 transformadores.
- B. Diseño óptimo neutro al riesgo con 3 transformadores.

Tabla 4.13: Diseños óptimos neutro al riesgo con 2 y 3 transformadores.

Infraestructura	A (MW)	B (MW)
Transformador	2x35	3x23.33
Cable	2x10	2x10
DSR	3x3.33	3x3.33

Los diseños presentados en la Tabla 4.13 son las soluciones obtenidas considerando falla modo común de transformadores (1 cada 10 años; 7 horas de reparación) y de equipos DSR (1 al año; duración de 5 horas). En cuanto a capacidad de transformación, ambos diseños tienen la misma capacidad total de 70 MW; la solución al diseño óptimo con 2 transformadores invierte en 35 MW cada uno, y con 3 transformadores, invierte en 23.33 MW por cada transformador.

En la Figura 4.46 se muestra la pdf de ENS completa de los dos diseños (Figura 4.46a) y el lado derecho de cada una (Figura 4.46b). En ella se puede observar que un tercer transformador presenta casi los mismos niveles de exposición a eventos HILP con una mejora en la confiabilidad debido a la diversificación de la capacidad de transformación, pues es menos probable que 3 transformadores estén fuera de operación a que lo estén solo 2, debido a la componente de probabilidad de falla independiente (la probabilidad de que 2 ó 3 transformadores estén indisponibles por una falla de causa común se consideran iguales).

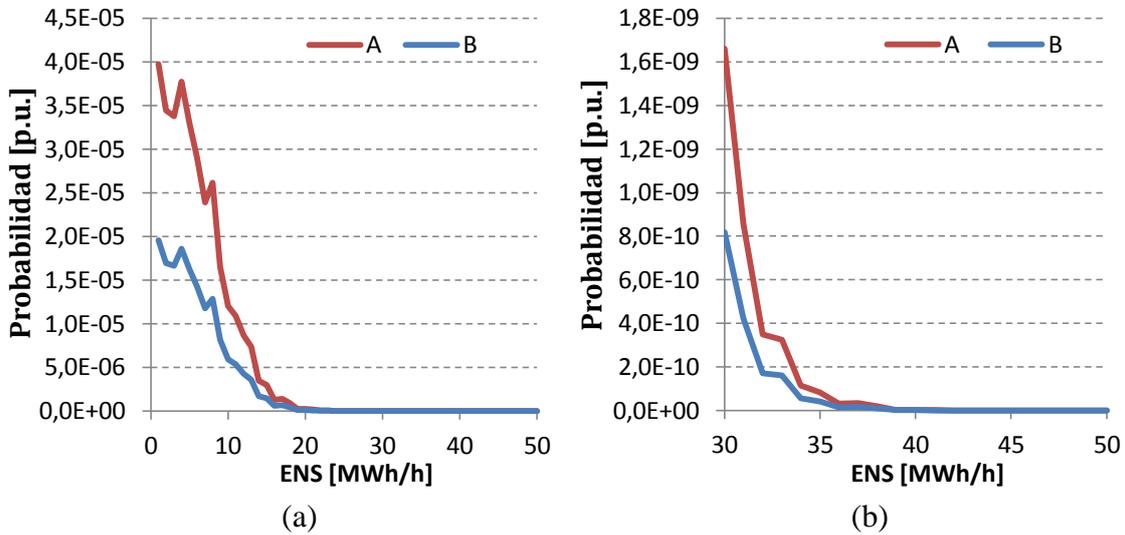


Figura 4.46: Pdf de ENS de los diseños neutros al riesgo con 2 y 3 transformadores.

En cuanto a los costos, como se menciona anteriormente, con un tercer transformador se obtiene un beneficio en el costo total, el cual se puede explicar mediante la Figura 4.47 que muestra en detalle los costos de ambos diseños. El beneficio económico es significativo y se debe a la disminución de la EENS.

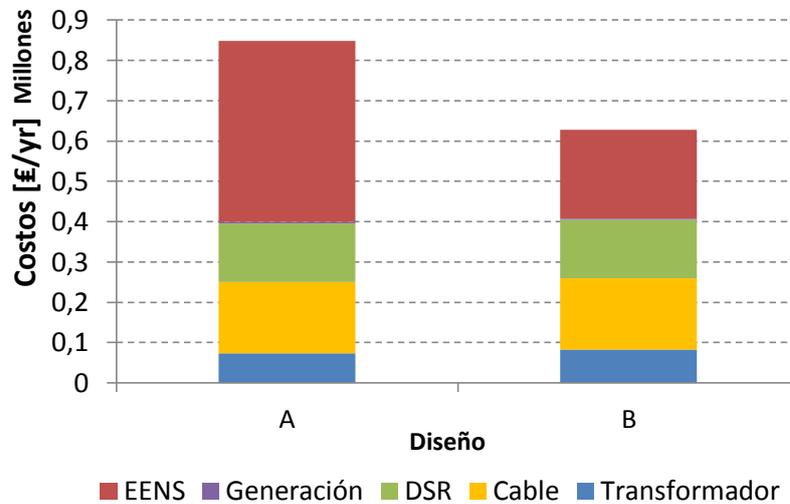


Figura 4.47: Costos de los diseños neutros al riesgo con 2 y 3 transformadores.

4.2.3.2. Aporte del número de transformadores y el precio de DSR

El diseño óptimo neutro al riesgo obtenido anteriormente con 3 transformadores muestra que invertir en una mayor capacidad de transformación, más que 23.3MW por transformador, no tiene un beneficio importante en la confiabilidad y, de invertir, significaría solo un incremento en los costos. Por otro lado, el diseño obtenido invierte en la construcción de los 2 cables a subestaciones vecinas y contrata el máximo monto posible de DSR, por lo que un aumento en la confiabilidad no es posible.

Si el precio por disponibilidad de los equipos DSR, luego del proceso de negociación de los contratos de estos, llegase a triplicarse (5 £/MWh/h), puede observarse un beneficio adicional de invertir en un tercer transformador. En la Tabla 4.14 se muestra el diseño óptimo neutro al riesgo con 2 y 3 transformadores, con este nuevo precio por disponibilidad de los equipos DSR:

- A. Diseño óptimo neutro al riesgo con 2 transformadores.
- B. Diseño óptimo neutro al riesgo con 3 transformadores.

Tabla 4.14: Diseños óptimos neutro al riesgo con 2 y 3 transformadores ante un mayor precio por disponibilidad de DSR.

Infraestructura	A (MW)	B (MW)
Transformador	2x35	3x23.33
Cable	2x10	2x10
DSR	3x3.33	3x2.79

En el diseño con 2 transformadores no se observa una diferencia a pesar del aumento del precio por disponibilidad de DSR. En el diseño con 3 transformadores se observa una disminución en la contratación de DSR, lo que implica que contratar un mayor monto de DSR representa un mayor costo que la EENS que se puede evitar. Sin embargo, por el diseño obtenido anteriormente con un menor valor del precio por disponibilidad de DSR se sabe que es posible aumentar la confiabilidad si se aumenta el monto contratado de DSR. Por lo tanto, en un escenario con un mayor costo de la tecnología DSR, el diseño óptimo neutro al riesgo con un mayor número de transformadores contrata un menor monto DSR y, por lo tanto, es posible un aumento en la confiabilidad mediante la restricción de CVaR.

En la Figura 4.48 y Figura 4.49 se muestra la pdf de ENS y los costos respectivamente de los diseños óptimos con 2 y 3 transformadores ante el aumento del precio por disponibilidad de DSR. En la Figura 4.48a se observa que, a pesar de contratar un menor monto de DSR, igualmente se obtiene una mejora en la confiabilidad debido al mayor número de transformadores. Para los niveles más altos de ENS, en la Figura 4.48b se muestra que se tienen también los mismos beneficios que en los niveles más bajos de ENS. En cuanto al costo de ambos diseños, se observa que el compuesto por 3 transformadores no solo presenta un menor costo total debido a una menor EENS, sino que también debido a un menor costo por disponibilidad de DSR.

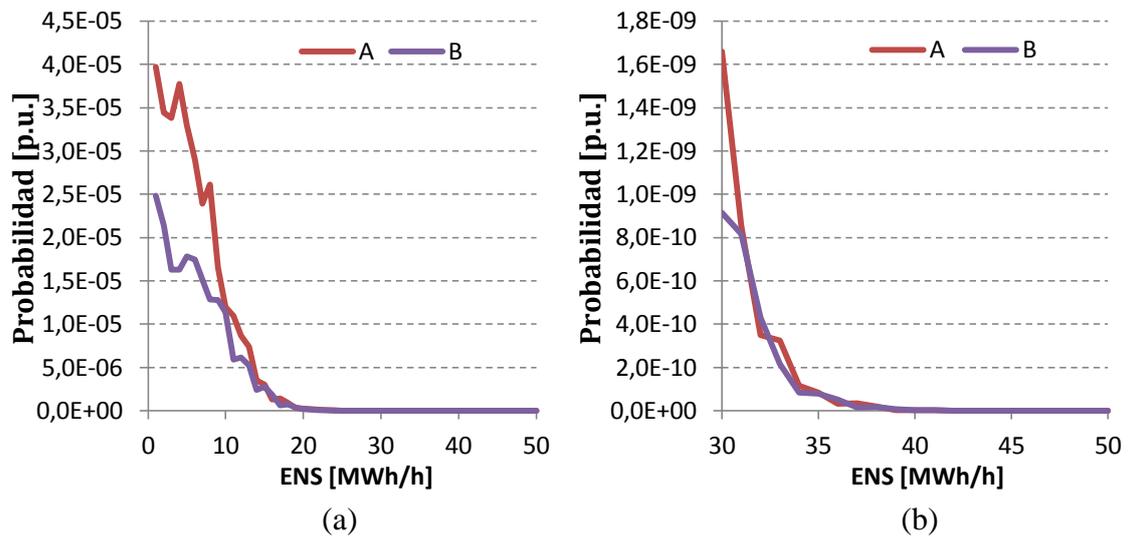


Figura 4.48: Pdf de ENS de los diseños neutros al riesgo con 2 y 3 transformadores ante un mayor precio por disponibilidad de DSR.

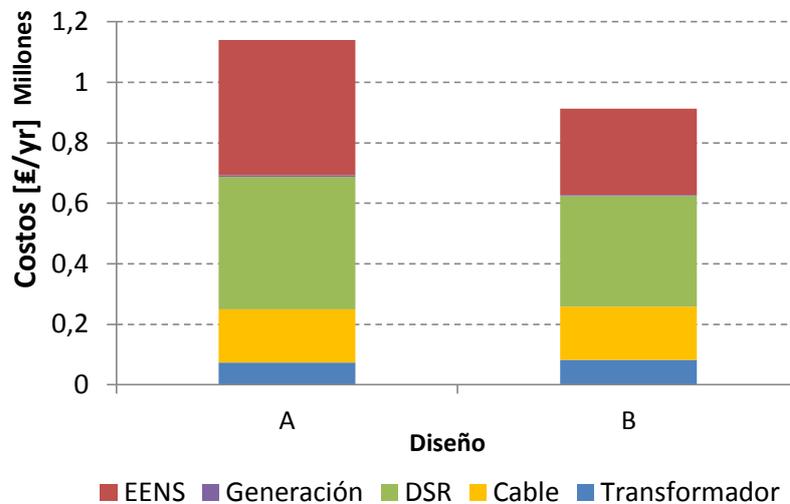


Figura 4.49: Costos de los diseños neutros al riesgo con 2 y 3 transformadores ante un mayor precio por disponibilidad de DSR.

4.2.4. Importancia de diversificación de DSR

La diversificación del monto total de DSR por medio de varios equipos conlleva un diseño más robusto de la subestación, disminuyendo los niveles de exposición de eventos HILP. Para observar el beneficio de la diversificación, se compara la pdf de ENS del diseño neutro al riesgo obtenido en la sección 4.2.1, con el monto total de DSR contratado mediante 3 equipos contra el mismo monto DSR pero condensado en 1 solo equipo.

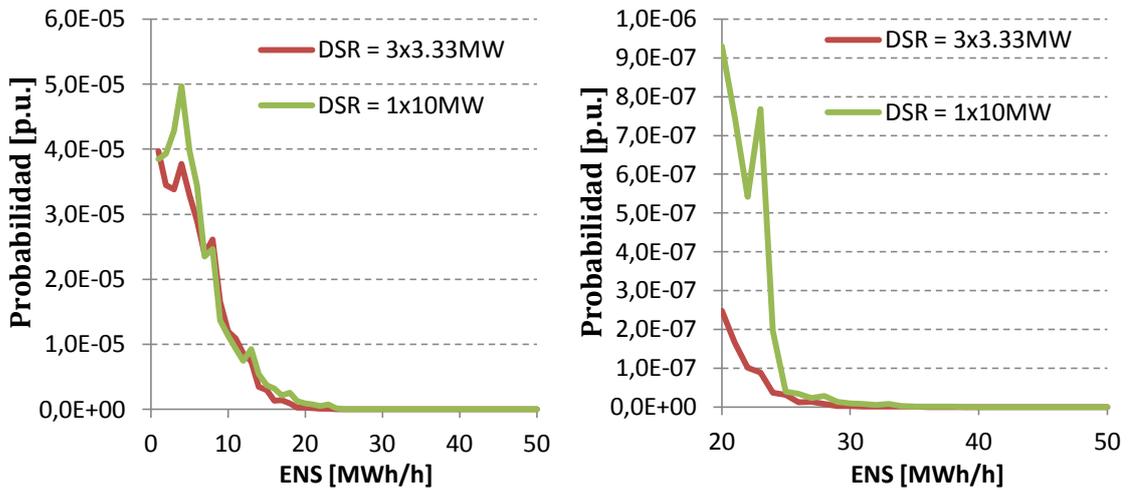


Figura 4.50: Pdf de ENS del diseño neutro al riesgo con DSR diversificado y condensado en un equipo.

Si todo el monto DSR es manejado por un solo equipo, la probabilidad de que un alto nivel de demanda tenga que ser cortada aumenta significativamente, ya que si este único equipo se encuentra indisponible no hay demanda que pueda ser desplazada. Es diferente cuando hay más de un equipo DSR, pues si alguno falla, aún es posible controlar parte de la demanda. De hecho, cuando los equipos DSR son reducidos de 3 a 1, la EENS aumenta de 15.17MWh/año a 17.30 MWh/año. Esta diferencia de EENS se refleja en el gráfico de costos de cada diseño en la Figura 4.51.

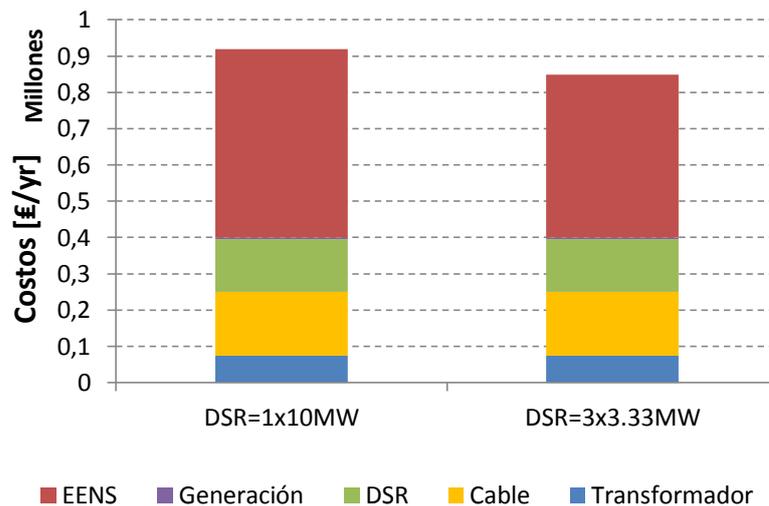


Figura 4.51: Costos del diseño neutro al riesgo con el monto DSR diversificado y no diversificado.

Por último, es importante destacar que invertir en transformadores con mayor capacidad no puede compensar la disminución en la confiabilidad debido a la utilización de un solo equipo DSR, como se muestra en la Figura 4.50, esto debido a que en ambos casos el modelo de optimización entrega la misma capacidad de los transformadores. Este resultado reafirma lo mencionado en la sección 4.2.2: invertir en una mayor capacidad de transformación que la entregada por la solución al diseño neutro al riesgo, no tiene un efecto significativo sobre la confiabilidad de la subestación, y solo significaría un aumento en los costos.

5. Conclusiones y trabajo futuro

5.1. Conclusiones

El modelo probabilístico de optimización que se desarrolla en este trabajo de título tiene como fin el diseño de subestaciones primarias de distribución con una limitada exposición al riesgo ante eventos de alto impacto y baja probabilidad (HILP, por su sigla en inglés), como los causados por desastres naturales. El diseño óptimo de la subestación se logra por medio de un portafolio balanceado de tecnología tradicional como: transformadores y cables a subestaciones vecinas, y de tecnología inteligente: como equipos DSR, que llegan a manejar acumuladores y generadores de respaldo particulares, línea blanca inteligente, carga de vehículos eléctricos y climatización de edificaciones; y generación de respaldo distribuida perteneciente al operador de distribución, que puede ser utilizada por la misma subestación u otras cercanas.

En los primeros estudios de este trabajo se observa la interacción entre la capacidad invertida en transformadores y el monto a contratar de los equipos DSR en la presencia de fallas de causa común. Sin considerar estos eventos HILP, la solución al diseño neutro al riesgo del modelo corresponde al diseño según el criterio N-1. Luego, al considerar los eventos HILP, el modelo propone la contratación de equipos DSR y, al mismo tiempo, desplaza inversión en capacidad de transformación.

Después de evaluar distintos tipos de falla modo común de transformadores y equipos DSR, se concluye que ante la mayor exposición al riesgo debido a un aumento de la frecuencia de falla modo común de transformadores el modelo invierte en una mayor contratación de monto DSR y no disminuye la inversión en capacidad de transformación. Lo mismo ocurre cuando aumenta la frecuencia de falla modo común de DSR, se invierte en una mayor capacidad de transformación sin disminuir la contratación de monto DSR en demasía. Es más, al fijar un tipo de falla modo común de transformadores, el modelo contrata prácticamente el mismo monto DSR para los distintos tipos de falla modo común de equipos DSR; esto también ocurre, viceversa, con la capacidad de los transformadores al fijar un tipo de falla modo común de equipos DSR.

Con respecto a la segunda parte de este trabajo, a través de los diversos estudios realizados se puede concluir que con la restricción de la medida de riesgo CVaR, el modelo probabilístico propone diseños robustos a un mínimo costo posible según el nivel de aversión al riesgo del diseñador/planificador. La inclusión de la restricción de CVaR dentro de la optimización provoca un mayor monto a contratar de DSR y más cables hacia subestaciones vecinas que el diseño neutro al riesgo, incluso sin considerar la ocurrencia de fallas modo común. Para cubrir la exposición al riesgo ante la ocurrencia de eventos HILP, el modelo propone un portafolio balanceado de las tecnologías disponibles mediante el aumento de monto contratado por equipos DSR y la inversión en cables de transferencia adicionales, desplazando eficientemente la capacidad de los transformadores y logrando un diseño de la subestación óptimo en cuanto a costos sin disminución de su confiabilidad.

Frente a la exposición al riesgo provocada por eventos HILP, la contratación de equipos DSR presenta una medida más eficaz para lograr un diseño más robusto de la subestación que el invertir en una mayor capacidad de los transformadores, a pesar de que los equipos DSR son menos confiables que éstos. Más aún, la exposición al riesgo ante un diseño con un menor número de equipos DSR no puede reducirse con la instalación de transformadores de mayor capacidad.

El diseño con un mayor número de transformadores conlleva una disminución de la energía no suministrada esperada y, por lo tanto, una disminución del costo total de la subestación (aunque un mayor número de transformadores puede ser una solución costosa en cuanto a inversión). Además, ante un mayor precio por disponibilidad de DSR, la solución al diseño presenta una reducción en la contratación de DSR; sin embargo, en comparación con un diseño con un menor número de transformadores, este sigue siendo más robusto y con un menor costo total.

En base a los estudios realizados, tanto la confiabilidad como la eficiencia económica de los diseños de la subestación obtenidas con el modelo propuesto son significativamente mayores que las asociadas a los diseños tradicionales. El modelo propone a los diseñadores/planificadores la proporción óptima entre la tecnología tradicional e inteligente de manera de limitar la exposición al riesgo de eventos HILP que pueden ser causados por desastres naturales o condiciones climáticas extremas.

5.2. Trabajo Futuro

El modelo propuesto y los estudios desarrollados representan un avance para incluir las tecnologías emergentes dentro del diseño de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), específicamente dentro del diseño de las subestaciones primarias de distribución. Para continuar con este avance se propone estudiar los efectos que puede tener en el diseño de la subestación la incertidumbre asociada a la evolución de la demanda futura, dado que el estudio realizado solo utiliza la demanda en un año de una subestación real.

La demanda futura puede influir en el diseño de la subestación debido a cambios en la demanda máxima, evolución del perfil de demanda (factor de potencia) y cambios en los niveles de demanda flexible que puede ser operada por los equipos DSR. Los estudios del presente trabajo se basan en un solo tipo de demanda, por lo que se propone analizar también el efecto de otros perfiles de demanda con distinto factor de potencia. Además, la capacidad de los cables de transferencia a subestaciones vecinas y el monto total posible de DSR, que corresponde a la demanda flexible, se fija en base a un porcentaje de la demanda máxima pero este valor podría no ser el mismo en distintos escenarios de demanda. La consideración de un horizonte de demanda mayor a un año implicaría también la inclusión de variables binarias que indiquen el año óptimo de expansión de la subestación en cuanto a transformadores y cables a subestaciones vecinas.

En la medida que entren en uso los equipos DSR, se puede ajustar el número de equipos DSR y la capacidad de cada uno de ellos, la cual en este trabajo es considerada igual para todos. También se pueden ajustar las probabilidades de estos asociadas a la falla de causa común.

Finalmente, si el SEP no está preparado para aplicar un modelo probabilístico, es posible definir reglas según las conclusiones de este trabajo para incluirlas en una norma técnica que considere eventos de alto impacto y baja probabilidad para el diseño robusto y eficiente de subestaciones primarias de distribución. Así, tecnologías emergentes pueden igualmente ser incorporadas de forma sencilla en la planificación y diseño de los sistemas eléctricos.

6. Bibliografía

- [1] Strbac, G.; Moreno, R.; Pudjianto, Danny; Castro, M., “Towards a risk-based network operation and design standards,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE* , vol., no., pp.1-4, 24-29 July 2011
- [2] Team: Sustainable Energy Policy. "Demand Side Response. A Discussion Paper". Office of Gas and Electricity Markets, London. Julio, 2010. [en línea] <www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/57026/dsr-150710.pdf> [Consulta: 10 Junio 2015]
- [3] Moreno, R., Pudjianto, D., and Strbac, G. “Integrated Reliability and Cost-Benefit Based Standards for Transmission Network Operation”, *Journal of Risk and Reliability*, Vol 226, No 1, pp 75-87, (2012).
- [4] Kirschen, D.S., and Jayaweera, D. “Comparison of risk-based and deterministic security assessments”, *IET Generation Transmission and Distribution*, Vol 1, No 4, pp. 527–533, (2007).
- [5] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Ley General de Servicios Eléctricos”, Decreto con fuerza de ley N°4, Mayo 2006 [en línea]<<http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171>> [Consulta: 13 Julio 2015]
- [6] CNE, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”. Noviembre 2014. [en línea]<<http://www.cne.cl/normativas/energias/electricidad/528-norma-tecnica>> [Consulta: 06 Junio 2015]
- [7] Energy Network Association. "Review of Engineering Recommendation P2/6". Mayo 2015. [en línea] <www.dcode.org.uk> [Consulta: 21 Junio 2015]
- [8] Lampropoulos, I.; Kling, W.L.; Ribeiro, P.F.; van den Berg, J., "History of demand side management and classification of demand response control schemes," *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE* , vol., no., pp.1,5, 21-25 July 2013
- [9] Conejo, Antonio J., Carrión, Miguel, Morales, Juan M. “Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets”. Springer, 2010. 539p.
- [10] Rockafellar, R.T., and Uryasev, S. “Optimization of Conditional Value-at-Risk”, *The Journal of Risk*, Vol 2, No 3, pp. 21–41, (2000).
- [11] Billinton, R., and Allan, R.N. “*Reliability evaluation of power systems*”, 2nd Edition Springer Science & Business Media, (1994).

- [12] Moreno, R., and Strbac, G., "Integrating High Impact Low Probability Events in Smart Distribution Network Security Standards Through CVaR Optimisation", IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks, Birmingham, UK, Sep 2015.
- [13] FICO Xpress. <http://optimization.fico.com> [Consulta: 5 Diciembre 2015]
- [14] Börcsök, J., and Holub, P. "Consideration of common cause failures in safety systems", WSEAS International Conference on Applied Computer and Applied Computational Science, Hangzhou, China, Abril 2008.
- [15] Distribution Code Review Group, "Risk associated with common failures and high impact events", London. 2015. <dcode@energynetworks.org>

A. Anexo: Parámetros de optimización CVaR.

A.1. Valor de $1-\alpha$ y CVaR de cada optimización aversa al riesgo de la sección 4.1.

Caso	$1-\alpha$ [p.u.]	CVaR [MWh/h]
Sin falla modo común (CMF)	7.0E-06	27
CMF T50-DSR1	5.8E-05	10
CMF T50-DSR26	6.2E-05	12
CMF T50-DSR52	4.5E-05	17
CMF T30-DSR1	7.3E-05	11
CMF T30-DSR26	8.5E-05	12
CMF T30-DSR52	9.0E-05	14
CMF T10-DSR1	-	-
CMF T10-DSR26	-	-
CMF T10-DR52	-	-

A.2. Valor de $1-\alpha$ y CVaR de cada optimización aversa al riesgo realizada sin considerar falla modo común en la sección 4.2.

Caso	$1-\alpha$ [p.u.]	CVaR [MWh/h]
Sin falla modo común	5.0E-07	33
Sin falla modo común	5.0E-07	26