

DISEÑO CONCEPTUAL Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE EQUIPOS ELÉCTRICOS  
PARA CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

FRANCISCO JAVIER OROZCO PAREDES

JORGE MARIO ZAPATA MURIEL

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍAS

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA

MEDELLÍN

2017

DISEÑO CONCEPTUAL Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE EQUIPOS ELÉCTRICOS  
PARA CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

FRANCISCO JAVIER OROZCO PAREDES

JORGE MARIO ZAPATA MURIEL

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍAS

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA

MEDELLÍN

2017

DISEÑO CONCEPTUAL Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE EQUIPOS ELÉCTRICOS  
PARA CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

FRANCISCO JAVIER OROZCO PAREDES

JORGE MARIO ZAPATA MURIEL

Trabajo de grado para optar al título de magister en ingeniería

Asesor

PABLO JAVIER FRANCO RESTREPO

Magister en ingeniería

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍAS

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA

MEDELLÍN

2017

# DECLARACIÓN DE ORIGINALIDAD

7 de noviembre de 2017

Francisco Javier Orozco Paredes y Jorge Mario Zapata Muriel

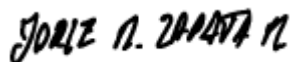
"Declaro que esta tesis (o trabajo de grado) no ha sido presentada para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en esta o cualquier otra universidad" Art 82 Régimen Discente de Formación Avanzada.

Firma



---

Francisco Javier Orozco Paredes



---

Jorge Mario Zapata Muriel

## **AGRADECIMIENTOS**

Al ingeniero electricista MSc. Luis Fernando Cano Acosta, quien nos apoyó en la elaboración de la interfaz esquemática del aplicativo SCECH, empleado en la validación de la metodología planteada en el presente trabajo.

Al ingeniero electricista Marino Matías Ruiz, quien, con su vasto conocimiento en centrales hidroeléctricas, nos apoyó en el planteamiento metodológico.

A la empresa de consultoría en ingeniería PI Épsilon S.A.S. y sus directivas, quienes pusieron a nuestra disposición todos sus recursos de propiedad intelectual y nos otorgó los espacios para la elaboración del presente trabajo.

# CONTENIDO

<b>RESUMEN</b> .....	<b>1</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>2</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>3</b>
<b>1. METODOLOGÍA</b> .....	<b>4</b>
1.1 Caracterización de los proyectos hidroeléctricos.....	4
1.1.1 Potencia instalada y número de unidades.....	4
1.1.2 Tipo de casa de máquinas .....	5
1.1.3 Tensión de transmisión .....	7
1.2 Alternativas de proyectos .....	8
1.3 Aspectos técnicos considerados para los SEE.....	9
1.3.1 Esquemas de conexión .....	9
1.3.2 Tipo de transformación.....	13
1.3.3 Configuraciones de la subestación eléctrica de salida.....	13
1.3.4 Tipo y medio de aislamiento para la subestación de salida .....	18
1.3.5 Fuentes de alimentación eléctrica para servicios auxiliares.....	18
1.4 Configuraciones para el sistema de equipos eléctricos (SEE).....	19
1.4.1 Restricciones consideradas para los SEE .....	20
1.5 Costos de referencia para el SEE .....	22
1.5.1 Generador.....	22
1.5.2 Transformadores de potencia.....	23
1.5.3 Subestaciones de conexión de alta tensión.....	23
1.5.4 Costo del cable aislado de alta tensión .....	24
1.5.5 Costo sistema de media tensión .....	25
1.5.6 Costo de los equipos fuente de servicios auxiliares .....	26
1.6 Indicadores de confiabilidad considerados para los equipos .....	27
1.7 Consideraciones sobre el manejo de costos e indicadores de confiabilidad en el SEE	27
1.7.1 Indicador de confiabilidad de la configuración de equipos.....	28
1.7.2 Costo de la configuración de equipos.....	29
1.8 Desarrollo metodológico.....	29
1.8.1 Alternativas Preliminares.....	30
1.8.2 Ajuste particular del proyecto .....	30
1.8.3 Optimización .....	30

1.8.4 Selección de la alternativa .....	30
<b>2. MODELO.....</b>	<b>32</b>
2.1 Modelo de confiabilidad.....	32
2.1.1 Cadenas de Markov .....	32
2.1.2 Trayectorias mínimas .....	37
2.1.3 Enumeración de estados.....	37
2.2 Modelo financiero.....	40
2.2.1 Valor presente del costo de racionamiento “CR” .....	40
2.2.2 Valor presente del costo de la energía “CE” .....	40
2.2.3 Relación Beneficio-Costo “RBC” del proyecto de repuestos.....	41
2.2.4 Valor presente neto “VPN” del proyecto de repuestos.....	41
2.2.5 Tasa interna de retorno “TIR” del proyecto de repuestos .....	42
2.2.6 Relación Beneficio-Costo “RBC” del SEE.....	42
2.3 Modelo de optimización.....	42
2.3.1 Problema.....	42
2.3.2 Definición de set’s o grupos de elementos .....	43
2.3.3 Definición de parámetros .....	43
2.3.4 Definición de variables binarias.....	44
2.3.5 Definición de variables libres.....	44
2.3.6 Restricciones del problema .....	44
2.3.7 Función objetivo .....	45
<b>3. VALIDACIÓN .....</b>	<b>46</b>
3.1 Planteamiento preliminar.....	46
3.1.1 Caracterización .....	46
3.1.2 Aspectos técnicos .....	46
3.2 Validación en el Aplicativo SCECH .....	49
3.2.1 Generación de alternativas .....	49
3.2.2 Edición de las alternativas.....	51
3.2.3 Optimización de las alternativas .....	64
<b>4. CONCLUSIONES.....</b>	<b>71</b>
<b>5. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>72</b>
<b>6. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>73</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Costos de referencia cable aislado de alta tensión .....	25
Tabla 2.	Datos preestablecidos en el asistente de proyecto para la alternativa 1 .....	51
Tabla 3.	Convenciones de sistemas y equipos .....	53
Tabla 4.	Equipos del sistema "AUX" y sus indicadores .....	58
Tabla 5.	Equipos de los sistemas "GEN" y sus indicadores .....	59
Tabla 6.	Equipos de los sistemas SMT y sus indicadores .....	60
Tabla 7.	Equipos de los sistemas SMT y sus indicadores .....	62
Tabla 8.	Equipos de los sistemas CNX y sus indicadores .....	63
Tabla 9.	Listado de equipos con repuestos habilitados .....	65
Tabla 10.	Tabla de resumen de la enumeración de estados para la alternativa 1 .....	66



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Esquema de unidad (múltiple) .....	10
Figura 2.	Esquema de barra de generación.....	11
Figura 3.	Esquema sistema tridevanado.....	12
Figura 4.	Bahía de conexión.....	14
Figura 5.	Subestación barra sencilla.....	14
Figura 6.	Subestación barra principal y barra de transferencia .....	15
Figura 7.	Subestación doble barra.....	16
Figura 8.	Subestación doble barra con seccionador de bypass .....	17
Figura 9.	Matriz tridimensional de asignación de repuestos.....	28
Figura 10.	Matriz de probabilidad de servicio .....	29
Figura 11.	Matriz de costo de los repuestos.....	29
Figura 12.	Desarrollo metodológico.....	31
Figura 13.	Diagrama de estados para equipo unitario sin repuesto.....	33
Figura 14.	Diagrama de estados para equipo unitario con repuesto.....	34
Figura 15.	Diagrama de estados para conformación de banco sin repuesto .....	35
Figura 16.	Diagrama de estados para conformación de banco con repuesto .....	36
Figura 17.	Interfaz principal del aplicativo SCECH .....	49
Figura 18.	Interfaz del asistente de proyecto.....	50
Figura 19.	Diagrama unifilar de la alternativa 1 .....	54
Figura 20.	Esquemmatización de los sistemas del SEE.....	55
Figura 21.	Esquemmatización de las trayectorias mínimas del sistema “AUX” .....	57
Figura 22.	Esquemmatización de las trayectorias mínimas del sistema “GEN” .....	58
Figura 23.	Esquemmatización de las trayectorias mínimas del sistema SMT.....	60
Figura 24.	Esquemmatización de las trayectorias mínimas del sistema BHA.....	61

Figura 25.	Esquematización de las trayectorias mínimas del sistema CNX.....	63
Figura 26.	Interfaz de edición de equipos.....	64
Figura 27.	Interfaz de datos de entrada y comparación de resultados .....	68
Figura 28.	Resultados obtenidos para la alternativa 1 .....	68
Figura 29.	Resumen de resultados .....	69

## RESUMEN

Para el diseño conceptual del sistema equipos eléctricos de una central hidroeléctrica, se plantea una metodología que revisa las características propias de los proyectos, como son: la potencia instalada, el número de unidades y el tipo de casa de máquinas, entre otras.

Una vez se ha caracterizado el proyecto, se revisan, aspectos técnicos relacionados con la subestación eléctrica de salida, los transformadores principales y la alimentación eléctrica de los servicios auxiliares eléctricos, entre otros y se definen hasta tres alternativas para el sistema de equipos eléctricos.

La evaluación de las alternativas del sistema de equipos eléctricos se concentra en la comparación de aspectos financieros asociados con el costo de referencia de los equipos y con el nivel de confiabilidad, definido por el “valor esperado de energía no suministrada” EENS. De esta manera, es posible realizar una selección preliminar de la alternativa de configuración de equipos eléctricos para el proyecto.

Con el objetivo de brindar más elementos para la selección del sistema de equipos eléctricos, la metodología incluye la asignación de repuestos para los equipos de cada alternativa, basándose en un modelo de optimización que busca maximizar la relación beneficio-costos, de la inversión en repuestos con respecto a la reducción de la EENS que causan dichos repuestos en la configuración.

Como medio de soporte y validación para la metodología, se creó una herramienta computacional, que, con base en información de referencia de costos y confiabilidad, permite simplificar el análisis financiero, técnico y de confiabilidad, para la generación de alternativas y estimación de costos e indicadores de confiabilidad del sistema de equipos eléctricos “SEE”.

**Palabras clave:** Valor esperado de energía no suministrada, optimización, diseño conceptual, configuración de equipos, centrales hidroeléctricas, confiabilidad.

## ABSTRACT

For the conceptual design of electrical equipment system in a hydro central power, a methodology is posed that reviews the self-characteristics in projects, such as: installed power, number of units and type of power house, among others.

Once the project has been characterized, it's revised, technical issues related whit the outgoing electrical substation, the main transformers and the electrical supplied of auxiliary electrical services, among others, and it's defined up to three alternatives for the electrical equipment system

The evaluation of the electrical equipment system alternatives it's focused on the comparison of financial aspects associated whit equipment referential cost and reliability level, defined by the "expected energy not supplied" EENS. Thus, it's possible to do a preliminary selection of an electrical equipment system configuration to the project.

In order to provide more elements for the selection of an electrical equipment system, the methodology includes the spare assignation for equipment in each alternative, based on an optimization model that is intended to maximize the benefit-cost ratio, of a spares investment respect to the EENS reduction that those spares cause in the configuration.

As a support way and validation to the methodology, it was created a computational tool, that, whit both cost and reliability referential information base, lets simplifier financial, technical and reliability analysis, to generate alternatives and to estimate cost and reliability indicators of a electric equipment system "SEE".

**Key words:** Expected energy not supplied "EENS", optimization, conceptual design, arrangement equipment, hydro central power, reliability.

# INTRODUCCIÓN

Esta tesis toma como punto de partida la monografía “Diseño conceptual para el sistema de equipos eléctricos principales de conexión para centrales hidroeléctricas” [1], en la cual se presentó una estructura metodológica para el desarrollo del diseño conceptual del sistema de transformación principal, el sistema de cable aislado de media tensión y la subestación eléctrica de salida.

De acuerdo con lo anterior, se plantea una metodología para realizar el diseño conceptual y optimización del sistema de equipos eléctricos, que permite realizar un análisis de alternativas de configuración de equipos y optimizar la asignación de equipos de repuesto.

El sistema de equipos eléctricos “SEE” considerado, incluye el esquema de conexión, tipo de transformación principal, configuración y medio de aislamiento para la subestación y las fuentes de alimentación para los servicios auxiliares.

Como complemento y herramienta de validación para la metodología planteada, se desarrolló el aplicativo “SCECH” o Selección de Configuración de Equipos en Centrales Hidroeléctricas, bajo la plataforma MATLAB con rutinas de ejecución en la plataforma GAMS para el sistema operativo Windows. El aplicativo emplea información de referencia de costos e indicadores de confiabilidad para soportar los cálculos matemáticos requeridos.

# 1. METODOLOGÍA

## 1.1 Caracterización de los proyectos hidroeléctricos

Los proyectos de generación hidroeléctrica están caracterizados por aspectos como:

- Número de unidades
- Potencia instalada
- Tipo de casa de máquinas
- Tensión de transmisión

El diseño del sistema de equipos eléctricos del proyecto, en adelante definido con las siglas “SEE”, debe adaptarse a dichas características, pues constituyen la información de entrada que será empleada para plantear las alternativas de los esquemas de equipos que pueden considerarse para un proyecto determinado.

### 1.1.1 Potencia instalada y número de unidades

En general, la potencia instalada y el número de unidades de generación para un proyecto hidroeléctrico está determinado por el estudio de aprovechamiento hidráulico. La metodología desarrollada se ha concentrado en el análisis de centrales con una potencia instalada de hasta 300 MW y con un máximo de 6 unidades de generación.

De acuerdo con la potencia instalada, se definen los siguientes intervalos de potencia.

- Potencia instalada inferior a 10 MW ( $P \leq 10$ ). Intervalo establecido para agrupar los proyectos de menor magnitud, los cuales en general disponen de pocas alternativas para el SEE
- Potencia instalada entre 10 y 20 MW ( $10 < P \leq 20$ ). Este intervalo se ha establecido considerando aspectos regulatorios basados en el despacho de centrales menores de 20 MVA [2] y relaciones entre la potencia instalada y las tensiones de transmisión
- Potencia instalada entre 20 y 60 MW ( $20 < P \leq 60$ ). Este intervalo se ha establecido considerando los niveles de corto circuito presentes en ciertos esquemas de conexión. Se pretende no comprometer las capacidades normalizadas de los equipos

de media tensión [3] y no incurrir en sobre costos relacionados con la especificación de equipos con una capacidad de corto elevada

- Potencia instalada entre 60 y 150 MW ( $60 < S \leq 150$ )
- Potencia instalada superior a 150 MW ( $150 < P \leq 300$ ). Este intervalo se ha establecido para agrupar los proyectos de gran capacidad instalada. Aunque la frontera para el intervalo de potencia podría interpretarse como baja, para el contexto colombiano se ha considerado que 150 MW representa una potencia apreciable. Regularmente, a partir de esta potencia se implementan proyectos que se conectan al sistema interconectado en el nivel STN (220 kV o más). El límite superior del intervalo, 300 MW, se ha definido como un valor adecuado para proyectos con hasta 6 unidades generadoras. Potencias superiores serán consideradas generalmente en proyectos con un mayor número de unidades y no han sido consideradas en el desarrollo de la presente metodología

### **1.1.2 Tipo de casa de máquinas**

La clasificación del tipo de casa de máquinas se ha establecido de acuerdo con la ubicación relativa de la misma. La casa de máquinas será del tipo superficial o del tipo subterránea instalada en una caverna.

La casa de máquina subterránea condiciona a la configuración del SEE, entre otros, por aspectos como:

- Túnel de acceso. Para comunicar la casa de máquinas subterránea con el exterior, se implementa un túnel de acceso. En este túnel normalmente se implementan sistemas de equipos como: Cable aislado de alta tensión para transmisión de la energía generada (en algunos proyectos, este sistema se instala en túnel o galería dedicada), cables de media tensión para servicios auxiliares, tuberías de agua para sistemas de consumo, sistemas de enfriamiento, sistemas contra incendio de la instalación y sistemas de control y comunicaciones
- Plazoleta externa. La implementación de una casa de máquinas subterránea implica la construcción de una plazoleta de acceso. Esta plazoleta de acceso puede albergar, dependiendo de las limitaciones espaciales, para el proyecto elementos como: Edificio administrativo, portería, subestación eléctrica de salida, torre de transmisión de salida, sistema de reserva de potencia, sistemas de enfriamiento, instalaciones complementarias como: cuarto de residuos, PTAP, almacenes, entre otros. Dependiendo de las restricciones y condiciones espaciales, es posible implementar un edificio de control con una estación de control equivalente a la existente en el interior de la casa de máquinas. Cuando esta opción es viable, dicha edificación

suele integrar las instalaciones complementarias como zona de oficinas, cuarto de quipos auxiliares, almacenes y zonas de servicio

- Subestación eléctrica de salida. La subestación eléctrica de salida en los proyectos subterráneos podrá estar ubicada en el interior o en el exterior de la casa de máquinas subterránea, dependiendo de las restricciones espaciales del portal de acceso y los requerimientos de seguridad pública. Cuando las condiciones del proyecto permiten la instalación de la subestación de salida en el exterior de la casa de máquinas, se deberá contemplar los siguientes aspectos técnicos:
  - Número de circuitos de transmisión eléctrica en cable aislado provenientes del interior de casa de máquinas. Este aspecto determina el número de bahías de la subestación
  - Configuración requerida para la subestación. La configuración seleccionada para la subestación se debe elegir considerando los requerimientos de confiabilidad, seguridad y flexibilidad operativa del proyecto. Si la subestación es exterior, el diseño del SEE debe contemplar la implementación de una configuración que minimice los requerimientos espaciales
  - Tipo de aislamiento. Cuando no se tienen restricciones espaciales, el aislamiento por defecto para las subestaciones será el aire, pero si dichas restricciones existen, es necesario evaluar la necesidad de utilizar subestaciones con aislamiento en gas o aisladas en aire con desarrollos compactos o verticales
  - Caseta de tableros. Normalmente la subestación debe contar con una caseta para albergar los sistemas de control y equipos auxiliares. Cuando se implementa un edificio de control en la plazoleta, esta instalación y sus zonas complementarias albergan los equipos y sistemas de control de la subestación exterior

Cuando la subestación se instala en el interior de la casa de máquinas subterránea, es necesaria la implementación de subestaciones con aislamiento en gas, las cuales aumentan los niveles de seguridad de la instalación.

- Sistema de transformación. La definición del sistema de transformación principal afecta de manera directa los requerimientos para los sistemas de cable aislado de alta tensión y el número de bahías de la subestación eléctrica de salida. Cuando la subestación eléctrica de salida es exterior, si la potencia instalada y el número de unidades del proyecto lo permite, es conveniente utilizar un esquema de conexión que permita la implementación de un solo sistema de transformación con el objetivo de requerir solo un circuito de cable aislado de alta tensión. Para los transformadores instalados en cavernas, se consideran los siguientes aspectos:
  - En general emplean enfriamiento del tipo OFWF



- Los bancos de transformación con equipos monofásicos pueden resultar adecuados, pues permiten simplificar las provisiones para el ingreso al túnel de acceso y a la caverna, pero probablemente incrementando los requerimientos espaciales
- Adecuación de celdas dedicadas para albergar los transformadores, que permiten confinar los equipos y controlar explosiones e incendios

Cuando la casa de máquinas es superficial, en general no se presentan las limitaciones espaciales planteadas para la casa de máquinas subterránea y esto permite considerar un número de alternativas más amplio para la disposición de los equipos.

Las casas de máquinas superficiales consideran, entre otros, los siguientes aspectos:

- Tipo de subestación. Aislamiento (aire o gas), configuración (convencional o compacta), número de bahías y disposición (interior o exterior)
- Transformadores de potencia. Ubicación, número de equipos y tipo de enfriamiento
- Disponibilidad de espacio para ubicación de los sistemas y equipos de servicios auxiliares al interior en la plazoleta de la casa de máquinas
- Subestación exterior o interior. Aunque es común que la subestación de salida sea del tipo exterior, en proyectos con tensiones de transmisión de nivel II o nivel III, es factible, en caso de presentarse limitaciones espaciales, implementar subestaciones interiores con aislamiento en gas o en vacío

### **1.1.3 Tensión de transmisión**

Esta clasificación se basa en los niveles de tensión establecidos por la CREG [4].

- Nivel I: Sistemas con tensión nominal menor de 1 kV. Este nivel de tensión no es considerado en la presente metodología
- Nivel II: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV. En la metodología, este nivel de tensión será asociado con 13,2 kV
- Nivel III: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV. En la metodología, este nivel de tensión será asociado bien sea con 34,5 kV o 44 kV
- Nivel IV: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor de 220 kV. En la metodología, este nivel de tensión será asociado con 110 kV o 115 kV

- Nivel STN: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 220 kV. En la metodología, este nivel de tensión será asociado con 220 kV o 230 kV

La selección de la tensión de transmisión para los proyectos de generación depende de la potencia instalada y la longitud de las líneas de conexión empleada para vincularlo al sistema interconectado.

## 1.2 Alternativas de proyectos

Para determinar los proyectos que pueden ser evaluados por la metodología, se han implementado una serie de restricciones para descartar alternativas no viables técnicamente y otras que, aunque viables, no suelen implementarse dadas las tendencias de diseño del contexto técnico colombiano o presentan condiciones técnicas atípicas.

A continuación, se relacionan las restricciones que acotan las configuraciones de proyectos:

- No se consideran proyectos subterráneos para potencias inferiores a 10 MW
- Los proyectos con una sola unidad generadora solo podrán implementar potencias de hasta 10 MW. Para potencias mayores, se recomienda aumentar el número de unidades generadoras para aumentar la flexibilidad operativa de la planta y responder de manera más eficiente a los requerimientos operativos (caudales mínimos turbinables, eficiencia de las unidades, entre otros)
- Solo se consideran proyectos de cuatro unidades para proyectos con potencia instalada entre 60 MW y 150 MW
- Solo se considera el empleo de cuatro o más unidades generadoras para proyectos con una potencia instalada superior a 60 MW

A continuación, se presenta un resumen de las categorías que se han definido para caracterizar el tipo de proyectos.

- Número de unidades. Proyectos de 1 hasta 6 unidades de generación
- Potencia Instalada. Cinco opciones presentadas en los siguientes intervalos
  - $P \leq 10$
  - $10 < P \leq 20$
  - $20 < P \leq 60$
  - $60 < P \leq 150$
  - $150 < P \leq 300$

- Tipo de casa de máquinas
  - Superficial
  - Subterránea
  
- Ubicación relativa subestación eléctrica de alta tensión
  - Interior
  - Exterior
  
- Tensión de transmisión
  - Nivel II (13,2 kV)
  - Nivel III (34,5 o 44 kV)
  - Nivel IV (110 o 115 kV)
  - Nivel STN (230 kV)

Considerando las opciones planteadas, se obtiene mediante el cálculo de la combinatoria (productoria de las opciones de cada aspecto planteado), un total de 480 alternativas de proyecto. Al aplicar las restricciones planteadas, el grupo de alternativas se reduce a 38 esquemas de proyectos evaluables por la metodología.

### **1.3 Aspectos técnicos considerados para los SEE**

Para definir el SEE de un proyecto, se han considerado los siguientes aspectos técnicos:

- Esquema de conexión
  
- Tipo de transformación
  
- Configuración de la subestación de alta tensión de salida
  
- Tipo y medio de aislamiento para la subestación de alta tensión de salida
  
- Fuentes de alimentación eléctrica para servicios auxiliares

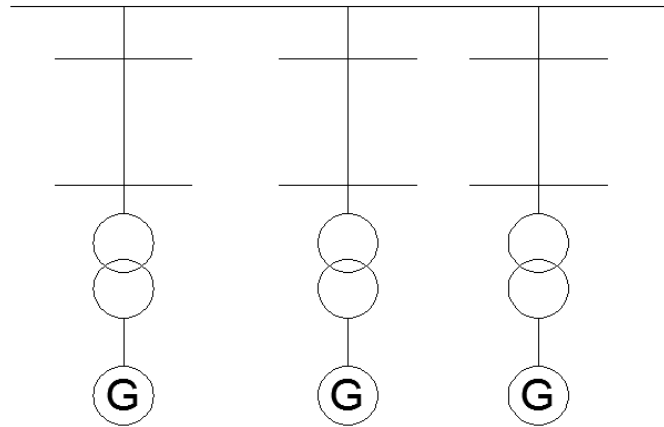
#### **1.3.1 Esquemas de conexión**

Los esquemas de conexión son las posibles configuraciones empleadas para conectar los equipos del SEE.

A continuación, se describen los esquemas que han sido considerados como viables:

## ▪ Esquema de unidad

En este esquema, cada unidad generadora dispone de su propio sistema de transformación [5]. El esquema de unidad se ilustra en la Figura 1



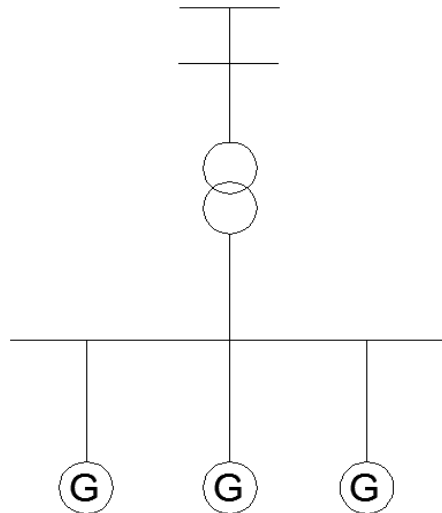
**Figura 1.** Esquema de unidad (múltiple)

Para el esquema de unidad, se consideran los siguientes aspectos:

- Cuando se dispone de interruptor de máquina, resulta viable alimentar los servicios auxiliares mediante una derivación realizada aguas arriba del interruptor de máquina. La disponibilidad de dicho interruptor, pese a la parada de las máquinas, permite mantener la alimentación de los servicios auxiliares mediante la energización proveniente del sistema de alta tensión del proyecto [6]. La implementación del interruptor de máquina fortalece el esquema de protecciones y permite realizar la función de sincronismo en el sistema de media tensión.
- Sin embargo, el interruptor de máquina no es estrictamente necesario, pues el sincronismo de la planta podría realizarse en el interruptor de alta tensión (subestación de salida) y la alimentación de servicios auxiliares podría considerar una conexión con la línea de alta tensión del proyecto [6], principalmente en proyectos que emplean líneas de conexión con tensiones nominales de 44 kV o 13,2 kV
- El tipo de transformación por defecto corresponde a un equipo trifásico bidevanado, pero resulta viable implementar bancos monofásicos, considerando la potencia instalada y las facilidades de transporte hacia la central

## ▪ Barra de generación (barra de media tensión)

Este esquema conecta varias unidades de generación a un barraje común. La capacidad instalada del proyecto debe ser adecuada para el barraje de generación. En esta alternativa, las unidades de generación se conectan a través de interruptores de máquina a una barra común, que a su vez se conecta con el sistema de transformación del proyecto [7]. El esquema de barra de generación se ilustra en la Figura 2.



**Figura 2.** Esquema de barra de generación

En este esquema se presentan las siguientes características:

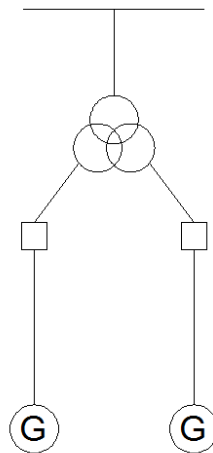
- Dependiendo de la capacidad instalada de la planta, el sistema de transformación puede estar constituido por un equipo trifásico o por un banco monofásico
- En este esquema es importante evaluar con cuidado la capacidad de corriente y cortocircuito de los equipos, considerando la convergencia de potencia que se presenta en el barraje de generación
- El esquema implica la implementación de interruptores de máquina
- El interruptor de barra (interruptor empleado para conectar la barra de generación con el sistema de transformación principal), es un equipo viable pero pocas veces implementado. Se suele implementar en su lugar un seccionador [7]
- Normalmente, el sincronismo de las unidades se realiza en los interruptores de máquina

- La subestación de alta tensión la constituye una bahía de conexión
- La alimentación de los servicios auxiliares, comúnmente se deriva de la barra de generación a través de un interruptor y un transformador reductor [6]. En ocasiones, el interruptor asociado al transformador de servicios auxiliares puede ser reemplazado por un seccionador protegido con fusibles

### ▪ **Sistemas tridevanados**

Se definen como los esquemas que emplean transformadores trifásicos tridevanados o bancos de transformadores monofásicos tridevanados. Son empleados principalmente en los sistemas de transmisión de potencia y en menor medida en centrales de generación.

Es un esquema particular puesto que permite la conexión de hasta dos unidades a un único sistema de transformación principal, evitando la implementación de una barra de generación y sus implicaciones sobre la capacidad y el nivel de corto circuito de los equipos. El esquema de sistema tridevanado se ilustra en la Figura 3.



**Figura 3.** Esquema sistema tridevanado

Los esquemas tridevanados presentan entre otras, las siguientes características:

- El esquema en general implementa de interruptores de máquinas
- El sincronismo de las unidades normalmente se realiza en los interruptores de máquina
- La implementación del interruptor de máquina simplifica las previsiones de alimentación de servicios auxiliares

- El empleo de bancos de equipos monofásicos tridevanados, puede adaptarse con mayor facilidad a los requerimientos de transporte hacia la central

### **1.3.2 Tipo de transformación**

Para los sistemas de transformación se han considerado las siguientes alternativas:

- Transformadores trifásicos bidevanados
- Transformadores monofásicos bidevanados
- Transformadores trifásicos tridevanados
- Transformadores monofásicos tridevanados

Los equipos considerados por defecto corresponden a los transformadores trifásicos, sin embargo, cuando se tiene restricciones espaciales o de transporte, o cuando se quiere facilitar la adquisición de equipos de reserva, se prefiere la implementación de bancos de transformación constituidos por transformadores monofásicos.

En general, la adquisición de un transformador de reserva para el banco de transformación monofásico resulta una alternativa económica respecto a la adquisición de un transformador trifásico de reserva con una potencia equivalente a la del banco de transformación monofásico.

### **1.3.3 Configuraciones de la subestación eléctrica de salida**

Las configuraciones de la subestación de salida empleadas en la presente metodología, se basan en la “Tendencia europea” [8], que tiene como criterio de clasificación la conexión de los barrajes.

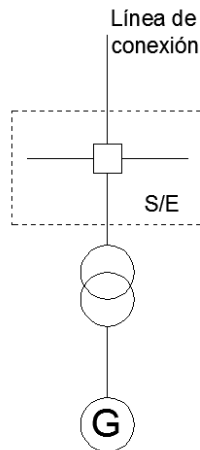
A continuación, se presentan algunas consideraciones sobre las configuraciones contempladas.

#### **▪ Bahía de conexión**

Es una versión más simple que la configuración de barra sencilla; también es conocida como “subestación unitaria” [8].

En esta configuración no existe un barraje, y en general, los equipos que la componen corresponden a los empleados en una bahía de línea o de transformación.

Esta configuración es viable implementarla en proyectos equipados con una sola unidad de generación, en proyectos que implementan un esquema de barra de generación o en proyectos que poseen un único esquema tridevanado. La bahía de conexión o subestación unitaria se ilustra en la Figura 4.

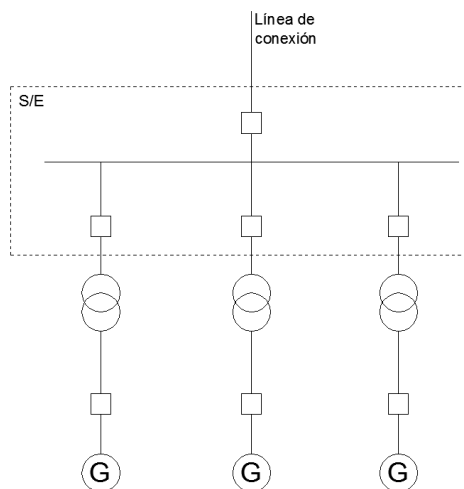


**Figura 4.** Bahía de conexión

#### ▪ Barra Sencilla

Es la configuración más simple para conectar varias bahías, bien sea de línea o de transformación (generación).

Esta configuración es viable emplearla en proyectos que implementan múltiples esquemas de unidad o tridevanados, que no requieren un alto grado de confiabilidad y/o flexibilidad operativa. La configuración barra sencilla se ilustra en la



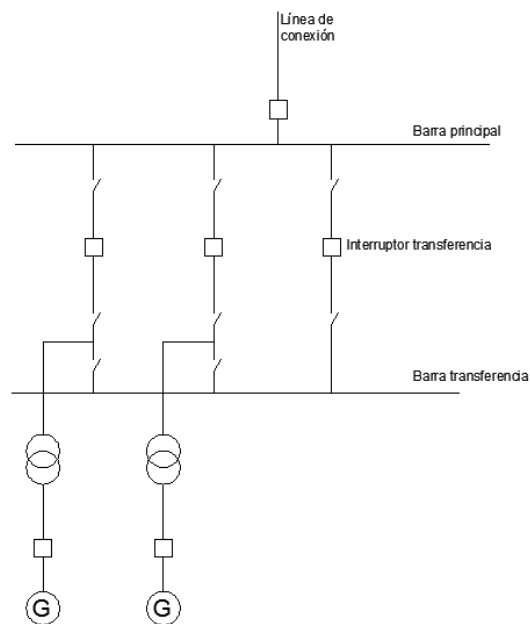
**Figura 5.** Subestación barra sencilla



## ▪ Barra principal y barra de transferencia

Cuando los proyectos implementan múltiples unidades de generación y requieren aumentar su confiabilidad y flexibilidad operativa, considera el empleo de configuraciones como la barra principal más barra de transferencia.

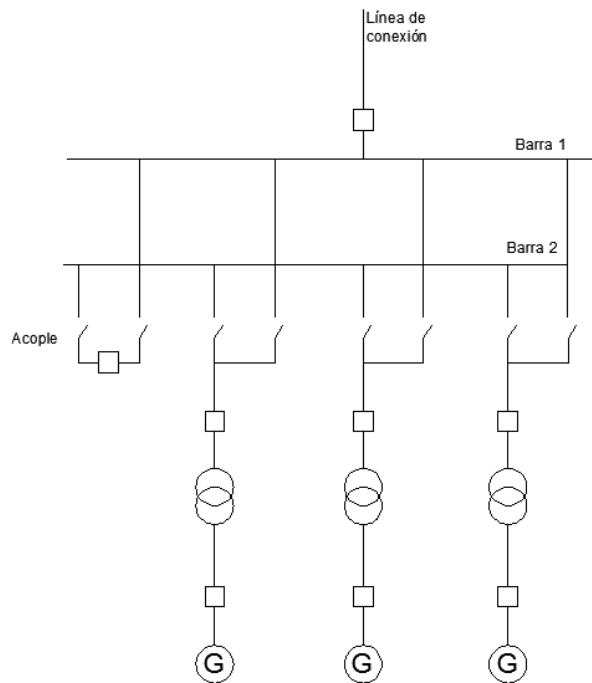
Esta configuración brinda confiabilidad por interruptores para sus bahías, pues permite mediante el empleo de la barra de transferencia y el interruptor de acople, suplir un interruptor fallado asociado a una de las bahías de la subestación. La configuración barra principal y barra de transferencia se ilustra en la Figura 6.



**Figura 6.** Subestación barra principal y barra de transferencia

## ▪ Doble Barra

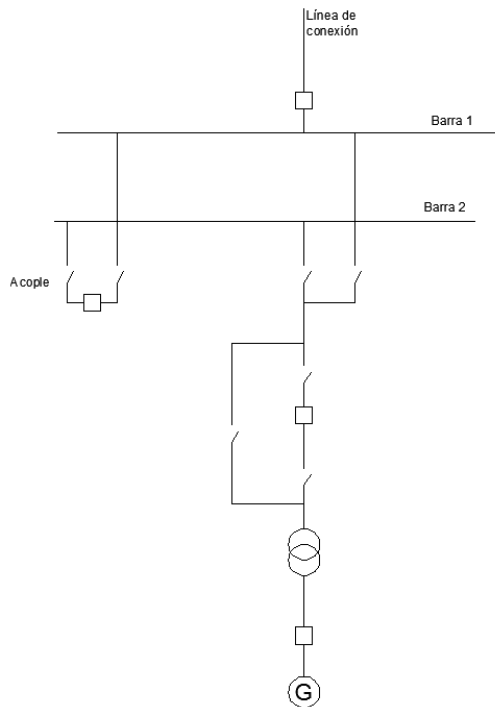
Con esta configuración, se aumenta la confiabilidad y la flexibilidad operativa, pero a diferencia de la configuración barra principal más barra de transferencia, brinda redundancia en barras más no en interruptores. Adicionalmente, permite realizar mantenimientos a los barrajes con un impacto mínimo en la operación de la subestación. Cuando opera con el interruptor de acople cerrado, opera como una barra sencilla, pero con la ventaja de poder despejar fallas en una de las barras, permitiendo que una falla no afecte la totalidad de la generación, siempre y cuando el segmento de barra fallada no comprometa la bahía asignada a la línea de conexión. La subestación doble barra se ilustra en la Figura 7.



**Figura 7.** Subestación doble barra

- **Doble barra con seccionador de bypass**

Esta configuración suma las ventajas de las dos configuraciones anteriores, pero es más costosa pues emplea un mayor número de equipos asociados. Sin embargo, es una alternativa muy completa y no requiere tantos interruptores en comparación con las configuraciones de interruptor y medio o doble interruptor. La subestación doble barra con seccionador de bypass se ilustra en la Figura 8.



**Figura 8.** Subestación doble barra con seccionador de bypass

### ▪ Configuraciones no consideradas

La metodología no considera las siguientes configuraciones:

- Doble barra más seccionador de transferencia. Es una versión simplificada de la configuración doble barra más seccionador de by pass. Ha sido descartada pues su simplificación reduce la flexibilidad operativa
- Interruptor y medio. Aunque es una de las alternativas técnicamente más versátiles y suele emplearse en subestaciones que representan nodos de gran importancia para los sistemas interconectados, se considera una opción costosa para los proyectos revisados por la metodología (hasta 300 MW)
- Doble interruptor. Se ha descartado por su elevado costo
- Anillo. Se ha descartado pues su flexibilidad operativa no se considera adecuada para proyectos específicos de generación, considerando que ciertas fallas representan la parada total de la central, de modo equivalente a la barra sencilla

### **1.3.4 Tipo y medio de aislamiento para la subestación de salida**

La selección del tipo y medio de aislamiento para la subestación de salida es importante, pues es común que los proyectos de generación hidráulica presenten limitaciones espaciales.

Cuando se requiere que la subestación sea de instalación interior, por lo general, se debe implementar aislamiento en gas (GIS), sin embargo, en ocasiones, es viable implementar subestaciones constituidas por celdas interiores con aislamiento en gas o en vacío.

El empleo de subestaciones aisladas en gas bien sea del tipo tradicional, celdas interiores o los más recientes esquemas compactos, implica un sobre costo con respecto a las subestaciones aisladas en aire, que aumenta conforme se incrementa el nivel de tensión. Si se considera el aislamiento en gas como una alternativa en el diseño, se deberá realizar una evaluación para determinar si el sobre costo de equipos se ve compensado por los beneficios asociados con la reducción de las áreas requeridas para instalación.

Cuando las zonas exteriores de los proyectos no presentan restricciones de área relevantes, se deberá considerar como primera opción la implementación de subestaciones con aislamiento en aire, bien sea con desarrollos convencionales o con desarrollos compactos (esquemas convencionales en desarrollo vertical).

### **1.3.5 Fuentes de alimentación eléctrica para servicios auxiliares**

A continuación, se describen los esquemas de alimentación eléctrica para los servicios auxiliares, frecuentemente implementados en las centrales de generación eléctrica:

- **Conexión directa con la línea de conexión del proyecto**

Normalmente se implementa en proyectos de menor capacidad que tienen líneas de conexión con niveles de tensión II o III [9]. Aunque la conexión con líneas de tensión de nivel IV es posible, este tipo de conexión implica el uso de transformadores con relaciones de transformación atípicas para los estándares de los equipos de los sistemas de distribución o el empleo de varios equipos para realizar una reducción de tensión escalonada.

- **Conexión con los sistemas de media tensión de la central**

Este tipo de conexión suele plantearse de acuerdo con el esquema de conexión de las unidades generadoras. Cuando la planta dispone de barra de media tensión, es común conectar a esta barra el transformador de servicios auxiliares. Cuando la planta implementa esquemas de unidad, los transformadores de servicios auxiliares se alimentan mediante una

derivación del barraje que conecta la unidad generadora con su correspondiente sistema de transformación principal.

Dotar a las unidades con interruptores de máquina, hará posible desconectar las unidades de generación y permitir que los transformadores de servicios auxiliares continúen operando. Para esquemas de unidad, es común implementar al menos dos transformadores principales de servicios auxiliares, ambos con la capacidad para atender la central y de forma tal, que operen cada uno como respaldo del otro. Otra variante consiste en implementar transformadores complementarios, es decir, que la suma de sus capacidades atienda la demanda de la central. Sin embargo, es importante anotar que las configuraciones para la conexión de los transformadores de auxiliares son muy amplias y dependen en gran medida de los criterios de diseño de cada profesional.

#### ▪ **Grupos electrógenos**

Por lo general, los proyectos cuentan con al menos un grupo electrógeno como sistema de alimentación eléctrica de respaldo. La capacidad de estos equipos se dimensiona normalmente para atender los servicios esenciales de la central, como son los requeridos para las labores de arranque y paro de las unidades y los servicios que garanticen la operación segura de la instalación. Sin embargo, diseños conservadores dimensionan la capacidad de los grupos electrógenos con una magnitud equivalente a la de los transformadores principales de servicios auxiliares.

Es viable que, en proyectos de gran capacidad, se plantee la instalación de varios grupos electrógenos para brindar flexibilidad operativa con equipos de dimensiones que facilitan las labores de transporte y mantenimiento.

#### ▪ **Línea externa**

Dependiendo de las necesidades del proyecto, se implementa una línea externa dedicada, como sistema de respaldo para la alimentación de los servicios auxiliares.

En general, la línea externa corresponde a un sistema de media tensión, pero dependiendo de la magnitud del proyecto, puede ser llegar a ser necesario la implementación de una línea de alta tensión (Nivel IV).

### **1.4 Configuraciones para el sistema de equipos eléctricos (SEE)**

Como base para la aplicación de la metodología se ha considerado de manera preliminar, una serie de alternativas de configuraciones de SEE.

El grupo de alternativas sugeridas se ha seleccionado mediante una serie de criterios técnicos basados en el contexto técnico colombiano y responden a los escenarios de

características más comunes para los proyectos de generación. A continuación, se presentan las alternativas consideradas para las configuraciones de equipos:

- Esquema de conexión
  - Esquema de unidad (U)
  - Barra de generación (Bg)
  - Sistemas tridevanados (E3D)
  
- Sistema de transformación
  - Transformadores trifásicos bidevanados (3F2D)
  - Transformadores monofásicos bidevanados (1F2D)
  - Transformadores trifásicos tridevanados (3F3D)
  - Transformadores monofásicos tridevanados (1F3D)
  
- Configuración de la subestación eléctrica de salida
  - Bahía de conexión (BC)
  - Barra sencilla (BS)
  - Barra principal más barra de transferencia (BPBT)
  - Doble barra (DB)
  - Doble barra más seccionador de bypass (DBB)
  
- Medio de aislamiento de la subestación eléctrica de salida
  - Aislamiento en aire (A)
  - Aislamiento en gas (G)
  
- Alimentación de servicios auxiliares
  - Transformador de servicios auxiliares conectado al sistema de alta tensión de conexión y grupo electrógeno (TLAT/D)
  - Transformador de servicios auxiliares, conectado al sistema de media tensión y grupo electrógeno (TDMT/D)
  - Dos transformadores conectados al sistema de media tensión mediante derivaciones aguas arriba de los interruptores de máquina en esquemas de unidad y grupo electrógeno (2TDMT/D)
  - Dos transformadores conectados al sistema de media tensión mediante derivaciones aguas arriba de los interruptores de máquina en esquemas de unidad, grupo electrógeno y línea externa de distribución (2TDMT/D/L)

#### **1.4.1 Restricciones consideradas para los SEE**

A continuación, se enuncian las restricciones técnicas consideradas en la construcción de las alternativas de SEE de los diferentes tipos de proyectos:

- No se consideran subestaciones de tipo interior (aislamiento en gas) para el nivel de tensión STN
- Para potencias superiores a 60 MW, no se considera recomendable implementar barra de generación, con la finalidad de mantener niveles de cortocircuito con magnitudes que no representen sobrecostos para el proyecto
- Con el objetivo de implementar esquemas simétricos, no se consideran esquemas tridevanados en proyectos con un número impar de unidades
- Siempre se implementa un grupo electrógeno como respaldo
- En esquemas de unidad múltiples, solo se implementan dos transformadores de servicios auxiliares derivados aguas arriba de los interruptores de máquina de las unidades
- La línea externa de distribución se considera como una fuente de alimentación de respaldo y solo se implementa como complemento del grupo electrógeno en proyectos con capacidad instalada superior a 150 MW
- No se consideran subestaciones exteriores para el nivel de tensión II. En este nivel de tensión las soluciones interiores, bien sea con aislamiento en gas o en vacío, presentan costos que pueden competir con las soluciones exteriores, sobre todo al considerar las ventajas espaciales que brindan.
- Solo se implementa un transformador de servicios auxiliares conectado con la línea en proyectos con tensión de conexión hasta nivel III
- Solo se emplea la configuración de barra sencilla en proyectos con una potencia instalada inferior a 20 MW
- Las tensiones de transmisión nivel STN (220 kV o superior) solo se consideran para el intervalo de potencia  $150 < P \leq 300$
- Las tensiones de transmisión nivel IV (110 y 115 kV) son consideradas para el intervalo de potencia  $20 < P \leq 150$
- No se considera el empleo de subestaciones interiores en proyectos con casa de máquinas superficial y tensión de transmisión nivel IV
- Para los proyectos superficiales con subestación exterior, se considera por defecto el empleo de subestaciones con aislamiento en aire

- No se consideran más de cuatro circuitos de cable aislado para la conexión en proyectos subterráneos con subestación de alta tensión exterior.

El banco de información implementa, en la medida de lo posible, tres alternativas de esquemas de conexión para cada uno de los treinta y ocho (38) tipos de proyectos.

## 1.5 Costos de referencia para el SEE

Con el objetivo de incluir aspectos financieros en el proceso de evaluación y selección de alternativas, se determinan los costos asociados con los equipos del SEE.

A continuación, se indican los criterios e información para la estimación de los costos de los diferentes equipos del SEE.

### 1.5.1 Generador

Para la estimación del costo de las unidades de generación [10], se ha empleado la ecuación,

$$Costo = 102680 \left( \frac{A}{n} \right)^{0,74} + 184007 [Euros] \quad (1)$$

Donde,

- A: Potencia aparente, expresada en kVA
- n: Velocidad, expresada en rpm

Como referencia y para reducir el número de opciones y simplificar el ejercicio de estimación de los costos, se ha determinado una velocidad de rotación constante de 514,3 rpm haciendo que el costo varíe en función de la potencia.

Los costos han sido convertidos a valor presente (abril de 2017), empleando los IPP correspondientes y considerando que la información de referencia data del año 2012. La tasa considerada para el Euro ha sido de 3200 COP.



## 1.5.2 Transformadores de potencia

El costo para los transformadores de potencia se ha estimado con base en la información incluida en las resoluciones CREG 097 de 2008 [4] y CREG 011 de 2009 [11].

La información de referencia CREG, ha sido completada en la presente metodología con una serie de relaciones y consideraciones que buscan mejorar la precisión en la estimación de los costos, de acuerdo con las características principales de los transformadores considerados como alternativa para constituir el sistema de transformación principal. Dichas relaciones se han establecido como un modelo básico para poder contar con referencias aproximadas de costos no disponibles, advirtiendo que pueden presentar desviaciones respecto a los costos reales de los equipos.

De las tablas de costos de transformadores presentadas por las resoluciones CREG indicadas, se extrae el valor de los equipos traifásicos bidevanados y con base en estos, y cuando es necesario, se calcula mediante las siguientes relaciones, los costos asociados a otros tipos de transformadores (trifásicos tridevanados, monofásicos bidevanados y tridevanados):

- Equipo de referencia: Transformador trifásico bidevanado
- Relación entre transformador trifásico y monofásico de potencia y número de devanados equivalente: 0,9 ( $T1F = 0,9 T3F$ )
- Relación entre transformadores de tres devanados y dos devanados: 1,3 ( $T3D = 1,3 T2D$ ) para equipos de hasta 50 MVA y 1,1 ( $T3D = 1,1 T2D$ ) para equipos de más de 50 MVA
- Relación entre transformadores tipo OFWF y tipo ONAN: 1,2 ( $OFWF = 1,2 ONAN$ )

Los costos estimados son traídos a valor presente (abril de 2017) empleando los indicadores IPP correspondientes y considerando que la información de referencia data del 2008 y 2012.

## 1.5.3 Subestaciones de conexión de alta tensión

El costo para las subestaciones de conexión, se ha estimado considerando como base la información incluida en las resoluciones CREG 097 de 2008 [4] y CREG 011 de 2009 [11]. Los costos estimados son traídos a valor presente (abril de 2017) empleando los indicadores IPP correspondientes y considerando que la información de referencia data del 2008 y 2012.

Para efectos comparativos, el costo de las subestaciones se ha construido con base en el costo de los interruptores, los seccionadores y los barrajes. Los equipos complementarios como equipos de medida, protección, control, comunicaciones y previsiones de instalación

no han sido determinados en detalle y se han considerado mediante la aplicación de un factor (factor de ajuste por equipos complementarios).

De las tablas de costos presentadas por las resoluciones CREG indicadas, se extraen las configuraciones tipo convencional disponibles. Cuando se requiere subestaciones con aislamiento en gas se aplica un factor de 2,2 al costo asociado a las subestaciones convencionales. Este factor ha sido determinado mediante las relaciones entre subestaciones existentes con configuración equivalente, pero con aislamientos AIS y GIS. Se optó por determinar este factor con el objetivo de contar con una medida uniforme, pues en la resolución CREG no se presentan costos GIS para todas las configuraciones.

La información de referencia CREG, ha sido completada en la presente metodología con las siguientes relaciones y consideraciones que buscan mejorar la precisión en la estimación de los costos:

- Equipo de referencia: Subestación convencional
- Relación entre subestaciones con aislamiento en gas (GIS) y subestaciones convencionales con aislamiento en aire (AIS): 2,2 (GIS = 2,2 AIS)
- Factor de ajuste por equipos complementarios: 1,4 sobre el costo de referencia de la suma de seccionadores, interruptores y barrajes

#### 1.5.4 Costo del cable aislado de alta tensión

La estimación del costo del cable aislado se ha realizado mediante el empleo de las siguientes ecuaciones, que con base en la extrapolación de los costos de cables de secciones y tensiones indicados en la Tabla 1 [1], permite determinar el costo para una sección y una tensión definida.

$$PM = \frac{Pm}{\left(\frac{Sm}{SM}\right)^{\frac{2}{3}}} \quad (2)$$

$$Pm = PM \times \left(\frac{Sm}{SM}\right)^{\frac{2}{3}} \quad (3)$$

Donde,

PM: Precio del cable de sección mayor no conocida con base en el costo de cable de sección menor de costo conocido expresado en USD/m.

Pm: Precio del cable de sección menor no conocida con base en costo de cable de sección mayor de costo conocido expresado en USD/m.

SM: Cable de sección mayor, expresado en Kcmil.

Sm: Cable de sección menor expresado en Kcmil.

**Tabla 1.** Costos de referencia cable aislado de alta tensión

Conductor	Calibre (kcmil)	Tensión (kV)	Año	Costo (US/m)
CU	5000	230	2006	1.338
CU	3200	230	2008	995
CU	2000	230	2004	560
CU	2000	138	2004	430
CU	1250	69	2004	286

Los resultados de costos obtenidos mediante las ecuaciones han sido comparados con listados de precio disponibles y se concluye que los costos resultantes representan aproximaciones adecuadas.

El costo considerado en el banco de información, para los circuitos de alta tensión se estima por metro de circuito operativo (incluyendo los accesorios y elementos de instalación) y con el objetivo de simplificar el ejercicio de asignación de costos, se ha definido una longitud constante de 1000 m para los circuitos de cable aislado.

Los costos estimados se han presentado en pesos colombianos en valor presente (abril de 2017) y empleando una tasa de 3000 COP para el dólar americano.

### 1.5.5 Costo sistema de media tensión

Se define al sistema de media tensión asociado al generador, como el conformado por las celdas que albergan los interruptores de máquina, la conexión de entrada y salida, los barrajes de media tensión y las derivaciones para servicios auxiliares [12].

En los esquemas de unidad, para cada generador se ha considerado el siguiente grupo de celdas:

- Celda de entrada generador (CGE)

- Celda de interruptor de máquina (CIM)
- Celda de salida generador (CGS)

En los esquemas de barra de generación, se ha considerado el siguiente grupo de celdas

- Celda de entrada generador (CGE)
- Celda de interruptor de máquina (CIM)
- Celda de barra de generación (Bg)

En los esquemas tridevanados, se ha considerado un grupo de celdas similar al empleado en los esquemas de unidad.

Para la conexión de los sistemas de alimentación de los servicios auxiliares, se han considerado las celdas que permiten la conexión con la barra de media tensión o con las derivaciones aguas arriba de los interruptores de máquinas en los esquemas de unidad.

El costo de las diferentes celdas se ha definido con base en referencias suministradas por fabricantes en el desarrollo de proyectos equivalentes.

### **1.5.6 Costo de los equipos fuente de servicios auxiliares**

El costo de los equipos asociados con las fuentes de alimentación de los servicios auxiliares incluye referencia para los siguientes equipos:

- Transformador de servicios auxiliares conectados a la línea de conexión
  - Transformador de servicios auxiliares
  - Seccionador fusible para conexión a la línea
- Transformador de servicios auxiliares conectado a la barra de generación
  - Transformador de servicios auxiliares
  - Celda de conexión con el sistema de media tensión
- Grupo electrógeno

El costo de los transformadores y de las celdas para conexión con el sistema de media tensión, fueron estimados con base en los precios de lista del fabricante ABB. El costo de los

grupos electrógenos fue estimado con base en los precios de lista del fabricante Caterpillar. El costo del seccionador que conecta el transformador de servicios auxiliares con la línea de conexión ha sido estimado con base en los precios de referencia indicados por la CREG.

## **1.6 Indicadores de confiabilidad considerados para los equipos**

Con el fin de determinar la EENS de las configuraciones de los SEE, se han empleado indicadores de confiabilidad tomando como referencia, equipos equivalentes a los que constituyen el SEE de las centrales hidroeléctricas y la experiencia de ingenieros y operadores que estuvieron a cargo de la operación de este tipo de sistemas.

La información de soporte considerada presenta referencia para los siguientes indicadores:

- Número de fallas por año ( $\lambda$ )
- Tiempo de reparación ( $r$ ) expresado en horas
- Tiempo de instalación ( $I$ ) expresado en horas

Los indicadores de confiabilidad considerados para los equipos del SEE, pueden variar de manera significativa al estar afectados por aspectos como [13]:

- Condiciones ambientales del sitio de instalación
- Políticas operativas de la empresa operadora
- Políticas de mantenimiento de la empresa operadora
- Calidad de los equipos asociada con los materiales y procesos de manufactura propios de cada fabricante

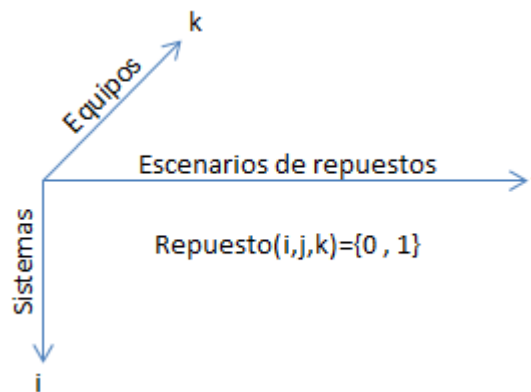
## **1.7 Consideraciones sobre el manejo de costos e indicadores de confiabilidad en el SEE**

El SEE está compuesto por equipos que varían de acuerdo con la configuración y características del proyecto.

Los repuestos en la central hidroeléctrica, son equipos que se encuentran almacenados en la misma central y que están allí para ser instalados en caso de que falle el equipo al que pueden reemplazar.

Si bien la inversión para la compra de repuestos puede llegar a ser costosa, puede ser más costoso no tenerlos, puesto que mientras se repara el equipo fallado, estará por fuera la totalidad o una parte de la capacidad generación de la central, implicando pérdidas por la energía no generada. Sin embargo, no es práctico considerar repuesto para todos los equipos de la central, ya sea por su alto costo o por su alta probabilidad de servicio.

Como procedimiento inicial para un estudio de asignación de repuestos, se presenta la matriz tridimensional  $\text{Repuesto}(i,j,k)$  de la Figura 9, en la cual tendrá un 1 el equipo que esté habilitado para tener repuesto o 0 el equipo al que se le descarta esta posibilidad. Los escenarios de repuesto para los equipos de cada sistema son las posibles combinaciones de repuestos que este puede tener, incluyendo el escenario base, en el que ninguno de sus equipos tendrá repuesto.

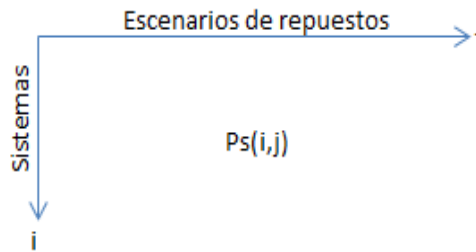


**Figura 9.** Matriz tridimensional de asignación de repuestos

### 1.7.1 Indicador de confiabilidad de la configuración de equipos

Para cada escenario de repuesto de la Figura 9, existen equipos con o sin repuesto, que de acuerdo con el modelo de cadenas de Markov [14], tendrán una probabilidad de servicio para cada caso.

Los equipos en cada sistema, de acuerdo con su configuración, presentan una probabilidad de servicio calculada mediante el modelo de trayectorias mínimas al sistema [14]. La matriz  $P_s(i,j)$  de la Figura 10, tiene como elementos a la probabilidad de servicio de cada sistema, en cada escenario de repuesto.

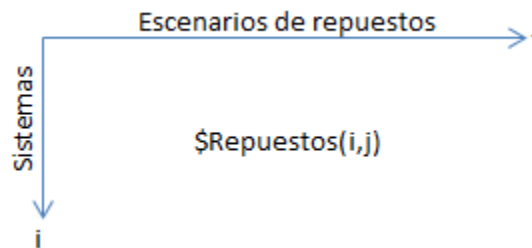


**Figura 10.**Matriz de probabilidad de servicio

La selección de un escenario de repuesto para cada sistema se realiza empleando técnicas de optimización y su resultado tendrá influencia sobre los indicadores de confiabilidad de la configuración de equipos de la central hidroeléctrica. De los indicadores de confiabilidad susceptibles a ser calculados, se escoge el indicador de impacto o valor esperado de energía no suministrada, el cual es útil en la evaluación financiera del proyecto de inversión en repuestos y en la comparación de las diferentes alternativas de configuraciones del SEE.

### 1.7.2 Costo de la configuración de equipos

Para cada escenario de repuesto por sistema, existe un costo asociado. Dicha relación se encuentra representada en la matriz  $\$Repuestos(i,j)$  de la Figura 11.



**Figura 11.**Matriz de costo de los repuestos

El costo total de la configuración está dado por el costo del escenario de repuestos escogido para cada sistema sumado al costo global de los equipos.

## 1.8 Desarrollo metodológico

La selección de la configuración del SEE para un proyecto hidroeléctrico, basada en la metodología planteada, se ha realizado definiendo las siguientes etapas.

### **1.8.1 Alternativas Preliminares**

La metodología, con base en la caracterización del proyecto, la información de referencia y las restricciones definidas, sugiere hasta tres alternativas de equipos para cada esquema de proyecto.

Las alternativas planteadas dan prioridad a las características que causan un menor impacto en los costos del sistema y a los aspectos que pueden favorecer la confiabilidad.

Las alternativas preliminares serán comparadas y evaluadas de acuerdo con el costo global de los sistemas y de acuerdo con la relación beneficio costo del SEE.

### **1.8.2 Ajuste particular del proyecto**

Las alternativas preliminares han sido planteadas con información genérica que puede presentar diferencias importantes con el proyecto que requiere ser revisado.

Por esta razón, las alternativas sugeridas durante el proceso de evaluación deben ser adaptadas a las características específicas del proyecto. Dichos ajustes modifican la información de referencia que considera la metodología para el proceso de revisión y evaluación preliminar.

Aspectos como la longitud del túnel donde se instalan los cables aislados (1000 m por defecto) y el ajuste de los costos de las unidades generadoras (definido en la información de referencia con base en el límite superior del intervalo de potencia), deben ser ajustados para contar con resultados adaptados al proyecto particular objeto del ejercicio de análisis.

### **1.8.3 Optimización**

El componente de optimización incluido en la metodología se basa en la adjudicación de equipos de repuesto al SEE.

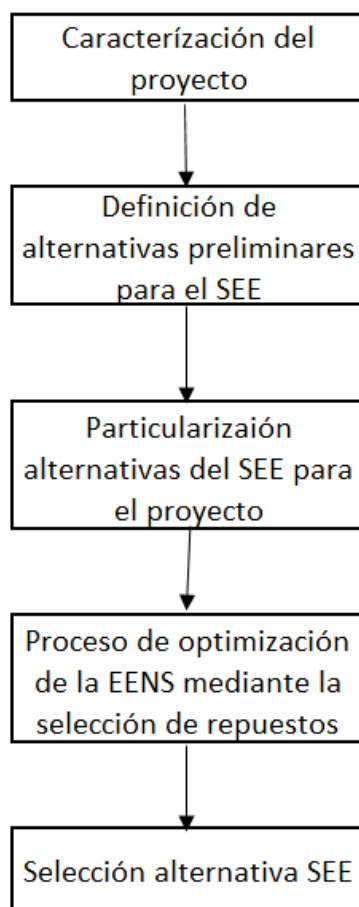
El modelo de optimización incluirá los elementos que permiten definir cuál o cuáles equipos de reserva presentan una mayor relación beneficio costo para el SEE.

### **1.8.4 Selección de la alternativa**

El objetivo principal de la metodología es brindar los elementos necesarios para seleccionar la alternativa del SEE adecuada para un proyecto determinado.



La selección de la alternativa de SEE considera la información técnica, de confiabilidad y financiera asociada con las alternativas preliminares y la información financiera y de confiabilidad proveniente del ejercicio de optimización. Esta información permite establecer relaciones entre los costos y los parámetros de confiabilidad que, junto con los requerimientos y restricciones del proyecto, permiten definir el SEE adecuado para el proyecto. En la Figura 12 se ilustra la secuencia de desarrollo planteada por la metodología.



**Figura 12.**Desarrollo metodológico

## 2. MODELO

### 2.1 Modelo de confiabilidad

A continuación, se explican los modelos empleados para obtener el valor esperado de energía no suministrada o *expected energy not supplied* (EENS) del SEE.

#### 2.1.1 Cadenas de Markov

Es importante determinar la probabilidad de servicio de cada uno de los equipos que componen una central hidroeléctrica pues sus fallas pueden afectar su operación de manera parcial o total.

Las cadenas de Markov permiten representar los estados que puede tomar un equipo, es decir, si está fallado o en servicio y si se dispone de un repuesto. Adicionalmente, las cadenas de Markov consideran las transiciones que relacionan dichos estados, como los son las tasas de falla “ $\lambda$ ”, de reparación “ $\mu$ ” y de instalación “ $\gamma$ ” [14].

La tasa de fallas “ $\lambda$ ”, está dada en fallas por año.

La tasa de reparación “ $\mu$ ”, dada en reparaciones por año, está expresada por,

$$\mu = \frac{8760}{r} \quad (4)$$

Donde “ $r$ ” son las horas que tarda una reparación.

La tasa de instalación “ $\gamma$ ”, dada en instalaciones por año, está expresada por,

$$\gamma = \frac{8760}{I} \quad (5)$$

Donde “ $I$ ” son las horas que tarda una instalación.

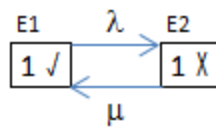
El modelo de Markov permite encontrar la probabilidad de cada estado en la cadena, donde algunos de ellos representan para el caso particular, un estado de funcionamiento y los demás de no funcionamiento. La suma de la probabilidad de los estados de funcionamiento se define como la probabilidad de servicio “ $P_s$ ” del equipo [14].

Las cadenas de Markov permiten definir el impacto en la “Ps” cuando se cuenta con repuesto para un equipo [14].

Para la presentación de las cadenas de Markov, se define como equipo “unitario” aquel que es autónomo para su funcionamiento, y como “banco” a un grupo de equipos de parámetros similares requerido para una función determinada.

A continuación, se describen los diagramas de estado para cada caso:

- **Equipo tipo unitario sin repuesto**



**Figura 13.**Diagrama de estados para equipo unitario sin repuesto

Para el diagrama de la Figura 13, la matriz de cofactores transpuesta “P<sup>T</sup>” restado de la matriz identidad “I” es,

$$P^T - I = \begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ \lambda & -\mu \end{bmatrix} \quad (6)$$

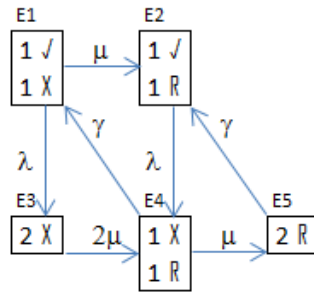
De esa manera, la probabilidad de cada estado del sistema en el estado estable “P<sup>S</sup>”, está dada por,

$$P^S = (P^T - I)^{-1}(0) = \begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ 1 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (7)$$

Donde la probabilidad de servicio “Ps” para el sistema de la Figura 13, está dada por la probabilidad del estado E1, esto es,

$$P_s = P_{E1} = P^S(1) \quad (8)$$

- **Equipo tipo unitario con repuesto**



**Figura 14.**Diagrama de estados para equipo unitario con repuesto

Para el diagrama de la Figura 14, la matriz de cofactores transpuesta “P<sup>T</sup>” restado de la matriz identidad “I” es,

$$P^T - I = \begin{bmatrix} -\lambda - \mu & 0 & 0 & \gamma & 0 \\ \mu & -\lambda & 0 & 0 & \gamma \\ \lambda & 0 & -2\mu & 0 & 0 \\ 0 & \lambda & 2\mu & -\gamma - \mu & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mu & -\gamma \end{bmatrix} \quad (9)$$

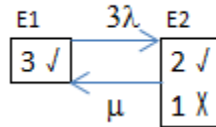
De esa manera, la probabilidad de cada estado del sistema en el estado estable “P<sup>S</sup>”, está dada por,

$$P^S = (P^T - I)^{-1}(0) = \begin{bmatrix} -\lambda - \mu & 0 & 0 & \gamma & 0 \\ \mu & -\lambda & 0 & 0 & \gamma \\ \lambda & 0 & -2\mu & 0 & 0 \\ 0 & \lambda & 2\mu & -\gamma - \mu & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (10)$$

Donde la probabilidad de servicio “P<sub>S</sub>” para el sistema de la Figura 14, está dada por la probabilidad los estados E1 y E2, esto es,

$$P_S = P_{E1} + P_{E2} = P^S(1) + P^S(2) \quad (11)$$

- **Conformación de banco sin repuesto**



**Figura 15.**Diagrama de estados para conformación de banco sin repuesto

Para el diagrama de la Figura 15, la matriz de cofactores transpuesta “P<sup>T</sup>” restado de la matriz identidad “I” es,

$$P^T - I = \begin{bmatrix} -3\lambda & \mu \\ 3\lambda & -\mu \end{bmatrix} \quad (12)$$

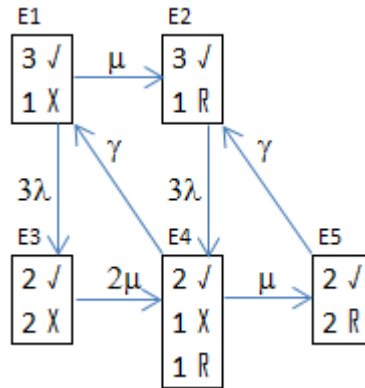
De esa manera, la probabilidad de cada estado del sistema en el estado estable “P<sup>S</sup>”, está dada por,

$$P^S = (P^T - I)^{-1}(0) = \begin{bmatrix} -3\lambda & \mu \\ 1 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (13)$$

Donde la probabilidad de servicio “P<sub>s</sub>” para el sistema de la Figura 15, está dada por la probabilidad del estado E1, esto es,

$$P_s = P_{E1} = P^S(1) \quad (14)$$

- **Conformación de banco con repuesto**



**Figura 16.**Diagrama de estados para conformación de banco con repuesto

Para el diagrama de la Figura 16, la matriz de cofactores transpuesta “P<sup>T</sup>” restado de la matriz identidad “I” es,

$$P^T - I = \begin{bmatrix} -3\lambda - \mu & 0 & 0 & \gamma & 0 \\ \mu & -3\lambda & 0 & 0 & \gamma \\ 3\lambda & 0 & -2\mu & 0 & 0 \\ 0 & 3\lambda & 2\mu & -\gamma - \mu & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mu & -\gamma \end{bmatrix} \quad (15)$$

De esa manera, la probabilidad de cada estado del sistema en el estado estable “P<sup>S</sup>”, está dada por,

$$P^S = (P^T - I)^{-1}(0) = \begin{bmatrix} -3\lambda - \mu & 0 & 0 & \gamma & 0 \\ \mu & -3\lambda & 0 & 0 & \gamma \\ 3\lambda & 0 & -2\mu & 0 & 0 \\ 0 & 3\lambda & 2\mu & -\gamma - \mu & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (16)$$

Donde la probabilidad de servicio “P<sub>s</sub>” para el sistema de la Figura 16, está dada por la probabilidad los estados E1 y E2, esto es,

$$P_s = P_{E1} + P_{E2} = P^S(1) + P^S(2) \quad (17)$$

## 2.1.2 Trayectorias mínimas

El método de las trayectorias mínimas o “*Tie Set Method*” [14], permite determinar la probabilidad de servicio “ $P_s$ ” de un sistema conformado por “ $n$ ” trayectorias mínimas que hacen que el sistema funcione, donde  $T_i$  o la trayectoria mínima “ $i$ ” está conformada por “ $m$ ” equipos, donde el equipo “ $j$ ” tiene asociada una probabilidad de servicio “ $P_s(j)$ ” calculada con el modelo de las cadenas de Markov.

Este modelo se ha seleccionado teniendo en cuenta las limitaciones que pueden presentarse en las simplificaciones serie y paralelo en las que se presenta un mismo elemento en varias posiciones dentro del diagrama de confiabilidad. El modelo de cálculo de la “ $P_s$ ” del sistema, de acuerdo con las trayectorias mínimas, se basa en la teoría de conjuntos y está determinada por,

$$P_s = P\left(\bigcup_{i=1}^n T_i\right) \quad (18)$$

## 2.1.3 Enumeración de estados

Se define que un sistema puede tener dos condiciones operativas: en falla o en servicio. Estas condiciones se denominan estados.

El modelo para el cálculo del valor esperado de energía no suministrada “EENS” de la configuración del SEE de una central hidroeléctrica, compuesta por “ $n$ ” sistemas, donde cada sistema tiene asociada una probabilidad de servicio “ $P_s$ ” calculada con el modelo de trayectorias mínimas, está basado en la enumeración de estados asociados con los eventos de falla o contingencias que se pueden presentar en la configuración [15].

Debido a restricciones computacionales, se limita el modelo de selección de estados para “ $n$ ” sistemas hasta contingencias de orden “ $o$ ” igual a 1 o 2, o “ $n-1$ ” y “ $n-2$ ”, donde la enumeración de estados va desde 1 hasta “ $N$ ”, donde “ $N$ ”, dependiendo del orden “ $o$ ”, está dado por,

$$N = \begin{cases} 1 + \frac{n!}{(n-1)!} & \text{si } o = 1 \\ 1 + \frac{n!}{(n-1)!} + \frac{n!}{2 \cdot (n-2)!} & \text{si } o = 2 \end{cases} \quad (19)$$

- **Probabilidad de los estados**

La probabilidad “P(i)” del estado “i” en “N” estados posibles, de una configuración de “n” sistemas de probabilidad de servicio “Ps” y contingencias de orden “o”, con el sistema “j” no fallado y el sistema “k” fallado, está dado por,

$$P(i) = \begin{cases} \prod_{j=1}^n P_s(j) & \text{si } i = 1 \\ \prod_{j=1}^{n-o} P_s(j) \prod_{k=1}^o (1 - P_s(k)) & \text{si } 1 < i \leq N, \forall o \end{cases} \quad (20)$$

- **Energía total suministrada “ETS”**

Se define la potencia instalada “P” en megavatios [MW] de la central hidroeléctrica como la sumatoria de la potencia de las unidades de generación. La energía total “ $E_T$ ” de la central en [MW-t], es la potencia instalada “P” entregada el 100 % del tiempo.

Se define el factor de planta “FP” entre 0 y 1 como el promedio de la energía que entregaría la central hidroeléctrica “ $\bar{E}$ ” en [MW-t] sobre la energía total que podría entregar “ $E_T$ ” el 100 % del tiempo,

$$0 < FP = \frac{\bar{E}}{E_T} \leq 1 \quad (21)$$

Luego, la energía total suministrada “ETS” en [MW-t] de la central hidroeléctrica, se calcula mediante el producto del factor de planta “FP” y la energía total “ $E_T$ ”, lo que equivale al promedio de la energía que entregaría la central hidroeléctrica “ $\bar{E}$ ” en el 100 % del tiempo.

$$ETS = FP \cdot E_T = \frac{\bar{E}}{E_T} \cdot E_T = \bar{E} \quad (22)$$

En etapas conceptuales, el factor de planta es un factor que se estima en los estudios de potencia y energía de los proyectos hidroeléctricos y en la operación, es un factor que se determina de acuerdo con la energía entregada al sistema de potencia en un periodo de tiempo dado.



- **Energía no suministrada “ENS” en cada estado**

Dependiendo de los sistemas que se encuentren en falla dentro de la configuración de la central hidroeléctrica, para cada estado “i”, se producirá un bloqueo de potencia o racionamiento “RAC(i)” en megavatios [MW], donde la potencia disponible “Pd(i)” en megavatios [MW] en el estado “i” es la diferencia entre la potencia instalada “P” y la de racionamiento “RAC(i)”,

$$P_d(i) = P - RAC(i) \quad (23)$$

La energía disponible “ $E_d(i)$ ” de la central en [MW-t] en el estado “i”, es la potencia disponible “ $P_d(i)$ ” en el 100 % del tiempo para el estado “i”. De esa manera, la energía no suministrada “ENS(i)” en el estado “i”, está dada por,

$$ENS(i) = \begin{cases} 0 & \text{si } E_d(i) > ETS \\ ETS - E_d(i) & \text{si } E_d(i) \leq ETS \end{cases} \quad (24)$$

- **Valor esperado de energía no suministrada “EENS”**

Se define el valor esperado de energía no suministrada “EENS(i)” en [MW-t] para cada estado “i”, como el producto de la energía no suministrada “ENS(i)” por su probabilidad “P(i)” en el estado “i”,

$$EENS(i) = ENS(i) \cdot P(i) \quad (25)$$

Se define el valor esperado de energía no suministrada “EENS” de la configuración de sistemas en la central hidroeléctrica, como el cociente entre la sumatoria del valor esperado de energía no suministrada de cada estado “i” en los “N” estados y la energía total suministrada “ETS”,

$$EENS = \frac{\sum_{i=1}^N EENS(i)}{ETS} \quad (26)$$

El caso de cálculo base, corresponde al que no considera repuestos para ningún equipo del SEE. El porcentaje del valor esperado de energía no suministrada del caso base se denomina “EENS Base”.

## 2.2 Modelo financiero

Para determinar los beneficios que se pueden obtener con la inversión en repuestos para el SEE de una central hidroeléctrica, se presenta a continuación el modelo de indicadores empleados en la evaluación del proyecto de inversión [16].

### 2.2.1 Valor presente del costo de racionamiento “CR”

Se define el costo de racionamiento unitario “CRU” expresado en \$/kWh como el valor asociado con la energía no suministrada por una central hidroeléctrica.

Para el caso específico de una central hidroeléctrica que participa como agente generador dentro de un mercado de energía, es la energía que dejaría de vender en un periodo de tiempo dado.

Para efectos de la evaluación financiera, el costo de racionamiento unitario “CRU”, no está afectado por la inflación, es decir que el costo de racionamiento en cada periodo de evaluación “i”, será el mismo en los “n” periodos de evaluación.

El valor presente del costo de racionamiento “CR” para “n” periodos de evaluación, está dado por,

$$CR = CRU \cdot ETS \cdot 1000 \cdot 8760 \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1 + tasa)^i} \quad (27)$$

Donde la “tasa”, dada en porcentaje, es la tasa de descuento anual o el WACC de la empresa de generación de energía.

### 2.2.2 Valor presente del costo de la energía “CE”

Se define el precio de la energía “PE” expresado en \$/kWh como el valor asociado con la energía suministrada por una central hidroeléctrica.

Para efectos de la evaluación financiera, el precio de la energía “PE”, no está afectado por la inflación, es decir que el costo de la energía en cada periodo de evaluación “i”, será el mismo en los “n” periodos de evaluación.

El valor presente del costo de la energía “CE” para “n” periodos de evaluación, está dado por,

$$CE = PE \cdot ETS \cdot 1000 \cdot 8760 \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1 + tasa)^i} \quad (28)$$

Donde la “tasa”, dada en porcentaje, es la tasa de descuento anual o el WACC de la empresa de generación de energía.

Para efectos de análisis, el valor presente del costo de la energía es igual al valor presente del costo de racionamiento, es decir, los costos unitarios “CRU” y “PE” son iguales.

### 2.2.3 Relación Beneficio-Costo “RBC” del proyecto de repuestos

Se evalúa el beneficio que representa realizar una inversión inicial en repuestos “\$Repuestos” y que asocia para la configuración, una reducción de la “EENSBase” a partir de un porcentaje esperado de energía no suministrada con repuestos “EENSRepuestos”.

La relación Beneficio-Costo “RBC”, se define como la sumatoria del valor presente de los beneficios sobre la sumatoria del valor presente de los costos asociados a ese beneficio, de esa manera,

$$RBC = \frac{\sum VP_{Beneficio}}{\sum VP_{Costo}} = \frac{(EENSBase - EENSRepuestos) \cdot CR}{\$Repuestos} \quad (29)$$

### 2.2.4 Valor presente neto “VPN” del proyecto de repuestos

Como una medida de las ganancias en dinero que deja el haber realizado la inversión en repuestos, se define el valor presente neto “VPN” como la diferencia entre la sumatoria del valor presente de los beneficios y la sumatoria del valor presente de los costos asociados a los repuestos,

$$VPN = \sum VP_{Beneficio} - \sum VP_{Costo} = (EENSBase - EENSRepuestos) \cdot CR - \$Repuestos \quad (30)$$

## 2.2.5 Tasa interna de retorno “TIR” del proyecto de repuestos

Se define la tasa interna de retorno “TIR”, como una medida de lo rentable que es el proyecto de inversión en repuestos con respecto a la tasa de descuento anual o WACC de la empresa de generación.

Una “TIR” igual a la tasa de descuento anual o WACC, producirá una “VPN” igual a 0 y una “RBC” igual a 1.

## 2.2.6 Relación Beneficio-Costo “RBC” del SEE

Se evalúa el beneficio que representa la configuración del SEE conformada por equipos y repuestos, con respecto a la energía que se espera entregar, es decir, el 100 % de la energía restado de la EENS total de la configuración, de la siguiente manera:

$$RBC = \frac{\sum VP_{Beneficio}}{\sum VP_{Costo}} = \frac{[1 - (EENS_{Base} - EENS_{Repuestos})] \cdot CE}{\$Equipos + \$Repuestos} \quad (31)$$

## 2.3 Modelo de optimización

La evaluación financiera del proyecto de inversión en repuestos para mejorar la confiabilidad de la central hidroeléctrica, se realiza una vez se ha determinado que equipos deben ser adquiridos para cumplir tal fin.

Determinar los equipos que conforman el grupo de repuestos, es una tarea que puede ser llevada a cabo con precisión empleando un modelo de optimización matemática.

Se plantea a continuación un modelo de programación entera mixta o *mixed integer programming* “MIP” [17] para resolver el problema de asignación de repuestos para una configuración SEE de sistemas dado.

### 2.3.1 Problema

Dada la probabilidad de servicio de cada sistema en cada uno de sus escenarios de repuesto y sus respectivos costos, se pretende escoger el escenario de repuesto en cada sistema que logre maximizar el beneficio de reducir el costo de la energía no suministrada de la configuración de la central hidroeléctrica en un periodo de evaluación financiera dado.

### 2.3.2 Definición de set's o grupos de elementos

Se designa el set “i” de sistemas, el cual está constituido por cada uno de los sistemas que conforman la configuración de la central hidroeléctrica, y el set “j” que enumera las alternativas de repuesto que podrían presentar los sistemas.

Se designa el set “e” como el índice del estado de falla de los sistemas que componen la configuración, de acuerdo con el número de sistemas presentes y la enumeración de estados escogida: de orden 1 o fallas n-1, o de orden 2 o fallas n-2. De esa manera, el set “e” va desde 1 hasta los “N” posibles de estados que pueden tomar los sistemas.

### 2.3.3 Definición de parámetros

El porcentaje del valor esperado de energía no suministrada base “EENSBase”, la energía total suministrada “ETS” y la energía no suministrada “ENS(e)” en cada estado “e”, son parámetros asociados con la configuración de equipos de la central sin considerar los repuestos.

El costo de racionamiento de la energía “CR”, es un parámetro que representa las pérdidas totales de dinero en valor presente al racionar el 100 % del tiempo durante los periodos de evaluación financiera.

La matriz “Pservicio(i,j)” es un parámetro que denota la probabilidad de servicio para cada sistema “i” en el escenario de repuesto “j”.

Se calcula la probabilidad de que el estado “e” ocurra para cada combinación de escenarios de repuesto “j” asociado a cada sistema “i”. Para ello, cada sistema “i” recorre la probabilidad de servicio de sus escenarios de repuesto “j” contenidos en el parámetro “Pservicio(i,j)”, mediante una copia o alias del set “j” independiente para cada sistema, siendo “j\_1” el recorrido en “j” para el sistema “i” ubicado en la fila 1 y consecutivamente para los demás sistemas hasta el sistema ubicado en la fila n, es decir “j\_n”. De esa manera y empleando el modelo de enumeración de estados, se hace un recorrido o lazo (Loop) para determinar los posibles valores de probabilidad que puede tomar el estado “e” y que se almacena en el parámetro “P(e,j\_1,...,j\_n)”.

La matriz “Costo(i,j)”, es un parámetro que contiene el costo para cada sistema “i” en la implementación del escenario de repuesto “j”.

Se calcula el costo de la implementación general de repuestos en la configuración para cada combinación de escenarios de repuesto “j” asociado a cada sistema “i”. Para ello, cada equipo “i” recorre los costos de sus escenarios de repuesto “j” contenidos en el parámetro “Costo(i,j)”, mediante una copia o alias del set “j” independiente para cada sistema, siendo “j\_1” el recorrido en “j” para el sistema “i” ubicado en la fila 1 y consecutivamente para los demás sistemas hasta el sistema ubicado en la fila n, es decir “j\_n”. De esa manera y

sumando el costo del escenario de repuesto de cada sistema, se hace un recorrido o lazo (Loop) para determinar los posibles valores de costo que se pueden presentar y que se almacenan en el parámetro “C(j<sub>1</sub>,...,j<sub>n</sub>)”.

### 2.3.4 Definición de variables binarias

Se define la variable “X(j<sub>1</sub>,...,j<sub>n</sub>)” que indica la posición óptima de cada escenario de repuesto j<sub>1</sub>,...,j<sub>n</sub> por sistema y que será igual a 1, para una única combinación j<sub>1</sub>,...,j<sub>n</sub> sujeto a las restricciones correspondientes.

### 2.3.5 Definición de variables libres

Se define la variable a maximizar “Z”, como la función Beneficio-Costo.

### 2.3.6 Restricciones del problema

Se define la restricción “R1”, que limita para la variable “X(j<sub>1</sub>,...,j<sub>n</sub>)” la selección de un único escenario de repuesto para cada sistema en el arreglo j<sub>1</sub>,...,j<sub>n</sub>,

$$R1 \Rightarrow \sum_{j_1, \dots, j_n} X(j_1, \dots, j_n) = 1 \quad (32)$$

Con el fin de que el modelo de asignación de repuestos sea factible, se define la restricción “R2” que limita para la variable “X(j<sub>1</sub>,...,j<sub>n</sub>)” la escogencia de un escenario de repuesto en el arreglo j<sub>1</sub>,...,j<sub>n</sub> para los “N” estados “e” que garantice una relación Beneficio-Costo mayor o igual a 1,

$$R2 \Rightarrow \sum_{e, j_1, \dots, j_n} \left( \frac{\left( \frac{EENSBase}{N} - \frac{ENS(e) \cdot P(e, j_1, \dots, j_n)}{ETS} \right) \cdot CR}{C(j_1, \dots, j_n)} \right) \cdot X(j_1, \dots, j_n) \geq 1 \quad (33)$$

Se define la restricción “R3”, que limita para la variable “X(j<sub>1</sub>,...,j<sub>n</sub>)” la escogencia de un escenario de repuesto en el arreglo j<sub>1</sub>,...,j<sub>n</sub> que garantice que el porcentaje del valor esperado de energía no suministrada calculado por el efecto que tiene la implementación de los repuestos sea inferior a la EENSBase de la configuración,

$$R3 \Rightarrow \sum_{e, j_1, \dots, j_n} \frac{ENS(e) \cdot P(e, j_1, \dots, j_n)}{ETS} \cdot X(j_1, \dots, j_n) < EENSBase \quad (34)$$

Se define la restricción “R4”, que limita para la variable “ $X(j_1, \dots, j_n)$ ” como la selección de un escenario de repuesto en el arreglo  $j_1, \dots, j_n$  que garantice que el costo de la implementación general de repuestos en la configuración “ $C(j_1, \dots, j_n)$ ”, sea mayor que cero y así evitar una singularidad en la función objetivo,

$$R4 \Rightarrow \sum_{j_1, \dots, j_n} C(j_1, \dots, j_n) \cdot X(j_1, \dots, j_n) > 0 \quad (35)$$

### 2.3.7 Función objetivo

Se define la función objetivo, como la maximización de la variable “Z”, que es función de la variable de asignación binaria “ $X(j_1, \dots, j_n)$ ”,

$$\max \left\{ Z = \sum_{e, j_1, \dots, j_n} \left( \frac{\left( \frac{EENSBase}{N} - \frac{ENS(e) \cdot P(e, j_1, \dots, j_n)}{ETS} \right) \cdot CR}{C(j_1, \dots, j_n)} \right) \cdot X(j_1, \dots, j_n) \right\} \quad (36)$$

## **3. VALIDACIÓN**

La validación de la metodología se realiza tomando como caso de estudio la revisión del proyecto hidroeléctrico “Chilí”, propiedad de Energías del río Chilí S.A.S. E.S.P., ubicado en el departamento del Tolima.

### **3.1 Planteamiento preliminar**

#### **3.1.1 Caracterización**

A continuación, se desarrolla la caracterización del proyecto de acuerdo con los datos técnicos reales, requeridos por la metodología.

- Potencia instalada. 66 MW
- Número de unidades. 3
- Tipo de casa de máquinas. Subterránea (túnel de acceso de 1900 m)
- Ubicación relativa de la subestación de alta tensión. Interior
- Tensión de transmisión. 115 kV (según estudio de conexión)

#### **3.1.2 Aspectos técnicos**

A continuación, se presentan los aspectos técnicos contemplados en la configuración del SEE del proyecto.

##### **▪ Esquema de conexión**

Se cuenta con las siguientes alternativas para el esquema de conexión del proyecto:

- Esquema de unidad (U)



- Barra de generación (Bg)
- Esquemas tridevanados (E3D)

Considerando el número impar de unidades prevista para el proyecto, se descarta el sistema tridevanado (concepto de simetría). Según las restricciones consideradas por la metodología asociadas con niveles de corto circuito y potencia nominal, el esquema de barra de generación es descartado.

El esquema seleccionado correspondería entonces al sistema de unidad. Este esquema brinda flexibilidad operativa y adicionalmente resulta favorable en el aspecto presupuestal, teniendo en cuenta que por ser un proyecto con casa de máquinas subterránea y subestación interior, permite tener un único circuito en cable aislado a lo largo del túnel de acceso.

## ▪ Tipo de transformación

Se cuenta con las siguientes alternativas para el sistema de transformación principal del proyecto:

- Transformador trifásico bidevanado (3F2D)
- Transformador trifásico tridevanado (3F3D)
- Transformador monofásico bidevanado para conformación de bancos (B1F2D)
- Transformador monofásico tridevanado para conformación de bancos (B1F3D)

Dado que es un proyecto con un número de unidades impar, con el objetivo de implementar un diseño simétrico, los esquemas tridevanados (trifásicos y de banco monofásico) no se consideran viables. Un esquema tridevanado atendería dos de las unidades generadoras y la tercera unidad generadora debería ser implementada con otro esquema de conexión o emplear un sistema tridevanado dejando uno de sus devanados sin atender los grupos generadores.

La conformación de bancos monofásicos bidevanados para los esquemas de unidad, aunque posible, representa dificultades de tipo espacial (área útil y volumen de excavación), pues implicaría la instalación de nueve transformadores en caverna. Para el esquema de unidad que se ha seleccionado como esquema de conexión, se considera adecuado el empleo de transformadores trifásicos bidevanados para asistir a cada a cada unidad de generación.

## ▪ **Configuración y medio de aislamiento para la subestación**

En la información de entrada se indicó que la subestación de alta tensión es del tipo interior, instalada en la casa de máquinas subterránea y con el nivel IV de tensión para transmisión. De acuerdo con estos aspectos, se considera adecuado implementar una subestación con aislamiento en gas (GIS).

Se han considerado las siguientes alternativas para la configuración de la subestación:

- Bahía de conexión (BC). No es viable considerando el número de bahías requeridos (Esquema asociado a proyectos con una sola unidad de generación)
- Barra sencilla (BS). La metodología no la considera para proyectos de más de 60 MW, teniendo en cuenta que aspectos de confiabilidad y flexibilidad operativa, cobran mayor relevancia conforme aumenta la potencia instalada de los proyectos
- Barra principal más barra de transferencia (BPBT). La metodología la considera viable
- Doble barra (DB). La metodología la considera viable
- Doble barra más seccionador de bypass (DBB). La metodología la considera viable

De acuerdo con lo anterior, se tienen tres configuraciones que serán consideradas por la metodología en las alternativas sugeridas para los SEE.

## ▪ **Fuentes de alimentación para los servicios auxiliares**

Las fuentes de alimentación de servicios auxiliares para el proyecto corresponderían a dos transformadores conectados aguas arriba de los interruptores de máquinas de dos de los tres grupos de generación, respaldados por un grupo electrógeno. Este esquema de alimentación de servicios auxiliares se codifica como 2TDMT/D.

No se ha contemplado incluir como respaldo una línea externa de alimentación eléctrica, puesto que esta opción se ha restringido en la metodología a proyectos con una potencia instalada superior a 150 MW.

La conexión de los transformadores de servicios auxiliares desde el lado de alta tensión del proyecto se ha descartado pues implicaría la implementación de quipos con una relación de transformación atípica o en su defecto la implementación de varios equipos de

transformación con relaciones de transformación normalizadas, para obtener la tensión nominal de los servicios auxiliares eléctricos.

## 3.2 Validación en el Aplicativo SCECH

Con el objetivo de simplificar la implementación práctica de la metodología, se ha desarrollado la herramienta computacional SCECH: “Selección de configuración de equipos en centrales hidroeléctricas”. El aplicativo SCECH ha sido desarrollado bajo la plataforma MATLAB y se apoya en el software GAMS para la solución del problema de optimización incluido en la metodología. La Figura 17 presenta la interfaz de entrada del aplicativo SCECH.



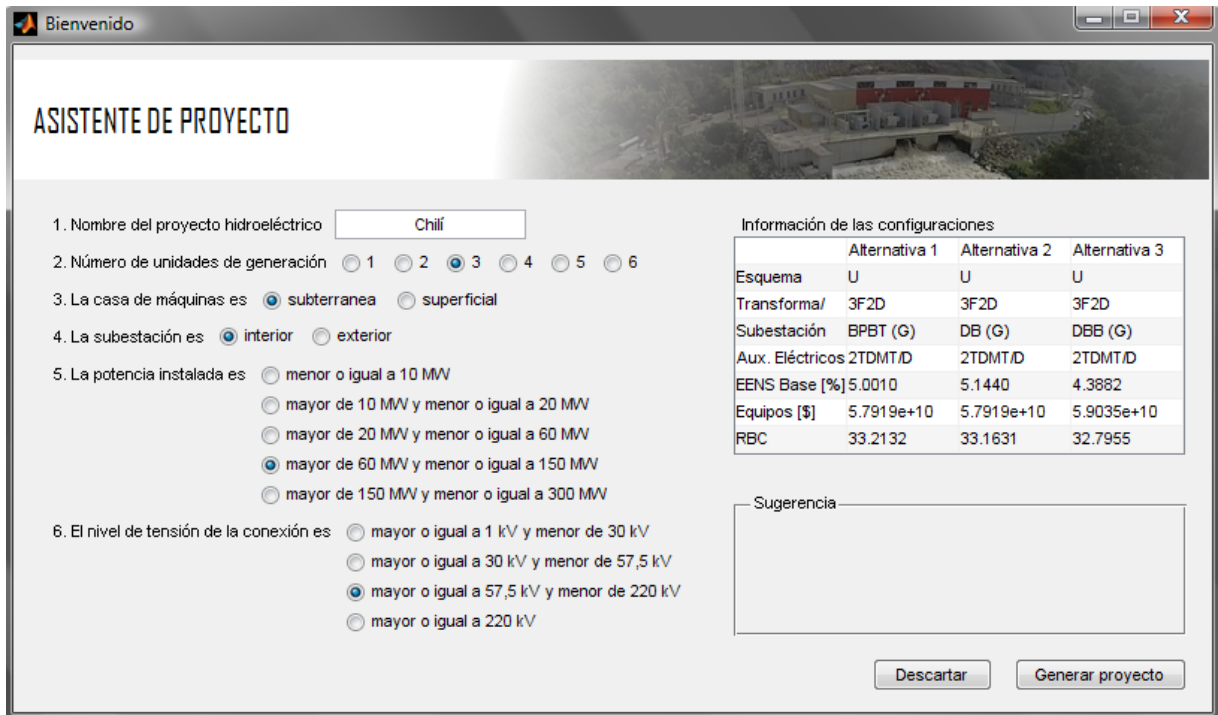
**Figura 17.** Interfaz principal del aplicativo SCECH

A continuación, se describe la metodología y se muestra la interacción con la herramienta, con el objetivo de evidenciar cómo los resultados obtenidos, son consecuentes con el desarrollo metodológico, los criterios y las consideraciones planteadas.

### 3.2.1 Generación de alternativas

Mediante la caracterización del proyecto y la revisión de los aspectos técnicos empleados por la metodología, se procede al empleo del asistente de proyecto del aplicativo SCECH, el cual, con base en la información de referencia, propone tres alternativas de SEE.

En la Figura 18 se presenta la interfaz del asistente de proyecto, en la que se visualiza la caracterización del proyecto y las alternativas sugeridas para el SEE del caso de estudio.



**Figura 18.** Interfaz del asistente de proyecto.

En la parte superior derecha de la Figura 18, se relaciona la información de indicadores de EENS base, una referencia del costo del sistema, la relación beneficio costo y las características asociadas con los elementos que conforman el SEE de cada alternativa. La información evidencia que el elemento diferenciador entre las alternativas es la configuración de las subestaciones. En la comparación preliminar de alternativas, la alternativa 1 presenta la mayor relación beneficio costo, frente al costo de equipos del SEE asociado. La relación beneficio costo permite comparar entre alternativas el impacto que tendría una inversión mayor en equipos, siendo la más alta la que sugiere la implementación que mejor se adapta a las condiciones del proyecto.

La RBC reportada por el asistente de proyecto fue calculada considerando un factor de panta igual a 1, precio de la energía de 150 \$/kWh, tasa de descuento anual del 9 %, 30 periodos de evaluación y contingencias n-2, sin repuestos.

Las tres alternativas planteadas por el asistente de proyecto del aplicativo representan un punto de partida para el diseño conceptual que permite realizar un ejercicio comparativo inicial.

Es importante anotar que, si bien el asistente de proyecto está condicionado por una serie de criterios e información base, el usuario tiene la posibilidad de incluir o modificar los datos precargados una vez genere el proyecto.

Si bien las alternativas sugeridas pueden aproximarse a lo requerido por el proyecto, habrá casos donde el asistente no plantee alternativas que el usuario desee evaluar; caso en el que usuario podrá editar la alternativa sugerida (trayectorias mínimas) para adaptar esquemas no contemplados por el asistente de proyecto. En el caso de las subestaciones, por ejemplo, el asistente de proyecto solo considera las trayectorias mínimas para subestaciones de las configuraciones barra sencilla, doble barra, barra principal más barra de transferencia y doble barra con seccionador de bypass. La herramienta está en capacidad de evaluar una configuración como interruptor y medio u otras, siendo necesario construir las trayectorias mínimas asociados.

### 3.2.2 Edición de las alternativas

Una vez se concluye que la información presentada por la interfaz del asistente de proyecto puede ser empleada como base para realizar un análisis de alternativas, se procede a generar el proyecto (ver Figura 18), con el fin de actualizar la información preestablecida en el asistente de proyecto del aplicativo.

Dado que los resultados presentados por el asistente de proyecto se definen considerando como potencia de referencia el límite superior del intervalo de potencia en el cual ha sido ubicado el proyecto, cada proyecto específico debe ajustar los costos de los equipos que dependan de la potencia específica del proyecto y aspectos complementarios como la longitud del túnel de acceso, aspecto que afecta el costo preestablecido en el asistente para los circuitos del cable aislado de potencia. La Tabla 2 presenta los indicadores económicos y de confiabilidad empleados por el asistente de proyecto para la alternativa 1 y los adaptados al proyecto Chile para la alternativa 1 se muestran en la Tabla 4, Tabla 5, Tabla 6, Tabla 7 y Tabla 8, donde se puede evidenciar que los costos de la mayoría de equipos han sido actualizados.

La Tabla 3, presenta el significado de las siglas empleadas para los sistemas y equipos que se referencian en la Tabla 2.

**Tabla 2.** Datos preestablecidos en el asistente de proyecto para la alternativa 1

Sistema	Equipo	Tipo	Fallas/a	h/repara	Ps Equipo	\$Equipo
AUX01	TRA1	Unitario	0,1	720	0,991848	200214000
AUX01	CMT1	Unitario	0,01264	1440	0,997927	58564000
AUX01	TRA2	Unitario	0,1	720	0,991848	200214000
AUX01	CMT2	Unitario	0,01264	1440	0,997927	58564000

Sistema	Equipo	Tipo	Fallas/a	h/repara	Ps Equipo	\$Equipo
AUX01	GEL	Unitario	0,2	24	0,999452	2551063000
GEN01	GEN1	Unitario	0,035	1200	0,995228	1,1915E+10
GEN02	GEN2	Unitario	0,035	1200	0,995228	1,1915E+10
GEN03	GEN3	Unitario	0,035	1200	0,995228	1,1915E+10
SMT01	CGE1	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000
SMT01	CIM1	Unitario	0,09512	1440	0,984605	201600000
SMT01	CGS1	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000
SMT02	CGE2	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000
SMT02	CIM2	Unitario	0,09512	1440	0,984605	201600000
SMT02	CGS2	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000
SMT03	CGE3	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000
SMT03	CIM3	Unitario	0,09512	1440	0,984605	201600000
SMT03	CGS3	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000
BHA01	TRP1	Unitario	0,055	1440	0,99104	3360070000
BHA01	SEC1	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA01	INT1	Unitario	0,01844	1440	0,996978	357544000
BHA01	SEC2	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA01	SEC3	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA02	TRP2	Unitario	0,055	1440	0,99104	3360070000
BHA02	SEC4	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA02	INT2	Unitario	0,01844	1440	0,996978	357544000
BHA02	SEC5	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA02	SEC6	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA03	TRP3	Unitario	0,055	1440	0,99104	3360070000
BHA03	SEC7	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA03	INT3	Unitario	0,01844	1440	0,996978	357544000
BHA03	SEC8	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA03	SEC9	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
CNX01	CA	Banco	0,025	1440	0,987821	4069440000
CNX01	Bp	Unitario	0,04	1440	0,993468	115822000
CNX01	SEC12	Unitario	0,00264	1440	0,999566	139612000
CNX01	Bt	Unitario	0,04	1440	0,993468	115822000
CNX01	INT5	Unitario	0,01844	1440	0,996978	357544000
CNX01	SEC13	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
CNX01	SEC10	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
CNX01	SEC11	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000

Sistema	Equipo	Tipo	Fallas/a	h/repara	Ps Equipo	\$Equipo
CNX01	INT4	Unitario	0,01844	1440	0,996978	357544000
CNX01	SEC14	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000

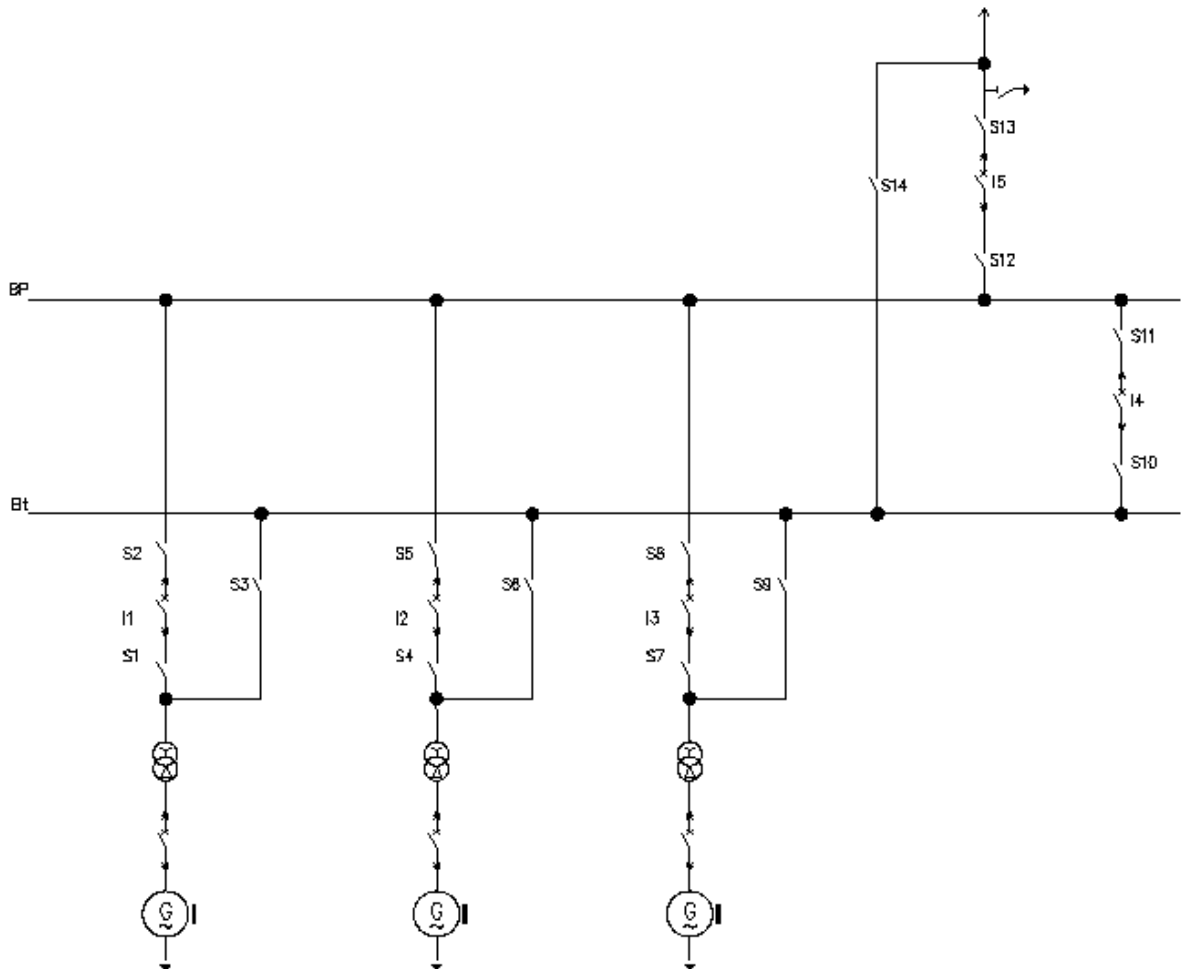
**Tabla 3.** Convenciones de sistemas y equipos

Abreviatura	Equipos o sistema
AUX	Sistema de servicios auxiliares
BHA	Sistema de equipos de bahía de alta tensión
CNX	Sistema de conexión
GEN	Sistema de generador
SMT	Sistema de media tensión del generador
TRA	Transformador de servicios auxiliares
CMT	Celda de media tensión
GEL	Grupo electrógeno
CGE	Celda de entrada del generador
CGS	Celda de salida del generador
CIM	Celda de interruptor de máquina
TRP	Transformador principal
SEC	Seccionador de alta tensión
INT	Interruptor de alta tensión
Bp	Barra principal
Bt	Barra de transferencia
CA	Cable aislado
INT	Interruptor de alta tensión
SEC	Seccionador de alta tensión

A continuación, se describe cómo se ingresa la información técnica dentro del aplicativo para la edición y adaptación de los sistemas de la alternativa 1 del proyecto Chilí.

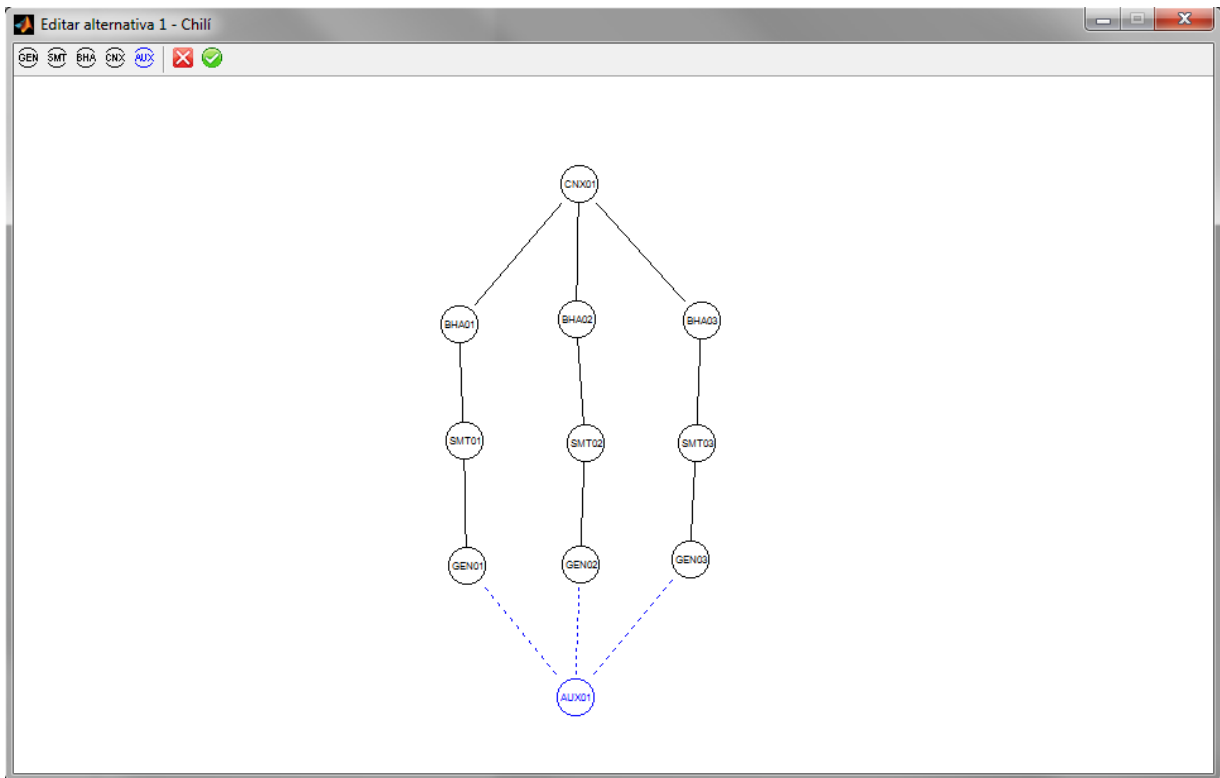
### ▪ Implementación del esquema del SEE

El esquema implementado por la aplicación indicado en la Figura 20, es una representación para el aplicativo, que se basa en el diagrama unifilar del proyecto indicado en la Figura 19. Aunque dicho esquema relaciona los sistemas del SEE, no debe ser interpretado como un diagrama unifilar. Los círculos representan los sistemas que constituyen el SEE y sus convenciones se explican en la Tabla 3.



**Figura 19.** Diagrama unifilar de la alternativa 1





**Figura 20.** Esquematización de los sistemas del SEE

El círculo inferior representa al sistema de auxiliares eléctricos “AUX” y se vincula a las tres unidades generadoras, pues la metodología estable que el sistema de servicios auxiliares afecta de forma directa a todos los grupos generadores. Una falla en este sistema produce un bloqueo directo a la potencia que suministran los sistemas de generación “GEN”. La segunda línea de círculos representa los tres sistemas de generación “GEN” del proyecto. La tercera línea de círculos representa a los sistemas de media tensión “SMT” asociados con cada unidad de generación. La cuarta línea de círculos representa a los sistemas de bahía “BHA” para la conexión con los barrajes de la subestación. Por último, está el sistema de conexión “CNX” que contiene las barras de subestación, acoples entre barras y equipos asociados a la bahía de línea.

### ▪ **Sistemas y equipos del SEE**

Dentro del aplicativo, los sistemas se definen como un grupo de equipos implementados con una función específica dentro del SEE. Los equipos que componen los sistemas pueden ser de dos tipos:

- Unitarios. Se componen de un solo equipo para cumplir una función específica

- Banco. Son grupos de tres equipos requeridos para cumplir con una función específica

En la modelación de cada sistema y considerando los equipos que lo constituyen, se definen las trayectorias mínimas que garantizan la funcionalidad para el sistema. Las trayectorias mínimas en cada sistema se establecen entre los puntos de entrada y salida del sistema (“in” y “out”), como se muestra en la Figura 21 a Figura 25.

Las trayectorias se han establecido con base en la construcción de modelos complejos que no corresponde a sistemas serie o paralelo, dado que existen elementos que pueden aparecer en dos o más trayectorias.

Los sistemas se han implementado de acuerdo con su función específica y vinculación con otros sistemas. De acuerdo con esto, el sistema conexión “CNX” recibe a todos los sistemas bahías “BHA”, en cambio cada sistema bahía solo se conecta con su correspondiente sistema de media tensión “SMT” y este a su vez con su correspondiente sistema de generación “GEN”.

Cada sistema tiene el objetivo de entregar la potencia a los sistemas a los cuales está vinculado, que en el caso de las centrales hidroeléctricas es flujo unidireccional respecto a la entrega de la generación. En ese sentido, cada sistema está conformado por las trayectorias mínimas que garantizan la entrega de la potencia al sistema siguiente, desde “in” hasta “out”, marcando la entrada y la salida de un sistema. El sistema de servicios auxiliares “AUX”, tiene una interpretación diferente, pues no participa del flujo de potencia de los equipos de generación, pero determina de acuerdo a su estado la posibilidad de operación de la central.

Los modelos planteados desde el punto de vista metodológico y que han sido plasmados en el aplicativo, tienen la restricción de que un mismo equipo no puede estar en otros sistemas, por esto, cada sistema se considera como independiente de los otros, haciendo posible que los eventos de falla en un sistema solo involucren a los equipos que contiene y no a los contenidos por otros sistemas.

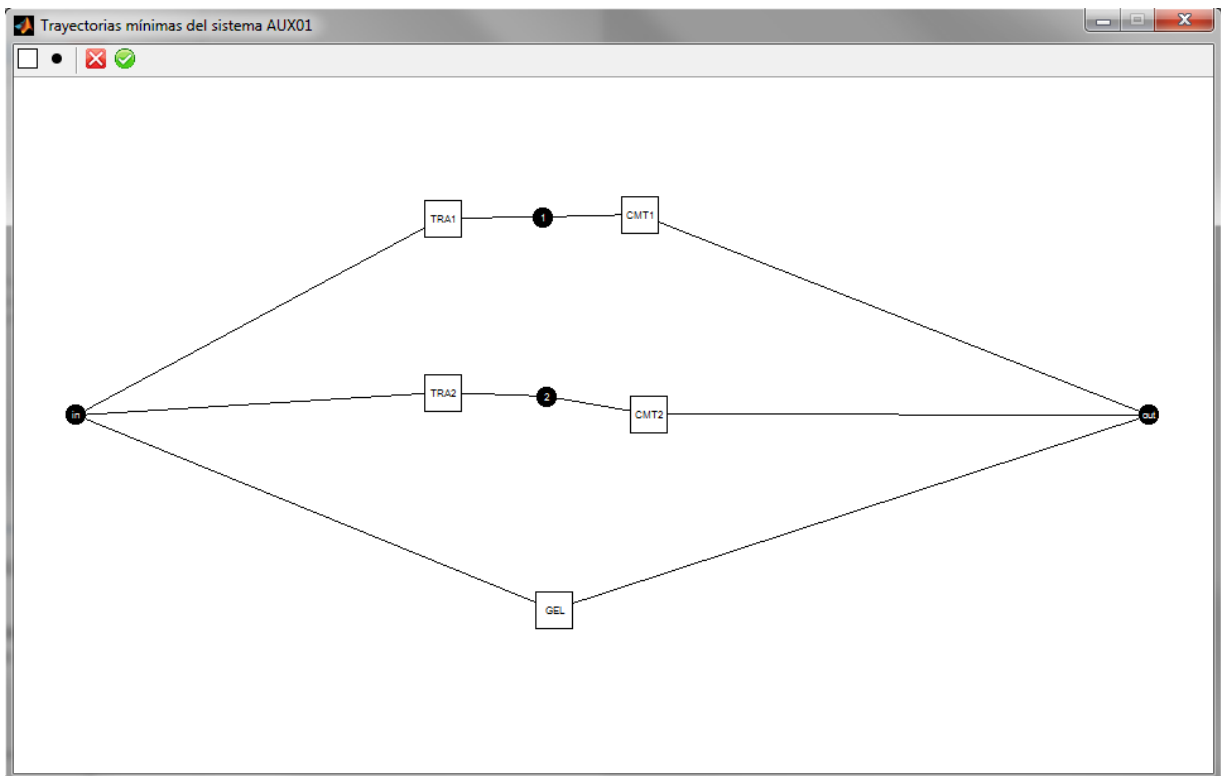
Dado que las barras de la subestación, en el caso de esquemas doble barra y sus variantes o barra principal más barra de transferencia, están dimensionadas con la capacidad soportar la potencia de la central, se ha considerado para el sistema BHA la posibilidad de entregar la energía a una u otra barra, por tal razón, es posible desacoplar los elementos del sistema BHA con los que estaría ligado operativamente con los del sistema CNX.

En ese sentido las trayectorias mínimas del sistema BHA van desde “in”, estando compuestos por los equipos de la bahía de transformación, hasta “out”, teniendo como límite la conexión a las barras de la subestación. El sistema BHA se conecta al sistema CNX, el cual está compuesto por trayectorias mínimas desde “in” que incluyen todas las rutas posibles que dirigen el flujo de potencia contenido en las barras de la subestación pasando por los equipos acople y de bahía de línea hasta el “out” de dicho sistema.

La representación del esquema establecido en la metodología corresponde a una aproximación del arreglo de equipos y su interacción, y no equivale completamente a las relaciones y secuencias operativas propias de los equipos y la topología. Para lograr que la modelación presente una representación exacta de la relación entre los sistemas BHA y CNX sería necesario incluir en los sistemas BHA, los componentes de CNX que garantizan que las restricciones operativas viables quedan contempladas.

### ***Sistema de servicios auxiliares eléctricos “AUX”***

En la Figura 21 se muestra el conjunto mínimo de corte con base en los equipos que constituyen el sistema de servicios auxiliares “AUX”. La alternativa 1 del proyecto, cuenta con tres fuentes de alimentación eléctrica para servicios auxiliares: dos transformadores conectados aguas arriba de los interruptores de máquina conectados a través de un seccionador fusible y un grupo electrógeno.



**Figura 21.** Esquematización de las trayectorias mínimas del sistema “AUX”

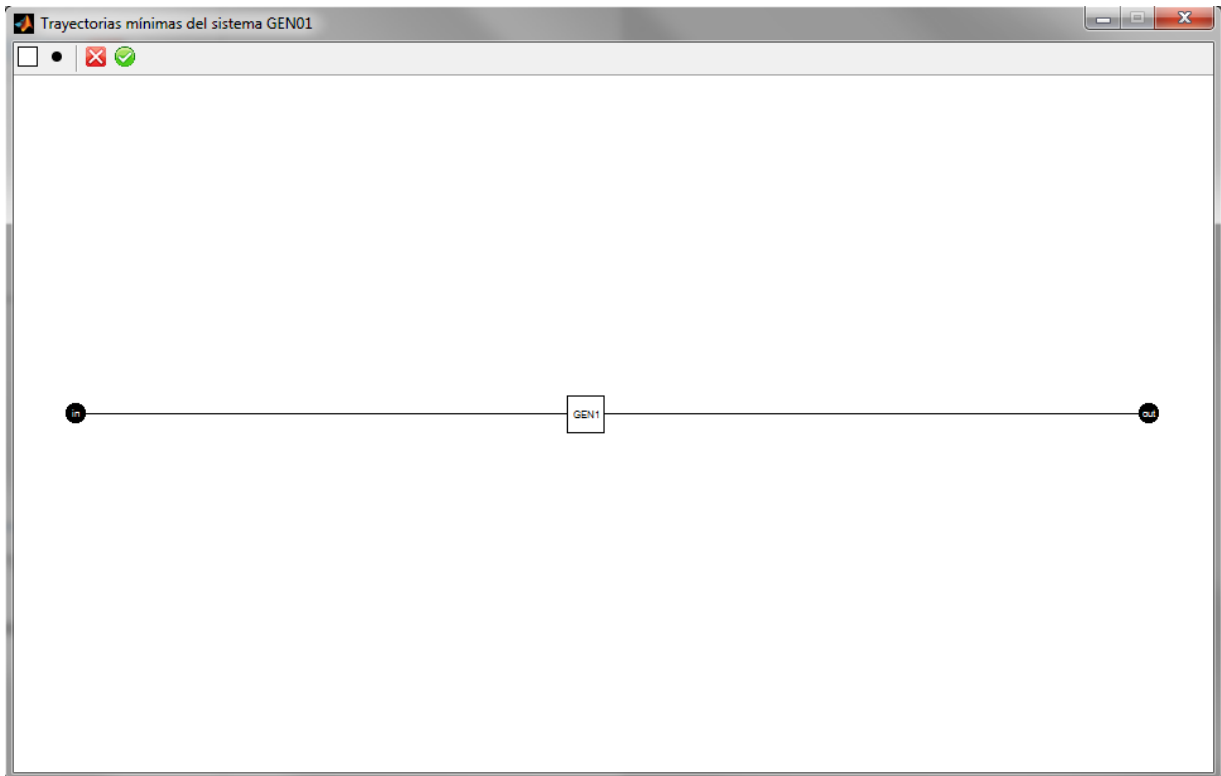
La Tabla 4 presenta las convenciones y parámetros empleados en la caracterización de los componentes, y la Tabla 3 explica las convenciones empleadas para cada equipo.

**Tabla 4.** Equipos del sistema “AUX” y sus indicadores

Sistema	Equipo	Tipo	Fallas año	Horas reparación	Probabilidad de servicio del equipo	\$Equipo
AUX01	TRA1	Unitario	0,1	720	0,991848	111612000
AUX01	CMT1	Unitario	0,01264	1440	0,997927	58564000
AUX01	TRA2	Unitario	0,1	720	0,991848	111612000
AUX01	CMT2	Unitario	0,01264	1440	0,997927	58564000
AUX01	GEL	Unitario	0,2	24	0,999452	1020425000

### ***Sistema de generador “GEN”***

En la Figura 22, se muestra el conjunto mínimo de corte del sistema “GEN” con base en los equipos que constituyen el sistema de generador. El sistema generador comprende los equipos propios del generador concentrados en un solo elemento denominado “GEN01” como una simplificación. El usuario, en caso de ser necesario, podría incluir cada uno de los equipos que considere pertinentes para representar con mayor detalle este sistema, mediante la edición de la información presentada por el aplicativo con su información de referencia.



**Figura 22.** Esquematización de las trayectorias mínimas del sistema “GEN”

La Tabla 5 presenta las convenciones y parámetros empleados en la caracterización de los componentes.

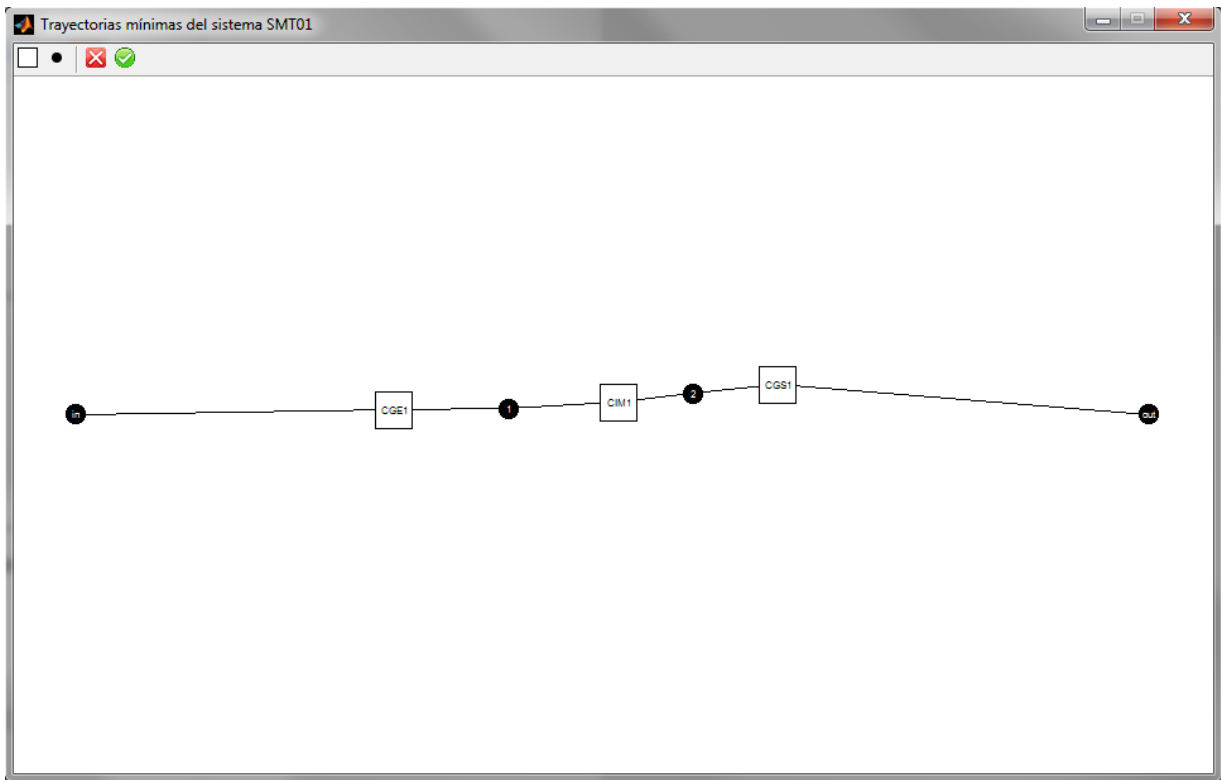
**Tabla 5.** Equipos de los sistemas “GEN” y sus indicadores

Sistema	Equipo	Tipo	Fallas año	Horas reparación	Probabilidad de servicio del equipo	\$Equipo
GEN01	GEN1	Unitario	0,035	1200	0,995228	8940939503
GEN02	GEN2	Unitario	0,035	1200	0,995228	8940939503
GEN03	GEN3	Unitario	0,035	1200	0,995228	8940939503

### ***Sistema de media tensión del generador “SMT”***

En la Figura 23, se muestra el conjunto mínimo de corte con base en los equipos que constituyen el sistema de media tensión del generador “SMT”.

Este sistema representa las celdas a través de las cuales se conecta el generador al transformador de potencia (elemento incluido en el sistema bahía “BHA”). Para este caso, el sistema “SMT” está constituido por tres celdas: celda de entrada del generador que posee equipos de protección y medida e incluso contener la excitación de la máquina; celda del interruptor de máquina; y celda de salida del generador que contiene equipos de medición y seccionamiento.



**Figura 23.** Esquematización de las trayectorias mínimas del sistema SMT

La Tabla 6, presenta las convenciones y parámetros empleados en la caracterización de los componentes y la Tabla 3 explica las convenciones empleadas para cada equipo.

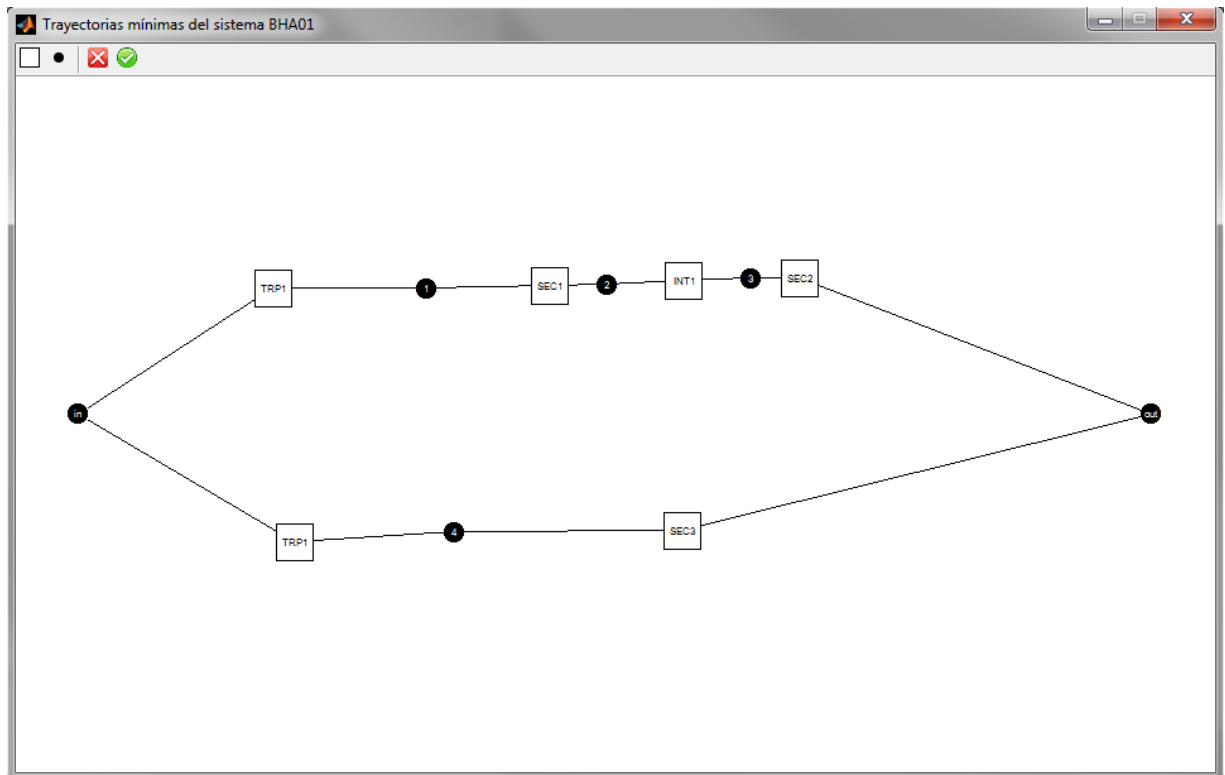
**Tabla 6.** Equipos de los sistemas SMT y sus indicadores

Sistema	Equipo	Tipo	Fallas año	Horas reparación	Probabilidad de servicio del equipo	\$Equipo
SMT01	CGE1	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000
SMT01	CIM1	Unitario	0,09512	1440	0,984605	201600000
SMT01	CGS1	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000
SMT02	CGE2	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000
SMT02	CIM2	Unitario	0,09512	1440	0,984605	201600000
SMT02	CGS2	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000
SMT03	CGE3	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000
SMT03	CIM3	Unitario	0,09512	1440	0,984605	201600000
SMT03	CGS3	Unitario	0,01	1440	0,998359	63000000

## ***Sistema de bahía BHA***

En la Figura 24, se muestra el conjunto mínimo de corte con base en los equipos que constituyen el sistema de bahía “BHA”.

Para la configuración de barra principal más barra de transferencia, el sistema de bahía está constituido por un transformador principal de potencia y los equipos de bahía asociados a las unidades de generación y pertenecientes a la subestación de alta tensión (seccionadores e interruptores). El usuario podrá incluir equipos adicionales de la subestación, como protección y medida con el fin de aumentar el nivel de detalle.



**Figura 24.** Esquematización de las trayectorias mínimas del sistema BHA

La Tabla 7 presenta las convenciones y parámetros empleados en la caracterización de los componentes y la Tabla 3 explica las convenciones empleadas para cada equipo.

**Tabla 7.** Equipos de los sistemas SMT y sus indicadores

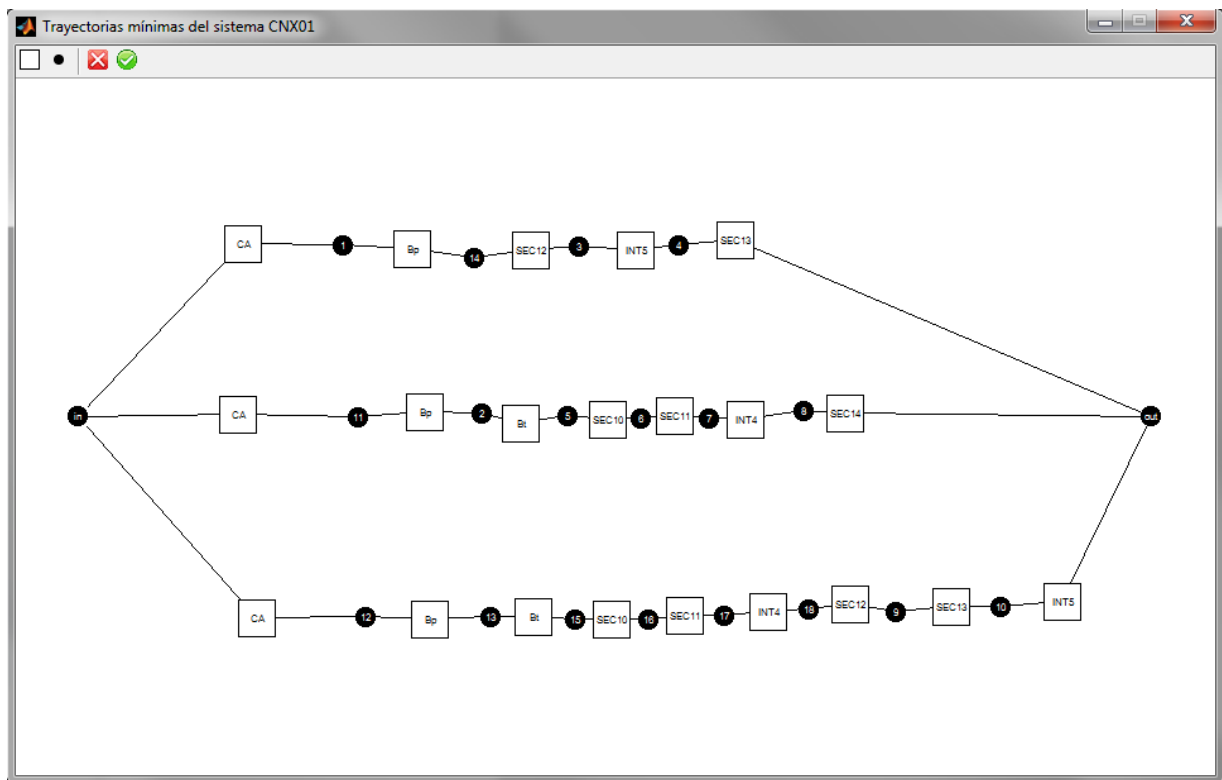
Sistema	Equipo	Tipo	Fallas año	Horas reparación	Probabilidad de servicio del equipo	\$Equipo
BHA01	TRP1	Unitario	0,055	1440	0,99104	1956600000
BHA01	SEC1	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA01	INT1	Unitario	0,01844	1440	0,996978	357544000
BHA01	SEC2	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA01	SEC3	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA02	TRP2	Unitario	0,055	1440	0,99104	1956600000
BHA02	SEC4	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA02	INT2	Unitario	0,01844	1440	0,996978	357544000
BHA02	SEC5	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA02	SEC6	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA03	TRP3	Unitario	0,055	1440	0,99104	1956600000
BHA03	SEC7	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA03	INT3	Unitario	0,01844	1440	0,996978	357544000
BHA03	SEC8	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
BHA03	SEC9	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000

### ***Sistema de conexión CNX***

En la Figura 25 se muestra el conjunto mínimo de corte construido con base en los equipos que constituyen el sistema de bahía "CNX".

El sistema de conexión está constituido por el cable aislado y los elementos comunes para las bahías de la subestación de alta tensión, como son: barrajes, equipos de acople y los equipos de maniobra asociados con los equipos de la bahía de salida.





**Figura 25.** Esquematización de las trayectorias mínimas del sistema CNX

La Tabla 8 presenta las convenciones y parámetros empleados en la caracterización de los componentes y la Tabla 3 explica las convenciones empleadas para cada equipo.

**Tabla 8.** Equipos de los sistemas CNX y sus indicadores

Sistema	Equipo	Tipo	Fallas año	Horas reparación	Probabilidad de servicio del equipo	\$Equipo
CNX01	CA	Banco	0,025	1440	0,987821	4210704000
CNX01	Bp	Unitario	0,04	1440	0,993468	115822000
CNX01	SEC12	Unitario	0,00264	1440	0,999566	139612000
CNX01	Bt	Unitario	0,04	1440	0,993468	115822000
CNX01	INT5	Unitario	0,01844	1440	0,996978	357544000
CNX01	SEC13	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
CNX01	SEC10	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
CNX01	SEC11	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000
CNX01	INT4	Unitario	0,01844	1440	0,996978	357544000
CNX01	SEC14	Unitario	0,00624	1440	0,998975	139612000

Las alternativas 2 y 3 fueron construidas con un procedimiento similar descrito para la alternativa 1.

### 3.2.3 Optimización de las alternativas

Concluida la generación de las alternativas, se procede con la etapa de optimización, la cual se basa en la asignación de repuestos para optimizar la relación beneficio costo del SEE.

Dentro del aplicativo, cada uno de los equipos que componen los sistemas del SEE, tiene una opción que le permite la posibilidad de habilitación de un repuesto. En la Figura 26 se puede visualizar la interfaz de edición del equipo TRP1 o transformador principal, y en ella, se identifica el botón dispuesto para habilitar un repuesto.

Probabilidad de servicio del equipo	
Sin repuesto	0.99104
Con repuesto	0.99921

Figura 26. Interfaz de edición de equipos

Adicionalmente, en la interfaz presentada en la Figura 26, se indica la probabilidad de servicio del equipo con y sin repuesto, información que resulta relevante para brindar al usuario elementos para definir que equipos tienen mayor impacto en su confiabilidad al contar con repuesto.

- **Esquema básico de repuestos**

El aplicativo restringe la cantidad de repuestos que pueden ser asignados por sistema, dependiendo de la cantidad de sistemas presentes en la configuración. La restricción es del tipo computacional, puesto que el tamaño del problema se aumenta en cuanto más escenarios de repuesto se generen por sistema, lo que se traduce en un mayor tiempo de

procesamiento para el software GAMS y superar los límites operativos asociados con la licencia.

En la Tabla 9, se listan los equipos por sistema en la alternativa 1 del caso de estudio, a los que se les ha habilitado repuesto, con su costo e indicadores de confiabilidad.

**Tabla 9.** Listado de equipos con repuestos habilitados

Sistema	Equipo	Tipo	h/repara	PsEquipo	h/instal	PsRepues	\$Repuesto
AUX01	TRA1	Unitario	720	0,991848	48	0,999421	111612000
SMT01	CIM1	Unitario	1440	0,984605	72	0,999104	201600000
SMT02	CIM2	Unitario	1440	0,984605	72	0,999104	201600000
SMT03	CIM3	Unitario	1440	0,984605	72	0,999104	201600000
BHA01	TRP1	Unitario	1440	0,99104	120	0,99921	1956600000
BHA01	INT1	Unitario	1440	0,996978	72	0,999844	357544000
BHA02	TRP2	Unitario	1440	0,99104	120	0,99921	1956600000
BHA02	INT2	Unitario	1440	0,996978	72	0,999844	357544000
BHA03	TRP3	Unitario	1440	0,99104	120	0,99921	1956600000
BHA03	INT3	Unitario	1440	0,996978	72	0,999844	357544000
CNX01	CA	Banco	1440	0,987821	168	0,998497	1403568000
CNX01	INT4	Unitario	1440	0,996978	72	0,999844	357544000

### ▪ Proceso de optimización y resultados

El proceso de optimización dentro de la metodología comprende la selección del o los equipos de repuesto que logran maximizar la relación beneficio costo de los repuestos y la correspondiente reducción del porcentaje de EENS Base para la configuración de SEE de cada alternativa.

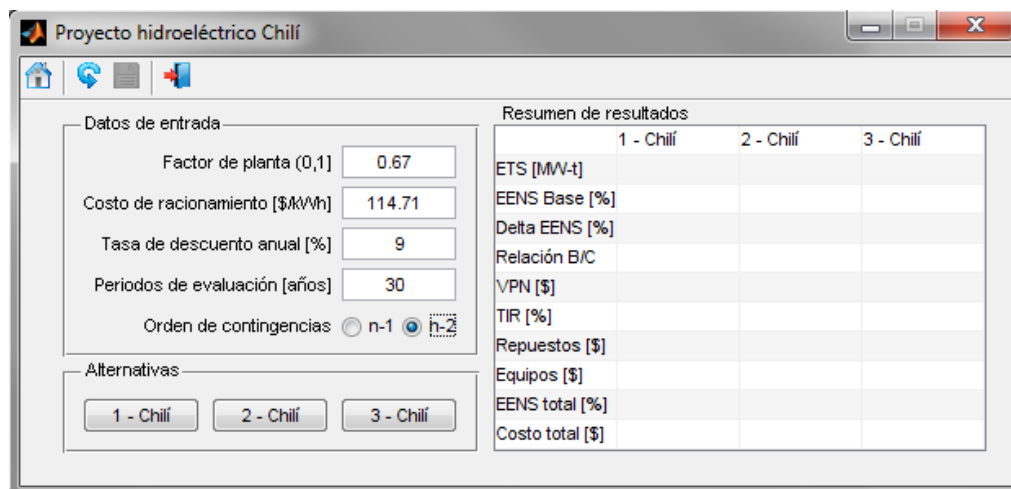
El indicador EENS Base para la alternativa 1 fue calculado empleando el modelo de enumeración de estados que se muestra en la Tabla 10.

**Tabla 10.** Tabla de resumen de la enumeración de estados para la alternativa 1

Estadoid	AUX01	GEN01	GEN02	GEN03	SMT01	SMT02	SMT03	BHA01	BHA02	BHA03	CNX01	ENSi	Pi	EENSi
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,889914	0
2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44,22	0	0
3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,22	0,004267	0,0009
4	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,22	0,004267	0,0009
5	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,22	0,004267	0,0009
6	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,22	0,016889	0,0037
7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0,22	0,016889	0,0037
8	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0,22	0,016889	0,0037
9	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0,22	0,00805	0,0018
10	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0,22	0,00805	0,0018
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,22	0,00805	0,0018
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	44,22	0,016946	0,7494
13	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44,22	0	0
14	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	44,22	0	0
15	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	44,22	0	0
16	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	44,22	0	0
17	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	44,22	0	0
18	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	44,22	0	0
19	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	44,22	0	0
20	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	44,22	0	0
21	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	44,22	0	0
22	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	44,22	0	0
23	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	22,22	0,00002	0,0005
24	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	22,22	0,00002	0,0005
25	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0,22	0,000081	0
26	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	22,22	0,000081	0,0018
27	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	22,22	0,000081	0,0018
28	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0,22	0,000039	0
29	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	22,22	0,000039	0,0009
30	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	22,22	0,000039	0,0009
31	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	44,22	0,000081	0,0036
32	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	22,22	0,00002	0,0005
33	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	22,22	0,000081	0,0018
34	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0,22	0,000081	0

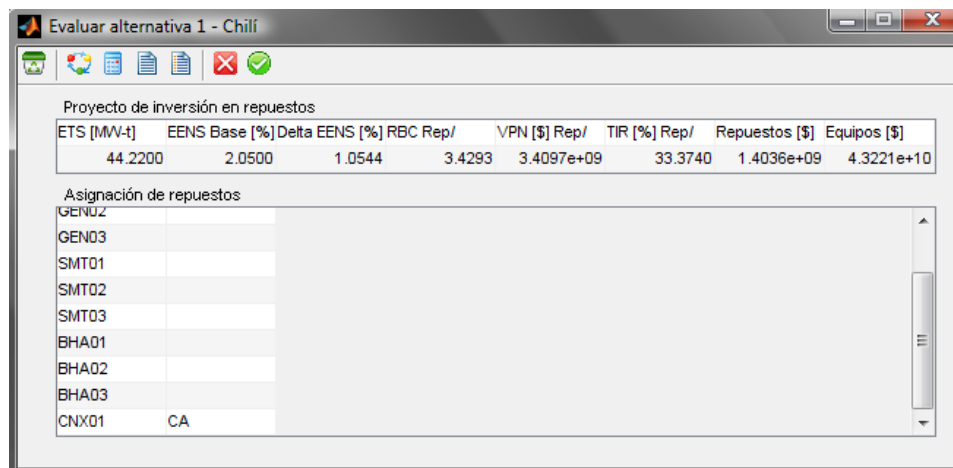
Estadoid	AUX01	GEN01	GEN02	GEN03	SMT01	SMT02	SMT03	BHA01	BHA02	BHA03	CNX01	ENSi	Pi	EENSi
35	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	22,22	0,000081	0,0018
36	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	22,22	0,000039	0,0009
37	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0,22	0,000039	0
38	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	22,22	0,000039	0,0009
39	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	44,22	0,000081	0,0036
40	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	22,22	0,000081	0,0018
41	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	22,22	0,000081	0,0018
42	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0,22	0,000081	0
43	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	22,22	0,000039	0,0009
44	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	22,22	0,000039	0,0009
45	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0,22	0,000039	0
46	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	44,22	0,000081	0,0036
47	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	22,22	0,000321	0,0071
48	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	22,22	0,000321	0,0071
49	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0,22	0,000153	0
50	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	22,22	0,000153	0,0034
51	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	22,22	0,000153	0,0034
52	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	44,22	0,000322	0,0142
53	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	22,22	0,000321	0,0071
54	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	22,22	0,000153	0,0034
55	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0,22	0,000153	0
56	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	22,22	0,000153	0,0034
57	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	44,22	0,000322	0,0142
58	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	22,22	0,000153	0,0034
59	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	22,22	0,000153	0,0034
60	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0,22	0,000153	0
61	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	44,22	0,000322	0,0142
62	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	22,22	0,000073	0,0016
63	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	22,22	0,000073	0,0016
64	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	44,22	0,000153	0,0068
65	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	22,22	0,000073	0,0016
66	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	44,22	0,000153	0,0068
67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	44,22	0,000153	0,0068
												ETS	PGral	EENS%
												44,22	0,999839	2,05

Una vez se han editado las alternativas del caso de estudio, se ingresa en la interfaz indicada en la Figura 27, los datos de entrada propios del proyecto y que son empleados en el proceso de optimización. Los datos de entrada son relevantes en la etapa de optimización y no modifican la información de referencia contenida en el asistente de proyecto.



**Figura 27.** Interfaz de datos de entrada y comparación de resultados

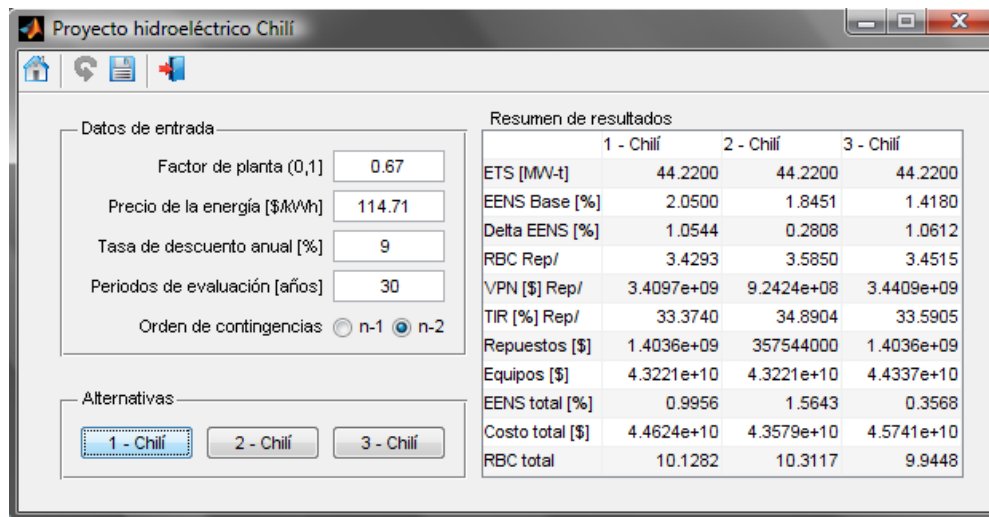
De acuerdo con lo presentado de la Figura 28, el aplicativo selecciona el cable aislado “CA”, que pertenece al sistema de conexión “CNX01”, como el equipo al que se le debe implementar el repuesto en la configuración SEE de la alternativa 1.



**Figura 28.** Resultados obtenidos para la alternativa 1

El aplicativo seleccionó para la alternativa 2, el equipo de repuesto INT5 (interruptor de bahía de línea) del sistema CNX01 y para la alternativa 3, el equipo de repuesto CA del sistema CNX01.

Para las alternativas 1 y 3, la selección del cable aislado como repuesto a diferencia del interruptor de potencia en la alternativa 2, se explica en el sentido de que en las configuraciones BPBT y DBB los interruptores de las bahías de generación y las bahías de línea en caso de fallar, pueden ser reemplazados operativamente por el interruptor de acople, es decir, estos interruptores cuentan con redundancia operativa. La DB por su parte, presenta redundancia operativa en los barrajes, pero no en los interruptores. El aplicativo identifica que para la alternativa 2, seleccionar como repuesto un interruptor logra una mayor relación costo beneficio que la que se obtiene con la selección como repuesto de un cable aislado, teniendo en cuenta el impacto en la variación de la EENS para su caso particular.



**Figura 29.** Resumen de resultados

De los resultados presentados en la Figura 29, los indicadores RBC, VPN y TIR presentan elementos que permiten tomar una decisión en cuanto a la financiación que se dé a los repuestos asignados y que serán de estudio por parte del inversionista del proyecto.

El aplicativo no escoge la alternativa, será el usuario quien, mediante un ejercicio de comparación y análisis, con base en los indicadores presentados en la Figura 29, seleccione el SEE para el proyecto. La Figura 29, permite identificar las variaciones relativas de la RBC total entre alternativas.

La subestación BPBT considerada en la alternativa 1, por defecto presenta respaldo para los interruptores de las bahías (interruptor de transferencia), razón por la cual el aplicativo seleccionó el repuesto para el circuito de cable aislado, el cual genera una disminución significativa del indicador del EENS.

Disponer de repuesto para el interruptor de línea tiene un gran impacto en la configuración DB incluida en la alternativa 2, pues adiciona un respaldo en interruptor.

Los resultados de la Figura 29 evidencian que, aunque las alternativas 1 (con S/E BPBT) y alternativa 3 (con S/E DBB), presentan una EENS total, más favorable, cuentan con una

RBC total inferior a la de la alternativa 2 (con S/E DB) debido al elevado costo del cable aislado de repuesto, en comparación con el interruptor de repuesto sugerido para la alternativa 2. La alternativa número 2 presenta el mejor indicador de RBC. La alternativa 3 presenta una EENS inferior, pero con un costo asociado a la configuración de equipos y adjudicación de repuestos mayor disminuyendo el indicador RBC correspondiente.

Para el caso del proyecto Chile y considerando los resultados obtenidos en el proceso de evaluación, comparación y optimización, se considera adecuado seleccionar para el SEE, la alternativa 2.



## 4. CONCLUSIONES

La metodología planteada, fortalece el diseño conceptual para el sistema de equipos eléctricos de una central hidroeléctrica al permitir realizar una evaluación y comparación relativa, con resultados cuantitativos, entre las alternativas de diseño que se plantean para un proyecto.

Se evidencia la importancia de incluir en el diseño conceptual la selección de los equipos de repuesto, considerando el impacto que estos pueden tener en el nivel de confiabilidad de la configuración de equipos, el cual se ve reflejado en la capacidad operativa y productiva del proyecto.

La inclusión del sistema de equipos de alimentación para los servicios auxiliares en la metodología se considera necesaria, pues con regularidad, la indisponibilidad de los servicios auxiliares es más frecuente que las fallas asociadas con los equipos principales.

La metodología planteada tiene la capacidad de aumentar su alcance y precisión al incluir en su desarrollo la revisión de sistemas adicionales a los descritos en el presente trabajo. Los sistemas adicionales deberán estar soportados por sus correspondientes referencias de costos e indicadores de confiabilidad.

El desarrollo del aplicativo "SCECH", plasma las metodologías y modelos planteados en este trabajo y que son base para su estructura operativa.

La validación del caso de estudio presentado en la tesis ha mostrado la utilidad de la herramienta computacional "SCECH", corroborando la utilidad de la metodología tanto en etapas conceptuales como en etapas operativas, donde se quiere tomar decisiones sobre el grupo de repuestos debe ser adquirido para mejorar los indicadores de confiabilidad de la central.

La metodología planteada y el aplicativo desarrollado, permite a los diseñadores, complementar su conocimiento y experiencia en el diseño de los SEE, con una herramienta que cuantifica los aspectos financieros y de confiabilidad, tras haber realizado una revisión de los aspectos técnicos asociados con los equipos que constituyen los SEE de un proyecto de generación hidráulica.

En la metodología presentada el costo de los equipos del SEE y el porcentaje del valor esperado de energía no suministrada, son elementos importantes para realizar la selección de la configuración de equipos, pues involucran aspectos financieros y de confiabilidad. Sin embargo, cuando la metodología implementa su propuesta de optimización basada en maximizar la relación beneficio costo de los repuestos, hace que el parámetro RBC total (relación beneficio costo del SEE y sus repuestos) se convierta en el aspecto determinante en el proceso de evaluación.

## **5. RECOMENDACIONES**

La eficacia de la metodología depende en gran medida de la calidad de la información de referencia que la soporte. El usuario de la metodología debe procurar que los datos de referencia de los costos de los equipos coincidan con el contexto comercial en el que se desarrolle el proyecto. Adicionalmente, los indicadores de confiabilidad deben reflejar el desempeño de los equipos considerados para el proyecto, que deberán ajustarse durante el periodo operativo de los equipos, dependiendo de las condiciones particulares y las filosofías operativas y de mantenimiento adoptadas por la empresa operadora.

Si bien el indicador de impacto EENS para la central hidroeléctrica puede ser estimado considerando el sistema de equipos abordado en la metodología, es posible aumentar la precisión de los resultados al incluir equipos hidromecánicos, de medida, protección y comunicaciones, dando un tratamiento más profundo a los diferentes sistemas auxiliares y que podrán ser esquematizados por el usuario del aplicativo SCECH.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] O. Paredes y F. Javier, «Diseño conceptual para el sistema de equipos eléctricos principales de conexión para centrales hidroeléctricas», Thesis, 2015.
- [2] CREG, Ed., «Resolución 086 de 1996». 15-oct-1996.
- [3] «IEEE/IEC Draft International Standard for high-voltage switchgear and controlgear - Part 37-013: Alternating current generator circuit breakers/Corrigendum 1», *IEEE P62271-37-013-2015Cor 1D2 Febr. 2017*, pp. 1-9, ene. 2017.
- [4] CREG, Ed., «Resolución 097 de 2008». 26-sep-2008.
- [5] US Army Corps of Engineers, Ed., «Hydroelectric Power Plants Electrical Design». DEPARTMENT OF THE ARMY, 30-jun-1994.
- [6] J. A. Wade, «Electrical auxiliary supply systems for hydro-electric power plants», *Transm. Distrib. IEE Proc. C - Gener.*, vol. 133, n.º 3, pp. 148-153, abr. 1986.
- [7] US Army Corps of Engineers, Ed., «Hydroelectric Power Plants Electrical Design». DEPARTMENT OF THE ARMY, 30-jun-1994.
- [8] C. F. Ramirez, *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. HMV Ingenieros, 2003.
- [9] ICONTEC, Ed., «GTC 81. GUIA PARA EL EQUIPAMIENTO ELECTROMECHANICO DE PEQUEÑAS INSTALACIONES HIDROELECTRICAS». 2002.
- [10] G. Cavagnolo, F. Podio, y E. M. Cipriano, «Simplified Method for Estimating the Cost of Plant Equipment - HydroWorld», 11-ene-2012.
- [11] CREG, Ed., «Resolución 11 de 2009». 11-feb-2009.
- [12] C. C. Whelchel, «Trends in the Design and Arrangement of Electrical Equipment in Hydraulic Power Plants», *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 58, n.º 2, pp. 78-82, feb. 1939.
- [13] R. Graber y R. Kleinhammer, «Constructing the “best” reliability data for the job», en *2016 Annual Reliability and Maintainability Symposium (RAMS)*, 2016, pp. 1-6.
- [14] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*. Boston, MA: Springer US, 1992.
- [15] W. Li, «Elements of Risk Evaluation Methods», en *Risk Assessment of Power Systems*, John Wiley & Sons, Inc., 2004, pp. 69-87.
- [16] J. J. M. Miranda, *Gestión de proyectos: identificación, formulación, evaluación financiera-económica-social-ambiental*. MMeditores, 2005.
- [17] A. Schrijver, *Theory of Linear and Integer Programming*. John Wiley & Sons, 1998.