

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**DETERMINACIÓN DE ESCENARIOS OPERATIVOS DE
REFERENCIA PARA LA APLICACIÓN O AJUSTE DE
PROTECCIONES ELÉCTRICAS**

**DETERMINACIÓN DE ESCENARIOS OPERATIVOS DE
REFERENCIA PARA EL AJUSTE DEL RELÉ DE
SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL A TIERRA (67N)**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

HÉCTOR SANTIAGO TROYA PÉREZ

DIRECTOR: FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

DMQ, julio 2024

CERTIFICACIONES

Yo, Héctor Santiago Troya Pérez declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

HÉCTOR SANTIAGO TROYA PÉREZ

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Héctor Santiago Troya Pérez, bajo mi supervisión.

FÁBIAN ERNESTO PÉREZ YAULI

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

HÉCTOR SANTIAGO TROYA PÉREZ

FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de investigación a mis padres, personas maravillosas que enseñaron la importancia de la perseverancia la dedicación y sacrificio los cuales han sido fundamentales para que yo alcance mis metas. A mi hermana que me brindo su apoyo emocional aún en momentos difíciles, que fue tan necesario para alegrar mis días; por ellos se cual es el mejor camino a seguir.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por permitirme la vida y por la oportunidad de concluir una etapa más en mi formación académica. A mis padres Paulina y Santiago por su amor incondicional su infinita paciencia y sobre todo su apoyo en cada momento de mi vida. A mi hermana por darme muchas fuerzas para seguir adelante y verme como un ejemplo de vida, a mis tíos por ser mis ejemplos a seguir y más que aun brindarme su guía y sus consejos. A mis abuelos por sus sabios consejos y enseñarme la importancia del trabajo duro.

Agradezco a todos mis profesores por brindarme las herramientas y el conocimiento necesario para alcanzar este objetivo. Su dedicación a la enseñanza ha dejado una huella imborrable. A Escuela Politécnica Nacional por proporcionarme los recursos adecuado para lograr la conclusión de este trabajo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo general.....	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance	2
1.4 Marco teórico	3
1.4.1 Protección Eléctrica	3
1.4.2 Protección de sobrecorriente direccional a tierra 67N	5
1.4.3 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano y su Hidrología	7
1.4.4 Escenario operativo	9
1.4.5 Software PowerFactory	12
1.4.6 Python	13
2. METODOLOGÍA.....	14
2.1 Estructura de la Metodología	14
2.2 UNIFICACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE POWERFACTORY	15
2.2.1 Creación del entorno de la herramienta en PowerFactory	17
2.2.2 Conjunto general Línea y conjunto general SNI.....	18
2.2.3 Consolidación de Base de Datos	21
2.3 ADAPTACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL	23
2.3.1 Funcionamiento de la herramienta adaptada	24
2.3.2 Integración de la herramienta con PowerFactory	26
2.4 USO DE LA HERRAMIENTA PARA EL AJUSTE DEL RELÉ 67N	27
2.4.1 Método propuesto de ajuste del relé 67N.....	28
2.4.2 Determinación de escenarios críticos.....	28
2.4.3 Verificación de escenarios de referencia	30
2.4.4 Modelación de TPs y TCs del relé 67N en PowerFactory	31
2.4.5 Dimensionamiento de las relaciones de transformación de TPs y de TCs	32
2.4.6 Modelación y Ajuste del relé 67N.....	33
3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	36
3.1 Base de datos con escenarios base.....	36
3.2 Selección de la línea de transmisión	37
3.3 Empleo de la herramienta computacional adaptada.....	37
3.4 Verificación de escenarios	39
3.5 Dimensionamiento de la RTP.....	40

3.6	Dimensionamiento de la RTC	40
3.7	Ajuste de la Protección 67N de la línea Durán – Milagro 230 kV	42
3.8	Comparación de ajustes.....	45
3.6	Conclusiones	49
3.7	Recomendaciones	50
4.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	51
	ANEXO I: PROCESO PARA NOMBRAR LÍNEAS.....	I-1
	ANEXO II: CREACIÓN CONJUNTO GENERAL LÍNEA.....	II-1
	ANEXO III: CREACIÓN CONJUNTO GENERAL SNI.....	III-1
	ANEXO IV: EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE VARIACIONES Y ESCENARIOS.....	IV-1
	ANEXO V: HERRAMIENTA COMPUTACIONAL MODIFICADA.....	V-1
	ANEXO VI: MANUAL DE USUARIO DE LA HERRAMIENTA.....	VI-1
	ANEXO VII: ACTIVACIÓN Y DESACTIVACIÓN DE ELEMENTOS POWERFACTORY.....	VII-1
	ANEXO VIII: CREACIÓN RELÉ, TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Y VOLTAJE DENTRO DE POWERFACTORY.....	VIII-1
	ANEXO IX: CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL RELÉ Y AJUSTES.....	IX-1
	ANEXO X: RESULTADOS DE LA HERRAMIENTA, DIMENSIONAMIENTO DEL TC Y ANÁLISIS DE AJUSTE DEL RELÉ 67N.....	X-1
	ANEXO XI: REPORTE DEL AJUSTE SE SOBRECORRIENTE DE LA LÍNEA “L_DURA_MILA_2_1” DE TRANSELECTRIC.....	IX-1

RESUMEN

Las protecciones es sistemas eléctricos de potencia garantían un adecuado funcionamiento, ya que aseguran un sistema confiable mediante la detección y respuesta a condiciones adversas, como fallas a tierra. Estas son perturbaciones comunes requieren una respuesta rápida de los relés de sobrecorriente direccional a tierra 67N, los cuales son fundamentales para la protección de líneas de transmisión.

Este trabajo se centra en la determinación de escenario críticos para el ajuste del relé 67N, considerando contingencias N-1 y N-2. Para ello, se utiliza una herramienta computacional que integra Python y PowerFactory, basada en esto, el trabajo propone un método de ajuste para el relé 67N como protección de respaldo, teniendo en cuenta los escenarios críticos identificados.

Los resultados obtenidos se comparan con ajustes convencionales, destacando ventajas y desventajas de ambos enfoques. La metodología propuesta asegura que el relé opere de manera eficiente y optima en tiempos adecuados. El trabajo se estructura en tres capítulos: el primero aborda la base conceptual del relé 67N; el segundo describe la metodología para adaptar la herramienta y desarrollar el ajuste; y le tercero presenta los resultados obtenidos, conclusiones y recomendaciones, evidenciando la efectividad el método propuesto en comparación al método tradicional.

PALABRAS CLAVE: Corriente de Tap, Dial, Relé 67N, Hidrología, Ajuste.

ABSTRACT

Protections in power systems guarantee proper operation, as they ensure a reliable system by detecting and responding to adverse conditions such as ground faults. These are common disturbances that require a quick response from 67N directional ground overcurrent relays, which are essential for the protection of transmission lines.

This work focuses on determining critical scenarios for the adjustment of the 67N relay, considering contingencies N-1 and N-2, for which a computational tool that integrates Python and PowerFactory is used. Based on this, the work proposes an adjustment method for the 67N relay as backup protection based on critical scenarios. The results obtained are compared with conventional adjustments, highlighting advantages and disadvantages of both approaches. The proposed methodology ensures that the relay operates efficiently and optimally in adequate times.

The work is structured in three chapters: the first addresses the conceptual basis of the 67N relay; the second describes the methodology to adapt the tool and develop the adjustment; and the third presents the results obtained, conclusions and recommendations, showing the effectiveness of the proposed method compared to the traditional method.

KEYWORDS: Tap Current, Dial, 67N Relay, Hydrology, Adjustment.

1. INTRODUCCIÓN

Las protecciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), son un elemento esencial para garantizar su adecuado funcionamiento, puesto que, la debida operación de las protecciones asegura un sistema confiable; en este contexto, los relés detectan anomalías y actúan ante condiciones adversas del sistema, tales como: cortocircuitos, sobrecargas, sobrevoltajes y fallas a tierra, esta última considerada una de las perturbaciones más comunes que se presentan. En tales circunstancias, los relés que actúan ante este tipo de fallas deben tener un funcionamiento excepcional, de ahí que, los relés de sobrecorriente direccional a tierra son la respuesta ante este tipo de escenarios, los mismos, son dispositivos utilizados para la detección y protección contra fallas de sobrecorriente a tierra, usados principalmente en líneas de transmisión.

El funcionamiento excepcional de un relé refiere a que éste garantice un despeje oportuno, de forma selectiva y sensitiva, es decir, que desactive el elemento que debe inhabilitar en un tiempo determinado. Para cumplir con las propiedades de selectividad y sensibilidad se debe realizar un ajuste adecuado de la característica de operación del relé, lo cual, viene ligado a la determinación de escenarios operativos críticos, donde se pueda evidenciar, entre otros, las corrientes mínimas de operación. Sin embargo, la determinación de escenarios operativos es un desafío, ya que, no existe un método específico que advierta estos escenarios; bajo estas consideraciones, es que se desarrolla el presente trabajo, el cual propone un método para determinar escenarios críticos o de referencia, para el ajuste del relé de sobrecorriente direccional a tierra, denominado como 67N.

En este trabajo, se determinan los escenarios críticos de operación, desde el punto de vista del 67N, de una línea de transmisión que se encuentra modelada dentro de un sistema eléctrico, cuando ocurre una falla en los extremos de ésta, teniendo en cuenta la salida de uno o dos elementos del sistema, previos a la falla; es decir, contingencias N-1 y N-2. Esto se realiza con el empleo de una herramienta computacional, que involucra el uso de dos programas simultáneamente: Python como software gobernante y PowerFactory como software ejecutor.

Se propone, además, un método de ajuste para el relé 67N, estableciendo que el mismo funciona como protección de respaldo de la línea de transmisión, y considerando los escenarios de operación crítica de esta protección.

Este trabajo se estructura de la siguiente manera: el capítulo primero abarca la base conceptual relativa al relé 67N y a los programas utilizados, lo que viabilizará el desarrollo de los posibles escenarios de operación y el método propuesto de ajuste. En el capítulo

segundo denominado metodología, se describe el procedimiento utilizado para adaptar la herramienta computacional, para que ésta proporcione los escenarios críticos con las variables de interés para el relé 67N, además se desarrolla el método propuesto para el ajuste del mismo, tomando en cuenta los escenarios proporcionados por dicha herramienta. En el capítulo tercero designado como resultados, conclusiones y recomendaciones, se incorporan los hallazgos alcanzados, donde se evidencia la determinación de los escenarios críticos para el ajuste del relé 67N, ajuste que es comparado con aquel que se obtiene sin considerar los escenarios críticos encontrados, lo que permite establecer diferencias, ventajas y desventajas entre los dos ajustes.

1.1 Objetivo general

Determinar los escenarios operativos de referencia, mediante la simulación de cortocircuitos en PowerFactory y con el empleo del lenguaje de programación Python, para el ajuste del relé de sobrecorriente direccional a tierra (67N) de líneas de transmisión.

1.2 Objetivos específicos

1. Realizar una revisión bibliográfica de las propiedades, funcionamiento y ajuste de la protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N) de líneas de transmisión, de los lenguajes de programación Python y de DIGSILENT (DPL).
2. Adaptar la herramienta computacional desarrollada en la Escuela Politécnica Nacional en el lenguaje de programación Python, para simular automáticamente cortocircuitos en un sistema eléctrico modelado en PowerFactory, y almacenar las variables de interés para el ajuste de la protección de sobrecorriente señalada.
3. Emplear el código computacional adaptado, en un sistema eléctrico modelado en PowerFactory, para determinar los escenarios operativos críticos o de referencia para el ajuste de la protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N) de una línea de transmisión seleccionada.
4. Establecer el ajuste de la protección de sobrecorriente indicada y compararlo con el ajuste obtenido sin considerar los escenarios de referencia encontrados, con el propósito de determinar las posibles diferencias.

1.3 Alcance

El desarrollo de este trabajo comprende diversas actividades, comenzando desde una revisión bibliográfica de las propiedades, ajustes y características del relé de sobrecorriente direccional a tierra (67N), con lo cual se adquirirá el conocimiento necesario para establecer criterios fundamentales para su ajuste.

Se requerirá también indagar sobre el lenguaje de programación Python y DPL, lo que permitirá adaptar la herramienta computacional anteriormente desarrollada en la EPN, para conseguir los resultados buscados en este estudio; es decir, la determinación de los escenarios críticos para el ajuste del relé 67N de una línea de transmisión.

Realizadas las adaptaciones que sean oportunas, se empleará la rutina computacional en un sistema de potencia modelado en PowerFactory, seleccionando al azar una línea de transmisión y generando para ésta un conjunto de escenarios operativos que podrían influir en el ajuste de su protección de sobrecorriente direccional a tierra. Estos escenarios operativos, básicamente se generarán considerando las condiciones de despacho máximo y despacho mínimo, alta y baja hidrología, y la desconexión de una línea de transmisión y/o de un transformador del SEP modelado (contingencia N-1). No se considerará la desconexión de generadores o de barras, pues se sabe de antemano que estos eventos impactan bruscamente en el funcionamiento de las protecciones de sobrecorriente, y esta afectación no es de interés para el presente trabajo.

Los resultados obtenidos de las simulaciones (variables almacenadas), será, analizados con el propósito de determinar aquellos escenarios críticos o de referencia para el ajuste de la protección 67N de la línea de transmisión escogida. Finalmente, estos escenarios operativos serán utilizados para establecer el ajuste de la protección 67N, ajuste que será comparado con aquel que se obtendría sin considerar los escenarios críticos encontrados, Esto último, únicamente para identificar posibles diferencias en el ajuste.

Si bien, el trabajo se enfocará en el estudio de la protección 67N de una única línea de transmisión (debido a la gran cantidad de información generada y analizada), el hecho de que la selección de la línea sea al azar, implica que la metodología propuesta será de carácter general y podrá emplearse para todas y cada una de la línea que pertenezcan al SEP modelado.

1.4 Marco teórico

En esta sección, se desarrollan los conceptos necesarios para la comprensión y la ejecución de este trabajo, se profundiza en conceptos clave como: protección eléctrica, escenarios de operación y relé de sobrecorriente direccional a tierra 67N. Además de la importancia de la curva de operación, corriente de tap y dial, requeridos para el ajuste de éste. Por último, se abordan temas relativos al programa de simulación y lenguaje de programación utilizados, PowerFactory y Python respectivamente, así como su utilización para el desarrollo de este trabajo.

1.4.1 Protección Eléctrica

En un entorno donde la electricidad es vital para el desarrollo de la sociedad, la protección eléctrica juega un papel fundamental para la protección de: hogares, industrias y el mismo sistema eléctrico, ya que, ésta responde ante condiciones anormales mediante el uso de dispositivos especiales. En este contexto, se define a la protección eléctrica como un conjunto de dispositivos y sistemas diseñados, para localizar y aislar fallas dentro de un sistema eléctrico sin importar su tamaño, con el objetivo de minimizar los daños producidos por condiciones anormales, y preservar la integridad de personas y del propio sistema, mediante equipos y dispositivos como por ejemplo: disyuntores, fusibles y relés de protección [1].

Los relés son dispositivos que contribuyen de gran manera con la protección del sistema eléctrico, se encargan en especial del monitoreo y control de condiciones anormales, en particular en las etapas de generación y transmisión; variables como: voltaje, corriente y ángulo son las mayormente monitoreadas, ya que, éstas pueden indicar anomalías en el sistema. Cuando éstas son detectadas, los relés emiten señales de activación a los disyuntores, que desconectan la parte del sistema afectado, aislándolo y evitando daños mayores. Las perturbaciones ante las que normalmente actúan las protecciones son cortocircuitos; pero, además, protegen al sistema de condiciones anormales como sobrevoltajes y sobrecargas que no son muy frecuentes; pero que, sin embargo, traen consecuencias graves para los equipos que conforman el sistema eléctrico.

Importante es comprender las tres propiedades fundamentales de las protecciones eléctricas, éstas son: selectividad, sensibilidad y rapidez. Éstas son pilares para el uso y aplicación de protecciones, ya que, garantizan una operación eficiente, confiable y segura de los dispositivos de protección. A continuación, se detallan cada una de estas propiedades, advirtiendo su importancia dentro de las protecciones [2].

1.4.1.1 Selectividad

Una de las propiedades más importantes de una protección eléctrica es la selectividad, ésta es la capacidad que tiene la protección para desconectar únicamente el equipo o región que se encuentra bajo una perturbación eléctrica, de manera que solo el dispositivo de desconexión más cercano a la irregularidad sea el que actúe. Esto significa que en un sistema con varios dispositivos de protección debe existir una coordinación entre estos, que garantice la desconexión únicamente de la zona afectada, evitando desconexiones innecesarias de elementos, lo cual, se logra a través de una adecuada configuración de los parámetros de protección [1].

1.4.1.2 Sensibilidad

Esta propiedad de las protecciones eléctricas hace referencia a la capacidad que tienen los dispositivos de protección para operar de manera confiable, es decir, detectar y despejar con precisión cualquier anomalía del sistema que indique condiciones de falla. La sensibilidad está relacionada con el umbral de operación del dispositivo, a modo de ejemplo: el nivel mínimo de corriente para activar la protección.

La sensibilidad es modificada con la calibración de los parámetros del dispositivo, los cuales, deben ser ajustados de tal manera que puedan detectar incluso fallas muy pequeñas. Esta propiedad, desde una perspectiva general, implica que el dispositivo de protección funcione a la mínima tendencia de operación, esto es, a la mínima tendencia de falla o perturbación [3].

1.4.1.3 Rapidez

La rapidez es una de las propiedades de las protecciones eléctricas, referente al tiempo de actuación de un dispositivo de protección, es decir, al tiempo que éste tarda en detectar y aislar la falla, perturbación o zona problemática del sistema, con el fin de minimizar los daños en los equipos y garantizar la seguridad del sistema.

La rapidez como propiedad de protección es fundamental, ya que, una respuesta rápida y precisa ante una perturbación, es deseable para minimizar el tiempo de falla, evitando daños e interrupciones prolongadas del servicio eléctrico por desperfectos que causen la reducción de la vida útil de los equipos expuestos [2].

1.4.2 Protección de sobrecorriente direccional a tierra 67N

El aumento constante de la demanda eléctrica, ha ocasionado la expansión de las redes de transmisión y distribución en el sistema eléctrico, de ahí que, es esencial el acoplamiento de nuevos centros de generación, y la creación de nuevas líneas de transmisión que permitan mantener el constante suministro de energía.

En relación a este constante crecimiento, los sistemas eléctricos han sido mejorados, haciéndolos multifuncionales; en este contexto, las líneas de transmisión no solamente transportan energía, sino también colaboran en la gestión de mantener la estabilidad y seguridad, pero por otro lado, requieren del empleo de protecciones más avanzadas, entre éstas, la protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N); la cual desempeña un papel fundamental para la detención y despeje de fallas a tierra, protección que mitiga fallas y los efectos que pueden influir de forma negativa en el sistema, coadyuvando significativamente en la no interrupción del servicio eléctrico. En este sentido es que, la

característica direccional de esta protección, permite distinguir el sentido en el que fluye la corriente durante una falla, minimizando la posibilidad de un disparo no deseado [4].

La protección 67N es mayormente utilizada en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, debido a que, son elementos donde la sobrecorriente puede fluir hacia tierra, en consecuencia, la función principal de estas protecciones es detectar y despejar fallas en la línea, protegiéndola. La dirección de la corriente que es detectada por las protecciones es muy importante, ya que, ésta solo se activa en el caso de que la corriente fluya en un sentido predefinido, previniendo disparos innecesarios de la protección e interrumpiendo el suministro eléctrico. Cuando se utiliza una protección 67N, los ajustes de ésta juegan un papel crucial, tanto para conservar sus características, cuanto para su funcionamiento eficiente. Efectivamente, ajustes como el tipo de curva, corriente de tap y ajustes del dial, aseguran a la protección, propiedades como la sensibilidad, selectividad y rapidez, permitiendo que la protección 67N pueda ser calibrada para un gran número de fallas, asegurando su rendimiento y una protección efectiva contra sobrecorriente a tierra. La Figura 1.1. muestra la característica de operación de un relé 67N.

1.4.2.1 Curva de operación del relé

Definir el tipo de curva dentro de una protección, asegura una adecuada rapidez y selectividad, y permite las respuestas de ésta ante diferentes niveles de corriente. Para la protección 67N la elección de una curva adecuada se vuelve crucial, ya que, ésta define el comportamiento del relé en el tiempo ante diferentes magnitudes de corriente. La selección de la curva se realiza mediante la configuración de varios parámetros, como el tiempo de retardo y la pendiente; mientras la curva tenga una mayor pendiente mayor será la rapidez del relé, es decir, que el relé actuará más rápido para determinada corriente. Por otra parte, si la curva es más plana (con menor pendiente), los tiempos de operación del relé son mayores [5].

1.4.2.2 Corriente de tap

El ajuste de la corriente de tap, corresponde a la propiedad de sensibilidad de una protección, éste es fundamental para que la protección cierre sus contactos de disparo a la mínima tendencia de operación. Para la protección 67N, este ajuste permite configurar el nivel de corriente a partir del cual el relé debe activarse y operar, para ello se necesita definir un grado de sensibilidad (vinculado con el alcance de supervisión), es decir, el valor de corriente de tap que permita que el relé se active ante fallas con corrientes mínimas. Este grado de sensibilidad es vital para evitar disparos innecesarios del relé 67N, sobre todo cuando existen condiciones normales de operación del sistema, garantizando al mismo tiempo una rápida respuesta del relé ante fallas a tierra, que comprometan el

funcionamiento del sistema, de ahí que, el ajuste de la corriente de tap asegura protección ante diferentes niveles de corriente a tierra [5].

1.4.2.3 Dial

El dial modifica el tiempo de operación de protección de sobrecorriente, lo cual, tiene lugar moviendo la curva (característica de operación) del relé de forma vertical dentro del diagrama tiempo-corriente.

Para una protección 67N el ajuste del dial se vuelve esencial, en particular para otorgar a ésta la propiedad de selectividad (con enfoque en la coordinación de protecciones), es decir, que solo desconecte el elemento o zona que se encuentra con falla. Con el ajuste del dial, se configura el tiempo de retardo del relé, permitiendo que actúen primero los relés con características instantáneas. El ajuste del dial permite una coordinación de protecciones, garantizando entre ellas una operación coordinada [5].

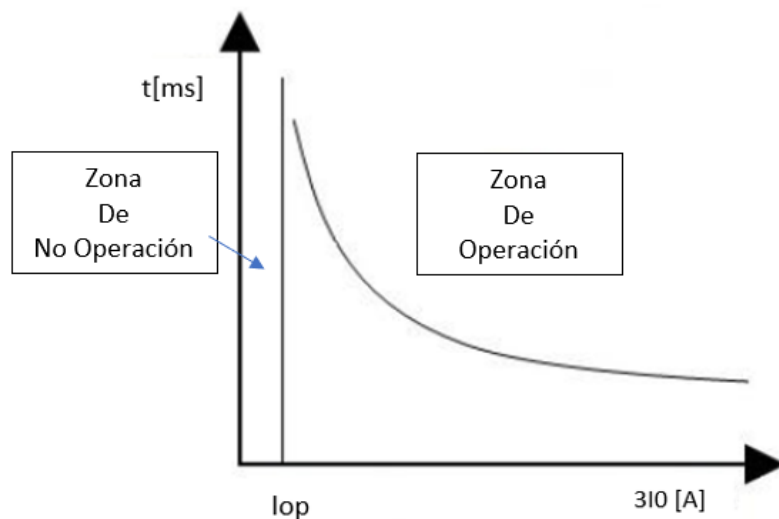


Figura 1.1. Característica de operación del relé 67N [6].

1.4.3 Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano y su Hidrología

Un Sistema Nacional Interconectado (SNI), es un conjunto de elementos eléctricos que se encuentran interconectados entre sí, el cual, facilita la producción, transferencia y distribución de energía. En Ecuador el SNI ha sido creado mediante la inversión pública y privada, a través del desarrollo de proyectos energéticos. Este sistema se apoya en una matriz energética.

La matriz energética por su parte, constituye un conjunto de datos, los cuales, muestran las composiciones de fuentes energéticas utilizadas por un país o región, estos datos muestran la proporción de cada tipo de energía, que es utilizada para cubrir la demanda energética, por lo que, pasa a ser una herramienta fundamental para entender la

sostenibilidad energética de la sociedad, de esto, la importancia de su manejo para planificar políticas energéticas y realizar mejoras de eficiencia.

La matriz energética en Ecuador, actualmente está conformada por 92% de generación hidráulica, 7% de térmicas y 1% de centrales no convencionales. Al estar mayormente conformada por generación hídrica, tener agua dentro de embalses y presas se torna imprescindible para la producción de energía en el país.

A través del tiempo, Ecuador ha consolidado una matriz energética limpia, la cual implica, que la generación del sistema eléctrico dependa ampliamente de las condiciones climáticas, en particular de la época de lluvias y sequía, eventos que dan lugar a hidrologías muy marcadas en el Ecuador. La Figura 1.2. y Figura 1.3. exhiben como las precipitaciones en las regiones Interandina y Amazónica se producen, regiones consideradas esenciales para la generación eléctrica, debido a que en estas zonas se producen índices elevados de precipitaciones y se ubican el mayor número de centrales hidroeléctricas[7].

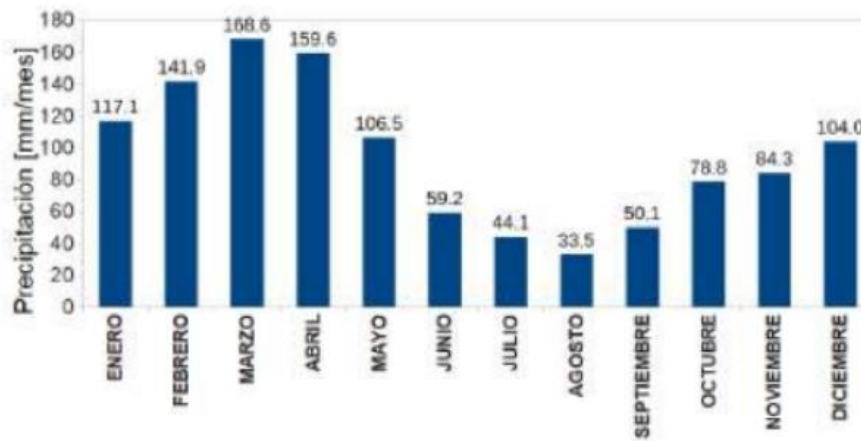


Figura 1.2. Climatología región Interandina del Ecuador [8].

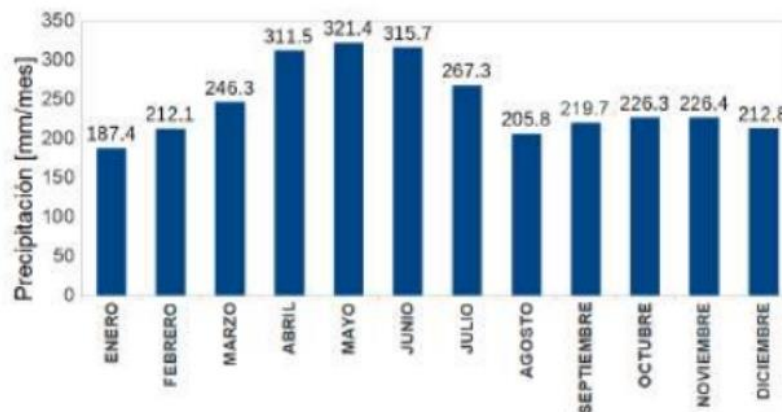


Figura 1.3. Climatología región Amazónica del Ecuador [8].

1.4.3.1 Hidrología alta

En el contexto de la energía eléctrica, hidrología alta hace referencia a periodos de tiempo donde los recursos hídricos para la generación de energía, como ríos, embalses, etc., tienen niveles de agua superiores a los normales o promedio. Durante este periodo el caudal de los ríos aumenta a consecuencia de las lluvias constantes, produciendo que los embalses se llenen y que las centrales hidroeléctricas operen a su máxima capacidad. Como se ha indicado, el Ecuador depende en gran medida de una matriz energética hídrica, por tanto, requiere en consecuencia de la cantidad de agua y niveles suficientes para generarla; incrementando la generación hidroeléctrica y reduciendo su producción mediante combustibles fósiles. De otro lado, la hidrología alta como tal, depende además de la gestión de recursos hídricos, esto es, de la planificación energética y manejo adecuado de la infraestructura hidroeléctrica, como es el caso de los embalses [9].

1.4.3.2 Hidrología baja

Al igual que la hidrología alta, la baja corresponde a un periodo de tiempo en el que los recursos hídricos mantienen un nivel de agua por debajo del habitual. Durante esta época la disponibilidad del volumen de agua para la generación hidroeléctrica es escasa, afectando la operatividad de las centrales hídricas, mismas que se obligan a restringir (disminuir) su capacidad de generación. El rasgo más notable de este periodo es la falta de precipitaciones o lluvias, la disminución de los niveles de los embalses y la sequía. Por estas razones, la operación de las centrales hidroeléctricas bajo estas condiciones es un desafío tangible, sobre manera para cubrir la demanda nacional, sin recurrir a la adquisición de energía a países vecinos o al empleo de otras fuentes energéticas, como las centrales terminas para cubrir la demanda. En este orden, acertadamente los estudios concluyen que, la hidrología baja representa un periodo perjudicial para la generación hídrica de un país, siendo imprescindible para garantizar el suministro de energía, la adecuada gestión de recursos hídricos a lo largo del año y la diversificación de las fuentes energéticas [9].

1.4.4 Escenario operativo

Desde el punto de vista de modelación y simulación de sistemas eléctricos, los escenarios operativos son herramientas digitales que consideran y evalúan diversas condiciones del sistema, lo cual, va desde operaciones normales que satisfacen la demanda y los estándares de calidad de energía, hasta situaciones de emergencia del sistema. Para el estudio de un sistema eléctrico, basado en escenarios operativos es primordial que estos contemplen tanto condiciones favorables como desfavorables del sistema, ya que, estos pretenden emular el comportamiento del sistema dentro del software modelado. Este tipo de estudio, permite tomar decisiones anticipadas para garantizar, por un lado, la eficiencia

del sistema, y por otro, la continuidad del suministro de energía. En concreto, los escenarios operativos se refieren a una configuración específica del sistema eléctrico, el cual, describe las condiciones de funcionamiento del sistema, considerando: la generación, la demanda y la capacidad de transmisión de energía por las líneas, entre otros [10].

Los escenarios operativos tienen varios factores que los diferencian uno de otros; el día, la estación del año, la disponibilidad del recurso, la demanda energética e incluso las condiciones climáticas, son elementos que en definitiva afectan la operación del sistema. A manera de ejemplo, la operación en un día cálido de jornada laboral puede implicar una demanda alta de energía, debido al uso de los sistemas de aire acondicionado en los distintos lugares y puestos de trabajo; mientras que, la operación en un fin de semana puede tener demanda baja, por tratarse efectivamente de días de descanso con poca afluencia.

En los sistemas eléctricos con una matriz energética variada, es importante considerar el despacho energético para los escenarios operativos, ya que, el sistema depende de la disponibilidad del recurso energético para su correcta operación, por esto, es que condiciones como despacho mínimo y máximo se vuelven muy significativos para la operación del sistema. Por otra parte, analizar la capacidad del sistema para mantener condiciones operativas aceptables ante la salida de elementos, resulta determinante en cualquier sistema eléctrico, independientemente de su matriz energética, es por eso que, considerar las contingencias N-1, y si es factible contingencias N-2, para un análisis del sistema es fundamental. Considerar estos dos aspectos, y uno adicional que represente las condiciones climáticas (hidrología) de la zona dentro de los escenarios operativos, permite evaluar la robustez y confiabilidad del sistema eléctrico, ante condiciones tanto beneficiosas como críticas [11].

1.4.4.1 Despacho máximo

Cuando se habla de despacho máximo en un sistema eléctrico, éste refiere a la máxima capacidad que tiene un sistema para generar y entregar energía, en un determinado periodo de tiempo, sin arriesgar la seguridad de las centrales, teniendo en cuenta las limitaciones técnicas de los equipos y de líneas de transmisión que lo conforman. Es importante considerar el despacho máximo, cuando se realizan estudios de planificación energética, por cuanto, el mismo es sinónimo de garantía de suficiencia y disponibilidad de energía, con capacidad para cubrir la demanda máxima. Para determinar el despacho máximo de energía, se deben considerar factores como: la capacidad de la planta generadora, la disponibilidad del recurso energético y las restricciones técnicas de los elementos del sistema. El despacho máximo es supervisado a través de dispositivos y

personal capacitado, que en conjunto comprenden los denominados cuartos de control, asegurando por su intermedio el monitoreo adecuado de la red eléctrica y el suministro estable de energía [12].

Más allá del concepto de despacho máximo señalado en el párrafo anterior, se resalta que, dentro del presente trabajo, se utilizó la base de datos de PowerFactory donde el Operador Nacional de Electricidad CENACE modeló el SNI ecuatoriano considerando el despacho económico establecido para satisfacer la demanda máxima del sistema (demanda a las 19h00).

1.4.4.2 Despacho mínimo

El despacho mínimo hace referencia al nivel más bajo de generación de energía requerido por un sistema eléctrico para mantener su estabilidad. Este nivel de energía mayormente se presenta en baja demanda eléctrica (demanda mínima). En los estudios de operación, es importante considerar este tipo de despacho, ya que, con éste, se asegura la generación de una cantidad suficiente de energía, para mantener la operación continua del sistema eléctrico previo a alguna interrupción programada. Por lo general, este despacho se mantiene en unidades de generación rápida, pues éstas permiten ajustar la producción de energía rápidamente según el sistema lo necesite [12].

1.4.4.3 Contingencia N-1

En un sistema eléctrico la contingencia N-1 es un proceso por el cual se pone fuera de servicio un elemento del sistema, lo que afecta la operación del mismo, para verificar la capacidad de éste para permanecer estable encontrando un nuevo punto de operación. Esta contingencia utiliza índices de afecciones para su evaluación, donde se observan por ejemplo los niveles de voltaje en los elementos que conforman el sistema, con el fin de identificar que contingencia podría ser la más perjudicial.

Los objetivos de analizar contingencias N-1 son: precisar ajustes de equipos o dispositivos, definir indicadores de seguridad y encontrar nuevos puntos de operación del sistema, lo cual es beneficioso pues hace posible programar la salida de elementos para su mantenimiento, mitigando riesgos de fallas eléctricas [13].

1.4.4.4 Contingencia N-2

La contingencia N-2 es un proceso en el cual se pone fuera de servicio dos elementos del sistema eléctrico, esta situación es más compleja que la contingencia N-1, ya que estos elementos son retirados simultáneamente. Esto implica un impacto significativo en la operación del sistema eléctrico, debido a que puede propiciar situaciones de mayor riesgo, por ende, es un desafío para encontrar un nuevo punto de operación estable [13].

Durante este tipo de contingencia se evalúan tanto los efectos por la pérdida de ambos elementos, como la capacidad del sistema para mantener su estabilidad y suministro eléctrico. Para su análisis se utilizan índices similares a los empleados en la contingencia N-1.

El objetivo principal de esta contingencia, es identificar riesgos que se encuentran asociados a la pérdida simultánea de dos elementos del sistema, esto permite anticiparse a estos eventos y mitigar los impactos negativos que el sistema puede experimentar.

1.4.5 Software PowerFactory

PowerFactory es un software de análisis de sistemas eléctricos de potencia, principalmente enfocado en la etapa de generación, transmisión y distribución de energía; fue desarrollado por la empresa DlgSILENT y cubre una amplia gama de funcionalidades, desde características básicas hasta aplicaciones avanzadas; principalmente es utilizado para realizar flujos de potencia, estudios de estabilidad, análisis de cortocircuitos, evaluación de redes de distribución y estudios de protecciones eléctricas. Actualmente, los ingenieros eléctricos utilizan esta herramienta para modelar y simular complejos sistemas de potencia, donde se realizan estudios que muestran el comportamiento detallado de una red eléctrica ante alguna variación, permitiendo por un lado identificar problemas de operación, y por otro, diseñar estrategias ante estos. De acuerdo con lo anterior, resulta crucial modelar los elementos y la red a detalle, con el objeto de que este software simule de manera precisa el comportamiento del sistema eléctrico real [14].

Por tanto, PowerFactory se constituye como una herramienta poderosa para el análisis de sistemas eléctricos; no obstante que, carece de una característica esencial: la capacidad de realizar iteraciones (repeticiones) dentro de los sistemas eléctricos modelados, puesto que, cada modificación se la hace de forma manual dentro de un escenario específico. En tal sentido, es imprescindible combinar PowerFactory con otras herramientas, como Python, que proporcionen la capacidad de iterar de manera automatizada.

1.4.5.1 Conjunto general

PowerFactory puede ser automatizado con el lenguaje de programación Python, lo cual se logra utilizando la biblioteca Script de PowerFactory. Un conjunto general, corresponde a un conjunto de objetos de PowerFactory que se utiliza dentro de la biblioteca Script; este conjunto permite que otros programas computacionales puedan manipular objetos de PowerFactory automatizando procesos. Los conjuntos generales son especialmente útiles cuando se trabaja con varios objetos dentro de la base de datos de PowerFactory [15].

Los conjuntos generales se crean utilizando la opción “*GeneralSet*”, de la biblioteca Script, dentro de estos conjuntos se encuentran elementos como: líneas, transformadores, generadores, cargas y otros objetos, que se sitúan dentro del modelo del sistema. El uso de estos conjuntos generales se debe a que permiten organizar y acceder a grupos de objetos de PowerFactory a través de Python, facilitando la automatización de tareas dentro del software principal PowerFactory. Entonces, un conjunto general para el caso en particular, constituye una estructura de datos utilizada por Python, que permite agrupar y manipular varios objetos relacionados con la base de datos de PowerFactory.

1.4.6 Python

Python es un lenguaje de programación de alto nivel, de código abierto, utilizado en aplicaciones sencillas y de alta gama, debido a su sintaxis legible y fácil entendimiento, esto lo hace ideal para el desarrollo de códigos computacionales y programas experimentados; siendo una de las características esenciales de Python, la Automatización con Scripts [16].

1.4.6.1 Automatización con Scripts

Esta característica permite al lenguaje Python automatizar los procesos realizados de forma manual en el contexto de análisis eléctrico, esto significa un avance en la automatización de programas que no tienen la capacidad de iterar, permitiendo un análisis avanzado de los sistemas eléctricos. Entre las tareas que se pueden automatizar se encuentran, por ejemplo:

- Eliminar líneas de transmisión de una base de datos.
- Cambiar el nombre de elementos del sistema.
- Correr flujos de potencia en diferentes escenarios.
- Realizar cortocircuitos en varios escenarios con líneas fuera de servicio.

La automatización con un lenguaje Script, permite la integración de Python con PowerFactory, facilitando a los usuarios crear scripts que automaticen las tareas repetitivas, dando la característica iterativa a PowerFactory y posibilitando analizar el sistema en múltiples escenarios, lo cual favorece a la obtención de soluciones que consideran varias contingencias y diversos escenarios [15].

2. METODOLOGÍA

En este trabajo se modificó la herramienta computacional desarrollada en la Escuela Politécnica Nacional [10], la cual es utilizada para realizar pruebas dinámicas de IEDs (Intelligent Electronics Devices). La modificación efectuada, permite a la referida herramienta ejecutar cortocircuitos en los nodos de una línea de transmisión previamente seleccionada de un sistema eléctrico modelado en PowerFactory. En este capítulo se describe la metodología utilizada para modificar y emplear la herramienta computacional; además, se desarrolla un método de ajuste del relé 67N que considera los escenarios críticos obtenidos con la herramienta adaptada.

La herramienta computacional modificada, proporciona información de cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra simulados en los dos nodos de la línea de transmisión, con el fin de encontrar escenarios críticos de operación para el ajuste de la protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N). La herramienta computacional trabaja con dos programas a la vez, el primero Python que es el programa que controla y automatiza la tarea de activar y desactivar los múltiples escenarios generados; mientras que, el segundo programa, PowerFactory, realiza simulaciones de cortocircuito y almacena la base de datos con todos los elementos que la conforman.

Este trabajo se centra en tres grandes ejes, los cuales son: modificación de la base de datos de PowerFactory donde se tiene modelado el SNI ecuatoriano, adaptación de la herramienta computacional desarrollada en Python para que ésta simule y guarde la información requerida para este trabajo, y uso de esta herramienta adaptada para con los resultados arrojados proceder con el ajuste del relé 67N de la línea seleccionada. En esta sección se desarrolla estos tres ejes, enfocando su explicación en el debido uso de la herramienta, la determinación de escenarios críticos y el ajuste del relé 67N, a fin de facilitar la comprensión del trabajo desarrollado.

2.1 Estructura de la Metodología

Con el fin de que la metodología utilizada sea comprensible y secuencial, que permita evidenciar la adaptación de la herramienta computacional y el uso de ésta para generar los escenarios operativos de referencia para el posterior ajuste del relé 67N, se presenta el diagrama de flujo general (Figura 2.1.), el cual comprende el desarrollo de los tres citados ejes por medio de procesos esenciales para la realización de este trabajo.

El primer proceso consiste en modificar la base de datos de PowerFactory, proceso que se enfoca en consolidar, en una sola, dos bases de datos modeladas por separado y que consideran hidrologías diferentes; además, se considera la demanda máxima y demanda

mínima de cada una de las hidrologías, proporcionando cuatro escenarios base de estudio a partir de los cuales se generarán los demás escenarios requeridos para el ajuste de la protección establecida (67N).

El segundo proceso comprende la adaptación de la herramienta computacional en Python proporcionada por la EPN, la cual es modificada de tal modo que ésta active y desactive automáticamente en PowerFactory: escenarios base, líneas y/o transformadores de potencia (contingencias N-1 o N-2), y, además, realice cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra en los extremos de una línea de transmisión guardando las variables eléctricas de interés.

Lo anterior se logra con el uso de cinco funciones, entre ellas una nueva incorporada al programa original, la cual activa y desactiva *variaciones* en la base de datos general (que incluye los cuatro escenarios base de estudio), modificación que es llevada a cabo debido a que la herramienta original no trabaja con dos bases de datos unificadas en una sola.

Por último, el tercer proceso correspondiente al ajuste del relé 67N, incluye el análisis de los resultados obtenidos con el empleo de la herramienta computacional, con lo cual se determinan los escenarios críticos que regirán el ajuste del relé. En este contexto, es crucial considerar los escenarios críticos encontrados y el método propuesto para el ajuste. Es importante mencionar que este método contempla el cumplimiento de las propiedades de selectividad, sensibilidad y rapidez, garantizando una operación adecuada de la protección. Los ajustes establecidos con el método propuesto, son comparados con los ajustes que no prevén escenarios críticos de operación (método tradicional), lo que evidencia las diferencias en la operación del relé.

Los procesos que se desarrollan en este trabajo tienen sus propios subprocesos, consideraciones y diagramas de flujo, mismos que son detallados a lo largo del presente capítulo, haciendo que el diagrama de flujo general de la Figura 2.1. sea la representación macro de la metodología empleada en este trabajo, razón por la que resulta necesario expandir el diagrama de flujo dentro de cada proceso explicado.

2.2 UNIFICACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE POWERFACTORY

La base de datos con la que se trabaja es la proporcionada por CELEC EP UNIDAD DE NEGOCIO TRANSELECTRIC, la misma contiene datos relativos a: líneas, transformadores, generadores y despachos, entre otros, del SNI ecuatoriano; no obstante, esta modelación pertenece a determinada hidrología del sistema, por lo que se tienen dos

bases de datos separadas, correspondientes a diferentes periodos del año, requiriéndose la integración de mismas. Una de estas bases contiene información de la hidrología alta, mientras que la otra abarca información relativa a la hidrología baja.

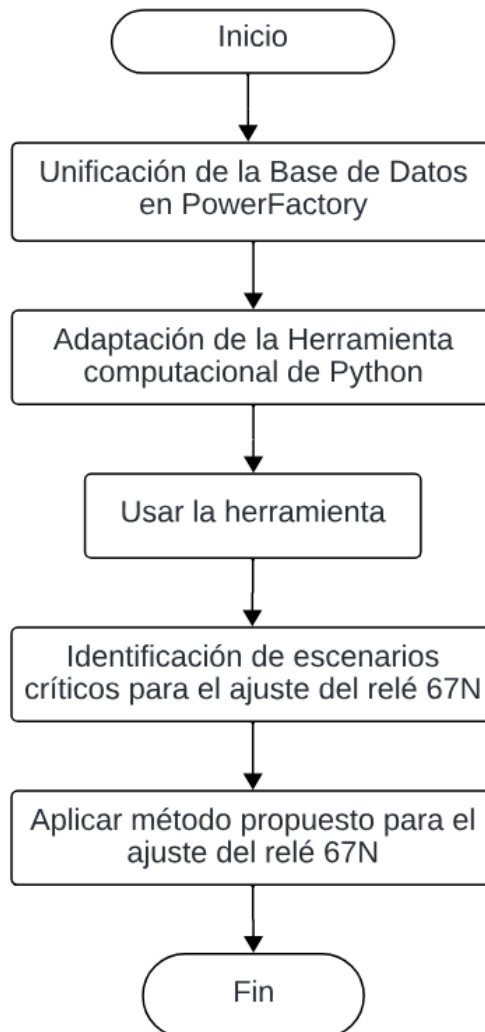


Figura 2.1. Diagrama de flujo general

En efecto, se trabaja con la integración de estas dos bases, para considerar cuatro escenarios de operación base, cada uno contiene diferentes elementos, ya que, estos varían según la fecha de conexión al SNI. Abril y agosto son los meses seleccionados para representar respectivamente la hidrología alta y baja del sistema, considerando igualmente despachos máximos y mínimos de energía. Al ser el Ecuador un país con un patrón de despacho de energía ya conocido, el despacho máximo del sistema se produce a las 19:00 horas, mientras que el despacho mínimo tiene lugar a las 03:00 horas.

La Figura 2.2. muestra los cuatro escenarios base considerados, esto es, las hidrologías presentes en los meses de abril y agosto, cada una con dos tipos de despacho (máximo –

mínimo). En el programa PowerFactory estos mismos escenarios de operación, tienen las siguientes denominaciones: Abril_P03, Abril_P19, Agosto_P03, Agosto_P19, los cuales representan: despacho mínimo con hidrología alta, despacho máximo con hidrología alta, despacho mínimo con hidrología baja y despacho máximo con hidrología baja, respectivamente. La obtención de los cuatro escenarios dentro de una misma base de datos, y el debido funcionamiento de la herramienta responde a la correcta aplicación de los siguientes procesos:

- Creación del entorno de la herramienta en PowerFactory.
- Unión de las bases de datos.

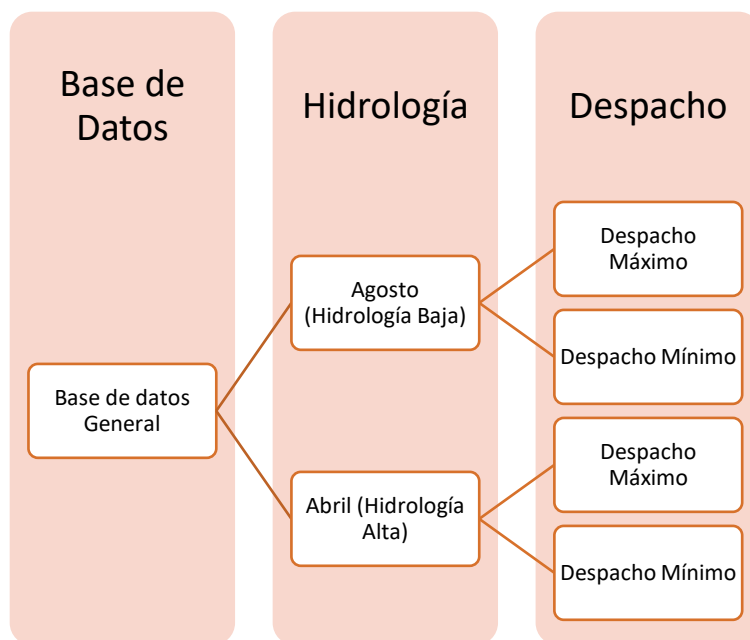


Figura 2.2. Escenarios base de operación

Cada uno de estos procesos son esenciales para desarrollar este trabajo, ya que, el primero se encarga de crear un entorno dentro del programa PowerFactory, donde se encuentran los conjuntos generales, tanto de la línea de transmisión que sea seleccionada y del SNI; en tanto que el otro, se encarga de unir las bases de datos, y verificar el correcto funcionamiento de los cuatro escenarios en la misma base; procesos que a continuación se detallan para su mejor comprensión.

2.2.1 Creación del entorno de la herramienta en PowerFactory

La herramienta computacional trabaja con dos programas: Python y PowerFactory a la vez. Python se encarga de automatizar el proceso de: activación y desactivación de líneas,

transformadores y escenarios de operación, mediante funciones que envían comandos al segundo programa DlgSILENT PowerFactory. Este último, se ocupa de ejecutar los cortocircuitos en los extremos de la línea seleccionada por el usuario, dentro del escenario generado dentro de la base de datos.

La integración de estos dos programas se lleva a cabo con el módulo “Python Script”, que se encuentra incorporado en las versiones de PowerFactory mayores a la 2018. Este módulo permite que Python sea el programa maestro y PowerFactory sea el programa esclavo, es decir, Python se constituye como el programa gobernante, mientras que PowerFactory se encarga de la ejecución de las acciones ordenadas por el primero (Python).

El uso de esta herramienta con este módulo, conlleva a la creación de conjuntos generales, tanto de las líneas de transmisión como del SNI. Estos conjuntos generales, son esenciales para la herramienta computacional, por cuanto pasan a ser una base de elementos con los cuales Python trabaja; por lo tanto, es fundamental que todos los elementos del sistema tengan un nombre y número de serie distintivos, tomando precaución para el caso de las líneas que se encuentren segmentadas en la base de datos, para las cuales todos sus segmentos deben tener el mismo número de serie. Esto implica un proceso manual ejecutado dentro de todas las zonas que conforman la base de datos. En razón, de encontrarse una línea segmentada por cuestiones del modelo de cada zona, se renombra a las dos secciones con un mismo nombre y número de serie, esto se explica más a detalle en la siguiente sección.

La Figura 2.3. muestra el diagrama de flujo que se considera para la creación del entorno.

2.2.2 Conjunto general Línea y conjunto general SNI

La base de datos con la que se trabaja, al ser una representación del SNI, tiene un considerable número de elementos interconectados, y una gran extensión, de ahí que, es conveniente dividirla por zonas, mismas que vienen definidas dentro de la base de datos. Cada una tiene un diseño diferente, en razón de lo cual, se puede encontrar líneas segmentadas, es decir, que una misma línea de transmisión es dividida en dos o más segmentos.

Toda vez que, Python trabaja con el conjunto general y puede manipular todos los elementos dentro del mismo, se nombra todas las secciones de las líneas segmentadas con el mismo nombre y número de serie, proceso que también se lo hace para todas las líneas que conforman el SNI (que no están segmentadas pero que requieren de un nombre

y de un número de serie). Es necesario indicar que, al ser éste un proceso manual no se encuentra exento de errores, por lo que es necesario que el usuario dedique tiempo y concentración para verificar el correcto cumplimiento de esta actividad para cada elemento que conforme el conjunto general. En el Anexo 1, se detalla el proceso recomendando para agilizar esta tarea minimizando los errores.

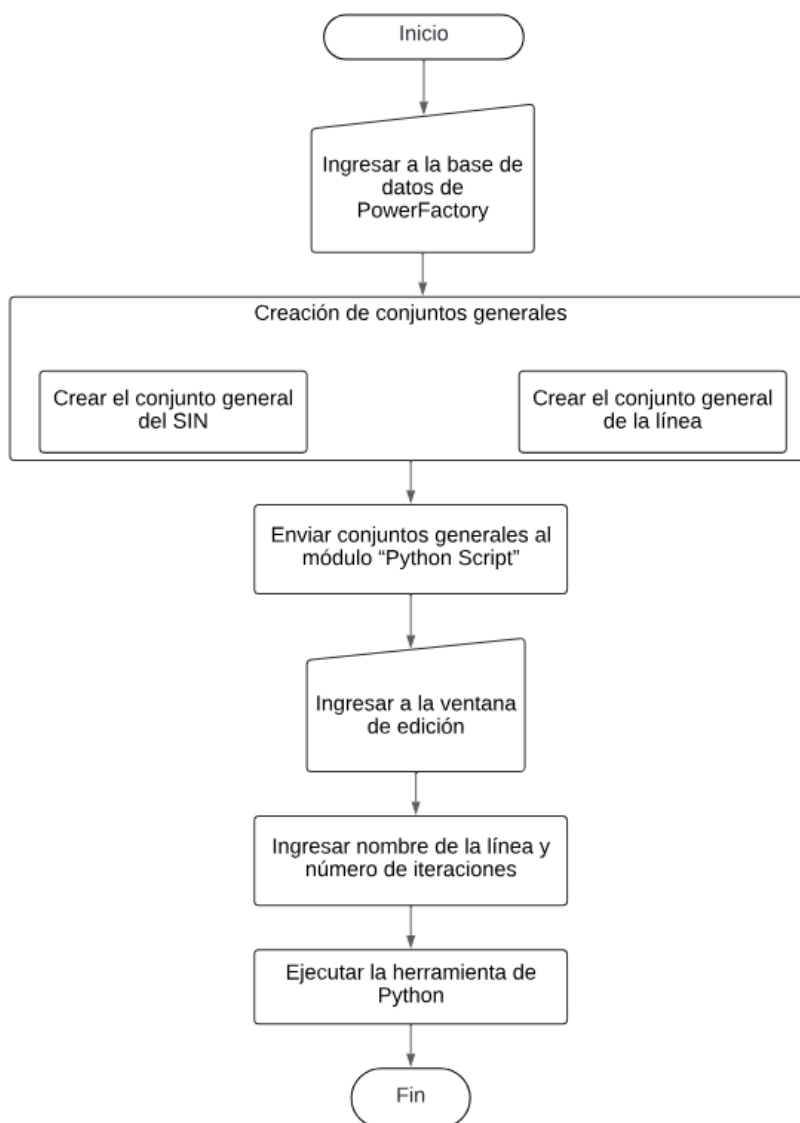


Figura 2.3. Diagrama de flujo de la creación del entorno de la herramienta computacional. En efecto, como se señaló con antelación, el módulo "Python Script" implementado, necesita de dos conjuntos generales: uno para la línea de transmisión a analizar, y otro para el SIN. La selección de la línea a analizar es al azar, advirtiendo que este tipo de selección evidencia que la metodología desarrollada en este trabajo es de aplicación general. El proceso para la creación del conjunto general de la línea, consta en el Anexo 2.

La creación del conjunto general de la base de datos o SNI es complejo, no solo se trata de un elemento del cual se crea el conjunto general, sino más bien comprende varios elementos, razón por la cual, se procede a crear el conjunto general en una zona del SNI, la cual sirve como conjunto principal a la que se va añadiendo los conjuntos generales de las demás zonas. Para este proceso, es necesario cambiar el nombre al conjunto principal y exportar todos los elementos de los conjuntos generales de cada zona.

Una vez que se cuente con el conjunto general de todo el SNI, se procede a revisar y eliminar los elementos que se encuentren duplicados dentro de éste, en cuyo caso la herramienta computacional podría considerar dos veces dicho elemento para las iteraciones. Procedimiento que se realiza de forma manual, desde luego con la previsión de que el mismo no es exento de errores; en el supuesto caso de quedar algún elemento duplicado, el impacto en las simulaciones no es sustancial, debido a que el conjunto SNI tiene un gran número de elementos, a la vez que se realizan varias iteraciones durante la simulación.

Es importante señalar que, la herramienta computacional únicamente desconecta elementos del conjunto generado para el SNI ecuatoriano, es decir, no se desconectan elementos de las redes de Colombia y de Perú que también están modeladas a detalle en la base de datos. Este proceso se encuentra detallado en el Anexo 3.

Los conjuntos generales del SNI y de la línea, deben estar dentro del módulo “Python Script”, ya que son los utilizados por la herramienta computacional para la generación de los escenarios operativos y posterior simulación de cortocircuitos en los extremos de la línea de transmisión seleccionada. En caso de requerirse el análisis de otra línea, debe crearse un nuevo conjunto general de la línea y remplazarla dentro del módulo “Python Script”; los nombres a darse a estos conjuntos generales dentro de este módulo serán: “LT” para el conjunto de la línea y “SNT” para el conjunto general del SNI.

En la Figura 2.4. se muestra la impresión de pantalla del módulo con todos los componentes y parámetros requeridos para la ejecución del programa. En ese orden, se considera el voltaje nominal de la línea denominado v_{base} y el número de iteraciones $nsim$ (230 [kV] y 2000 iteraciones para el caso de estudio analizado en el Capítulo 3). Se resalta que, en [10] se determinó que, para el SNI ecuatoriano modelado en las referidas bases de datos de PowerFactory, a partir de las 1000 iteraciones los resultados arrojados por la herramienta comienzan a converger.

Por último, para ejecutar la herramienta computacional desde la ventana “Script”, es preciso direccionarla a la carpeta en donde se encuentra el código de Python.

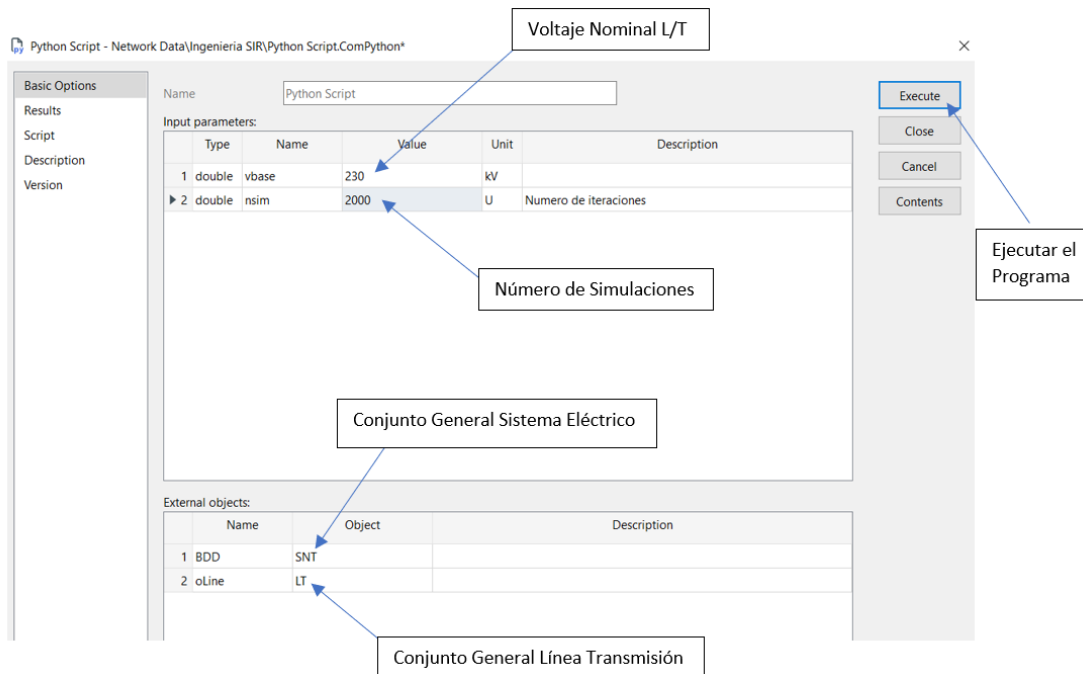


Figura 2.4. Parámetros de la herramienta

2.2.3 Consolidación de Base de Datos

PowerFactory presenta una interfaz gráfica, donde cada elemento creado representa un dispositivo o modelo del sistema eléctrico, en esto, cada vez que se crea un proyecto nuevo dentro del entorno del programa, se genera automáticamente una base de datos vacía; y, a medida que el proyecto se realiza, ésta va almacenando todos los elementos creados.

En el desarrollo de este trabajo se consideraron dos bases de datos independientes, denominadas “Ecu_Col_Abril_19” y “Ecu_Col_Agosto_09”, cada una de éstas representa la hidrología alta y baja respectivamente. Estas dos bases fueron consolidadas dentro del entorno de PowerFactory, ya que, para que la herramienta computacional entre en ejecución es necesario que los cortocircuitos sean simulados en una sola base de datos. La Figura 2.5. muestra todo el procedimiento a seguirse para la integración de estas bases de datos.

En primera instancia, se debe seleccionar una base de datos principal. En este caso particular se selecciona la base “Ecu_Col_Agosto_09,” puesto que es la base de datos más actual, dentro de ésta se incorporan los datos de la base “Ecu_Col_Abril_19”. Para el debido funcionamiento de la herramienta, es necesario que dentro de la base principal se encuentren las carpetas de variación y escenarios, en concreto, de los cuatro escenarios base de operación. Cabe destacar que, para cada escenario existe una variación, que también es activada automáticamente por la herramienta. Como la base

“Ecuacol_Abril_19” no es la principal, se exporta la carpeta de variaciones y escenarios a la base “Ecuacol_Agosto_09”, a este respecto, el proceso de exportación e importación se lo puede verificar en el Anexo 4. En este contexto, es importante mencionar que, para la realización del referido proceso, se debe cambiar momentáneamente en la base principal el nombre de las carpetas variación y escenarios.

Cuando el proceso de importación y exportación se realiza, se despliegan varias alertas de PowerFactory; las más frecuentes son las de elementos no existentes, dentro de una de las bases de datos. Esta situación se debe a que las dos bases de datos, son consideradas en diferentes periodos de tiempo, y los elementos como: interruptores y seccionadores, que ingresan en el Sistema Nacional Interconectado, no afectan al funcionamiento de la herramienta, por lo que estas alertas pueden ser omitidas. Con este proceso se obtiene los cuatro escenarios ya indicados, Abril_P03, Abril_P19, Agosto_P03 y Agosto_P19; es pertinente resaltar que, las variaciones de estos escenarios deben tener el mismo nombre de estos.

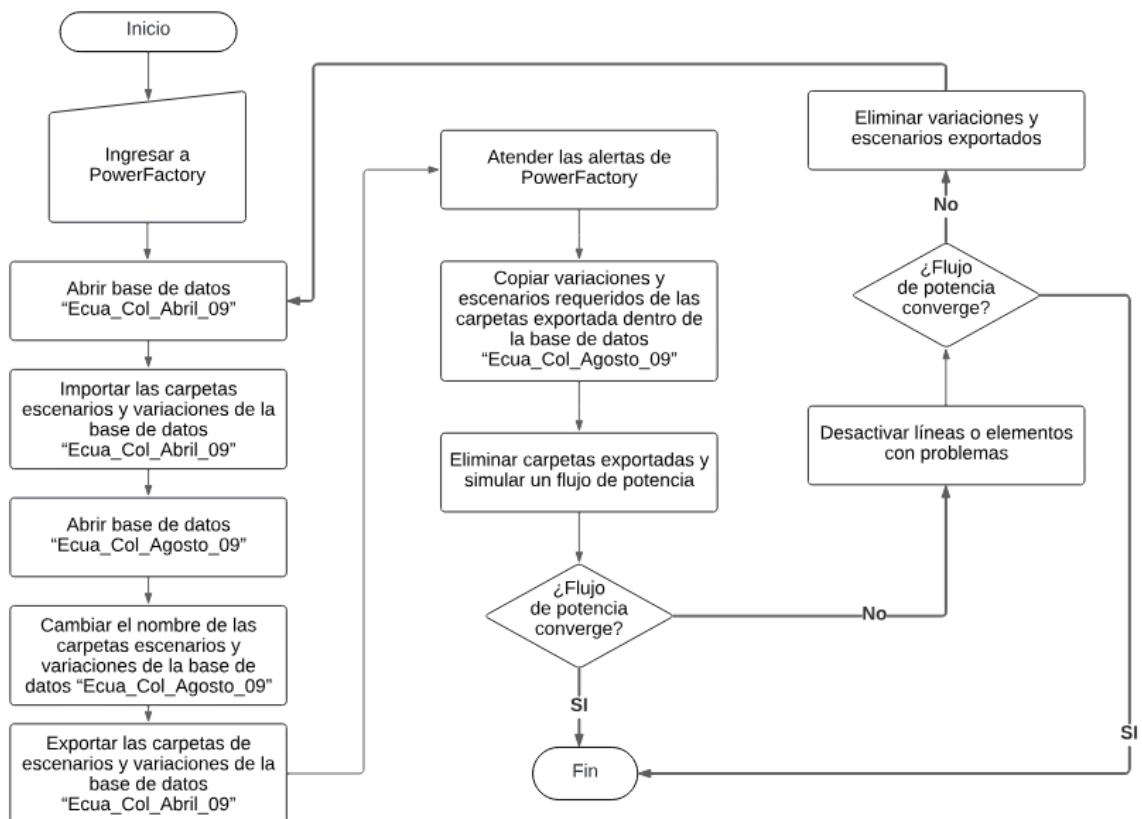


Figura 2.5. Diagrama de Flujo unión de las bases de datos.

Para la verificación del funcionamiento de la base de datos, se procede a correr flujos de potencia, tomando en consideración que antes de ejecutar esta simulación, se debe activar el escenario con la variación correspondiente.

2.3 ADAPTACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

Esta sección detalla las modificaciones realizadas a la herramienta computacional de Python, a fin de que la misma genere los escenarios operativos requeridos para el ajuste del relé 67N. En primera instancia, se debe mencionar que la herramienta original se encargaba de hacer un análisis del SIR (relación de las impedancias fuente / línea de transmisión), mediante cortocircuitos monofásicos y trifásicos a los extremos de la línea. Aprovechando esta característica, se introducen, en el código adaptado, las funciones necesarias con el propósito de simular cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra. La selección de estos dos cortocircuitos obedece a que son el tipo de falla eléctrica en la que se presenta la circulación de corrientes a tierra, siendo fundamentales para el ajuste del relé 67N.

Resulta pertinente indicar que, tanto la herramienta original, como la reestructurada (adaptada), se encuentran compuestas por ocho funciones y un programa principal; cada una de éstas son las encargadas de enviar los comandos necesarios a PowerFactory e imprimir en una hoja de cálculo de “Excel” los valores resultantes de las variables eléctricas de interés. Los cortocircuitos, para cada escenario generado, son ejecutados dentro de PowerFactory, no sin antes dejar fuera de servicio uno y/o dos elementos del sistema de forma aleatoria, es decir, incluyendo contingencias N-1 y N-2.

La herramienta computacional genera de forma automática la salida de servicio de líneas y/o transformadores, más no de generadores y de barras, lo cual se realiza en cada iteración de la herramienta. Como se mencionó en el Capítulo 1, en la sección del alcance de este trabajo, no se considera la salida de generadores ni de barras pues se conoce de antemano que ello afecta directa y bruscamente en la operación de la protección 67N, pero, además, genera otras condiciones de operación que impactan a toda la red eléctrica y otras protecciones, pudiendo incluso desencadenar eventos en cascada que no son parte del enfoque de este estudio.

La Figura 2.6. muestra el diagrama de flujo relativo al funcionamiento de la herramienta computacional adaptada con cada una de sus etapas. Para el uso del código computacional adaptado, se utiliza el software de aplicación libre “Python”, que en su versión 3.9 incluye todas aquellas bibliotecas necesarias para ejecutar la herramienta, mismas que no se encuentran en versiones anteriores; no obstante, en versiones posteriores estas bibliotecas hayan sido actualizadas.

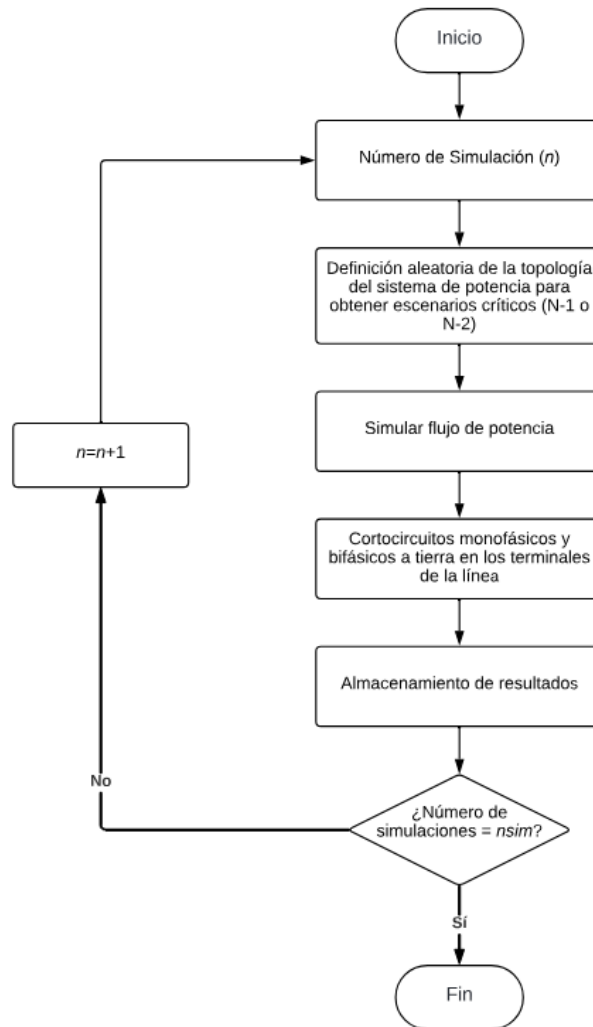


Figura 2.6. Diagrama de Flujo Herramienta computacional.

2.3.1 Funcionamiento de la herramienta adaptada

Como se observa en el diagrama de flujo de la Figura 2.6. la herramienta computacional modificada, realiza lo siguiente:

- Define de forma aleatoria los escenarios críticos: activando y desactivando las variaciones de los escenarios operativos y simulando de forma aleatoria contingencias N-1 y/o N-2. Para esto se localiza la línea seleccionada para no dejarla fuera de servicio.
- Simula flujos de potencia: verificando que el escenario generado es factible.
- Simula fallas monofásicas y bifásicas a tierra en los terminales de la línea seleccionada: para posteriormente almacenar las corrientes 3I0 creando una base

de datos en Excel con todos los resultados de los *nsim* escenarios de operación generados.

- Las simulaciones continúan hasta completar el número de iteraciones (*nsim*) establecidos por el usuario.

Cada una de estas actividades, a excepción de la activación/desactivación de variaciones de escenarios y la simulación de fallas bifásicas a tierra, ya se encontraban incorporadas dentro de la herramienta original a través de sus funciones, por tanto, mediante la incorporación de nuevas líneas de código y comandos, es adaptada, para que cumpla con los nuevos requerimientos indicados anteriormente. El código fuente de la herramienta computacional adaptada se muestra en el Anexo 5.

Dentro de las funciones modificadas se encuentran las que se utilizan para realizar los cortocircuitos, tales son:

- La función 3, antes encargada de calcular el SIR de la línea en el nodo 1; ahora realiza cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra en el nodo 1 de la línea de transmisión seleccionada.
- La función 4, antes encargada de realizar lo mismo que la función 3 pero en el nodo opuesto de la línea; ahora se encarga de los cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra en el nodo 2.
- La función 5 en el código original se encargaba de activar o desactivar aleatoriamente los escenarios de operación; ahora, con el comando variaciones, también se encarga de activar el escenario con su correspondiente variación. Se resalta que, a diferencia del código original, ahora se considera la variación del escenario, esto se debe a que se trabaja con la base de datos unificada en la que se consideran las dos hidrologías (alta-baja) antes citadas.
- Por último, se modifica el programa principal en cuanto a la entrega de resultado, de tal manera que ahora entrega: el valor de las corrientes 3I0 en cada nodo de la línea seleccionada, el nombre de los nodos, el tipo de falla simulado, además del nombre de los escenarios, líneas y/o transformadores que se dejaron fuera de servicio en cada iteración. La nueva base de datos es almacenada en un archivo de Excel con el nombre “*Escenarios*”.

La Tabla 2.1. resume de mejor manera las funciones que son modificadas, y realiza a la vez una comparación entre el antes y el después de la herramienta computacional.

Tabla 2.1. Modificaciones realizadas en la herramienta computacional

Herramienta Computacional		
Funciones	Antes	Ahora
Función 3	SIR método recomendado en Nodo 1.	Cortocircuito monofásico y bifásico tierra en nodo 1.
Función 4	SIR método recomendado en Nodo 2.	Cortocircuito monofásico y bifásico tierra en nodo 2.
Función 5	Activación de escenarios aleatoriamente.	Activación de escenarios y sus variaciones aleatoriamente.
Programa Principal	Base de datos con el SIR de la línea.	Base de datos con los escenarios de operación.

Además de lo señalado, la herramienta realiza cortocircuitos con las especificaciones siguientes:

- Método IEC60909.
- Método de cálculo: mínimas corrientes de cortocircuito.
- Solo en el terminal seleccionado.
- Tipo de cortocircuito: monofásico y bifásico a tierra.
- Reactancia de falla y resistencia de falla igual a cero.

2.3.2 Integración de la herramienta con PowerFactory

Para la integración de Python con PowerFactory, es necesario contar con el módulo “PowerFactory” dentro de las bibliotecas de Python; este módulo hace posible que Python interactúe con la interfaz de PowerFactory, lo que a su vez permite acceder a una amplia gama de herramientas y datos como: todos los elementos del sistema, todos los comandos de cálculo, las funciones de PowerFactory y demás.

Para utilizar la función Python Scripting, es importante colocar las líneas de código “GetApplication” dentro de Python, esto se puede observar en el Anexo 5 en las primeras líneas del programa principal de la herramienta.

Los objetos del comando Python, y los que se usan dentro del DPL (DIGSILENT Programming Language), se encuentran dentro de la pestaña Script, la cual tiene las siguientes funciones básicas:

- Definir parámetros internos: dentro del script se colocan los nombres de los parámetros.
- Definir objetos externos: los objetos que se desea acceder a través del script de Python.
- Nombres de los objetos: cambiar el nombre de los objetos.

Entre los parámetros internos se encuentran, la línea y el conjunto general de SNI, que son llamados de PowerFactory a la herramienta computacional, y definidos dentro de la función 1. Las funciones encargadas de los cortocircuitos son la 3 y 4; los comandos que permiten elegir el tipo de cortocircuito son: “shc.iopt_shc = 'spgf’”, que realiza un cortocircuito monofásico, y “shc.iopt_shc = '2pgf’” para el bifásico a tierra la línea.

Es fundamental indicar que, para el análisis de cortocircuitos, se utiliza el método IEC60909 con corrientes mínimas de cortocircuito, el cual está destinado para el ajuste de los sistemas de protección. El comando que se encarga de la selección de este método es “shc.iopt_cur = 1”, comando que puede observarse en el Anexo 5.

2.4 USO DE LA HERRAMIENTA PARA EL AJUSTE DEL RELÉ 67N

Una vez unificada la base de datos y adaptada la herramienta computacional, se procede a hacer uso de las mismas para establecer el ajuste de la protección 67N ubicada en los extremos de una línea de transmisión seleccionada.

Cada relé 67N cuenta con su respectivo transformador de corriente (TC) y transformador de voltaje (TP), que miden el voltaje y la corriente de la línea de transmisión transformándolos a valores secundarios y alimentando con esta información al relé.

La Figura 2.7. muestra la dirección de supervisión de cada uno de los relés 67N de una línea de transmisión, siendo la flecha azul la dirección de protección del relé 67N implementado en el nodo 1, y la flecha naranja la dirección de protección del relé 67N instalado en el nodo 2, con lo cual se protege a toda la línea de forma independiente desde cada extremo de la misma.

Tal como se estableció en el plan de este Trabajo de Integración Curricular, el ajuste del relé 67N se lo realiza considerando que el mismo es instalado como protección de respaldo

de las líneas de transmisión (característica temporizada), seleccionando el tipo de curva, y determinando la corriente de tap y el dial más adecuados en función de los escenarios críticos identificados.



Figura 2.7. Protección del Relé 67N.

2.4.1 Método propuesto de ajuste del relé 67N

El método de ajuste del relé 67N, es fundamental para garantizar su correcto funcionamiento. Este ajuste considera la base de datos de Excel otorgada por la herramienta computacional. La Figura 2.8. muestra el diagrama de flujo que se aplica para el ajuste de esta protección. Cada etapa del diagrama de flujo se desarrolla detenidamente en las siguientes secciones.

Para llevar a cabo este ajuste, es necesario contar con la base de datos de Excel, razón por la cual se ejecuta el procedimiento determinado en el Anexo 6, mismo que incluye el manual de usuario de la herramienta computacional adaptada, proporcionado instrucciones sobre el uso correcto de la misma, y la obtención de los datos necesarios para el ajuste del relé 67N.

2.4.2 Determinación de escenarios críticos

El número de escenarios críticos a considerar dentro del método de ajuste propuesto, son cuatro; por cuanto se ajusta la corriente de tap y el dial de dos relés, cada uno colocado al extremo de la línea, por ende, se identifican dos escenarios críticos por cada terminal, esto con el fin de usar un escenario para el ajuste del dial y otro para la corriente de tap.

La determinación de estos escenarios críticos se la realiza con la base de datos de Excel entregada por la herramienta, en donde se encuentran: el escenario, el nombre de la línea y el transformador que se pone fuera de servicio para correr la falla, el valor de la corriente y tipo de falla realizado, además el terminal o subestación donde se simularon los cortocircuitos.

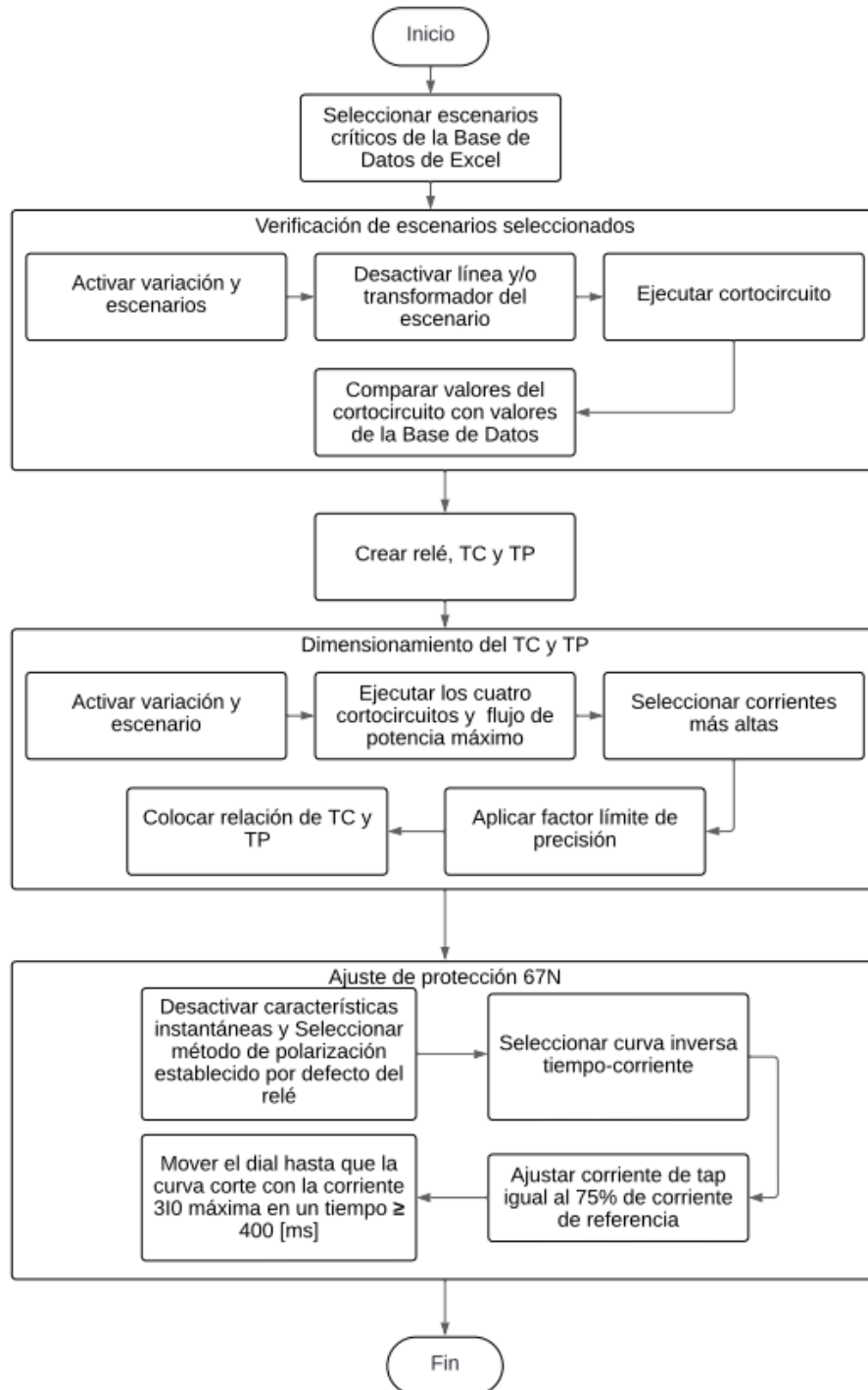


Figura 2.8. Diagrama de Flujo del Ajuste relé 67N.

Para la identificación de los cuatro escenarios críticos (dos escenarios para cada terminal de la línea), se debe tomar en cuenta el valor máximo y mínimo de las corrientes 3I0 de todas las *nsim* iteraciones (escenarios generados) realizadas por la herramienta y presentes en la base de datos. Las máximas corrientes se utilizarán para ajustar el dial y las mínimas para ajustar el tap.

Así, considerando que la herramienta realiza dos tipos de falla en cada barra de la línea, monofásica y bifásica a tierra, para extremo se toma la corriente máxima y mínima de éstas, de todos los escenarios simulados, y con ello se ajusta el dial y el tap de cada relé 67N de la línea.

Completado este procedimiento, se identifican los cuatro escenarios críticos requeridos para el ajuste, dos por cada subestación o nodo. Cada uno de estos escenarios críticos contiene información específica, la que incluye el tipo de falla, si el escenario representa la corriente máxima o mínima, además del valor de la corriente, el nombre del transformador y/o línea que se ponen fuera de servicio, y el despacho en el cual se establecieron estas condiciones. Toda esta información es fundamental para el proceso de verificación de escenarios y posterior ajuste del relé 67N.

2.4.3 Verificación de escenarios de referencia

La verificación de escenarios no es otra que rehacer de forma manual las condiciones operativas de cada escenario de referencia determinado, y comprobar que los valores de corriente obtenidos automáticamente con el empleo de la herramienta, sean los mismos arrojados en simulación manual con PowerFactory; procedimiento que se lo puede hacer con cada una de las *nsim* iteraciones realizadas por el programa; pero que, dentro del contexto del presente trabajo, se lo realiza únicamente para los cuatro escenarios críticos encontrados.

Para cada verificación de escenarios de referencia, se activa manualmente en PowerFactory el escenario y la variación respectiva, una vez dentro de él, se localizan la línea y/o transformador que la herramienta desactivó en ese escenario, y se los pone fuera de servicio; tarea que es realizada con el soporte de la herramienta “Network Model Manager”; la desactivación de dichos elementos se la puede observar en el Anexo 7.

Con los elementos fuera de servicio, se simulan los cortocircuitos ubicándolos en el respectivo terminal de la línea y seleccionando la opción “calculation>Short-Circuit”.

Antes de simular la falla en el terminal seleccionado, se colocan estas condiciones en la ventana “Short-Circuit Calculation” de PowerFactory, y se ejecuta un cortocircuito, el cual debe ser el especificado en el escenario de referencia que se esté verificando. Si la corriente del cortocircuito en el nodo, es igual a la corriente del escenario obtenida con la herramienta, el escenario de referencia queda verificado y éste será utilizado de forma manual para el ajuste de la protección 67N.

Si bien es esta sección se habla de una *verificación* de los escenarios de referencia, se resalta el hecho de que, el cabal cumplimiento de todo lo detallado hasta este punto, así como los análisis exhaustivos realizados, aseguran que con la metodología empleada y con el uso de la herramienta adaptada, los resultados obtenidos de forma automática son, en todos los casos, aquellos obtenidos de forma manual. Esto valida tanto la metodología propuesta como el código computacional adaptado.

Finalmente, se menciona que, la verificación de los escenarios de referencia fue fundamental para corregir errores iniciales que se cometieron dentro del proceso de adaptación de la herramienta, obteniendo como resultado final el funcionamiento correcto de la misma.

2.4.4 Modelación de TPs y TCs del relé 67N en PowerFactory

Dentro de la base de datos de PowerFactory con la que se desarrolló este trabajo, no se encontraban creados los elementos de los sistemas de protección para la línea de transmisión, por lo que, es necesario describir la forma en que se modelan estos elementos dentro de la base, haciendo referencia específicamente a los TPs y TCs que alimentan eléctricamente a un relé 67N genérico. Es de resaltar que, cuando se activa un escenario y su respectiva variación, lo que se encuentra dentro de éste solo funciona para dicho escenario, por lo que, se requiere modelar el relé, el TP y el TC en todos los escenarios y sus variaciones.

Antes de la *creación* (término utilizado en PowerFactory) de algún elemento de medición, se modela el relé 67N en cada extremo de la línea seleccionada. Sin perjuicio de la posibilidad de que el usuario puede elegir cualquier relé modelado en el software de análisis eléctrico, para este trabajo, se utilizó un modelo genérico seleccionado de las bibliotecas de PowerFactory, ingresando en el menú de protecciones, donde se ubica la carpeta *relé y modelos genéricos*; dentro de esta biblioteca se encuentran varios relés de protección, de los que se eligió el “F67N Neutral directional”.

El modelo seleccionado, es copiado (trasladado) a la biblioteca de la base de datos unificada, para que pueda ser utilizado dentro de los escenarios de referencia encontrados. Para crear el relé del elemento a proteger, se selecciona la mitad de la línea que contenga uno de los terminales, luego se coloca la opción “Device”, dentro de ésta se escoge la opción “relé>nuevo”, desplegándose una ventana en la cual se debe seleccionar el tipo de modelo a usarse, en este caso se selecciona el modelo trasladado dentro de la base de datos, además de cambiar el nombre del relé usando algún código que sea de preferencia

del usuario que, para este trabajo, este nombre describe el terminal y el escenario de referencia.

Para crear los TPs y TCs que miden las señales eléctricas que envían al relé, se utiliza el mismo procedimiento descrito para modelar el relé, con la diferencia de que se debe seleccionar la opción “Transformador de corriente>nuevo” o “Transformador de voltaje>nuevo”, según lo que se desee crear primero; y, cualquiera que sea la opción escogida, se necesario dimensionar estos elementos. El proceso señalado y las ventanas de PowerFactory que se despliegan para cada opción, se las observa en el Anexo 8.

2.4.5 Dimensionamiento de las relaciones de transformación de TPs y de TCs

Los transformadores que miden las variables eléctricas necesarias para el funcionamiento del relé 67N, son dimensionados (relación de transformación) con la metodología propuesta bajo las siguientes consideraciones que no afectan el cumplimiento del objetivo principal de este estudio:

- Se omite la saturación en TP y TC.
- Clase de precisión de los TCs 5P20 [17].
- Se consideran los cuatro tipos de cortocircuitos: monofásico, bifásico a tierra, bifásico aislado y trifásico.

Todas estas consideraciones, son aplicadas en los cuatro escenarios críticos determinados, para encontrar la relación de transformación adecuada.

2.4.5.1 Dimensionamiento de la relación de transformación del TP (RTP)

Para el dimensionamiento de la relación de transformación de los TPs, se considera de forma simple los voltajes de línea que, por un lado, corresponde al voltaje de operación de la línea de transmisión seleccionada, y por otro al voltaje nominal del relé conectado (modelado) al secundario del TP.

2.4.5.2 Dimensionamiento de la relación de transformación del TC (RTC)

El dimensionamiento de la relación del transformador de corriente (RTC) tiene un grado de dificultad más alto, ya que es preciso considerar los valores de las corrientes de cortocircuito y de la corriente del flujo de potencia que circula por la línea de transmisión seleccionada; además, para este trabajo se toma en cuenta una clase de precisión 5P20 (la más precisa y utilizada para TCs que forman parte de los sistemas de protección). De

esta manera, se considera un error máximo de cinco por ciento y un factor límite de precisión (FLP) de 20, lo que significa que la máxima corriente que debe circular por el TC es hasta 20 veces la corriente nominal del primario, lo que garantiza que el equipo no se sature y por ende el error de medición se encuentra dentro de 5% indicado.

El dimensionamiento de la RTC empieza encontrando la máxima corriente que pasa por el TC que se está modelando, por esta razón se ejecutan los cuatro tipos de cortocircuitos indicados previamente, en cada uno de los escenarios base (no en los escenarios críticos identificados), bajo las siguientes consideraciones:

- Distancia: 1% de la línea.
- Resistencia de falla: 0 Ω .
- Método de cálculo: IEC60909 máximas corrientes (dimensionamiento de equipo).

Estas condiciones son establecidas, debido a que se necesita el valor máximo de la corriente de cortocircuito que circula por la línea.

La corriente máxima encontrada es dividida para el FLP establecido, y su resultado es comparado con la corriente máxima de flujo de potencia que pasa por la línea de transmisión. El valor más alto de entre los dos, es el que fija la corriente nominal del primario del TC, seleccionando un valor mayor y que sea estandarizado [18].

La RTC se complementa seleccionando como corriente al secundario del equipo, la corriente nominal del relé 67N que se haya modelado. Para esto, se consideran también los valores normalizados de 1A, 2A y 5A.

2.4.6 Modelación y Ajuste del relé 67N

Como se mencionó anteriormente, la protección 67N es analizada como una protección de respaldo de la línea de transmisión, por lo que, dentro del modelo del relé en PowerFactory se desactivan las características instantáneas y se selecciona el método de polarización establecido por defecto. De esta manera, el ajuste del relé consistirá en determinar el tipo de curva de operación, la corriente de tap y el dial. La ventana del modelo del relé y sus configuraciones se encuentran en el Anexo 9.

Es oportuno mencionar que, dentro de la metodología de este trabajo, no se considera lo concerniente a los métodos de polarización del relé, pues estos son parte del análisis de otro trabajo de integración curricular.

Para el ajuste indicado, se hará uso de los escenarios críticos determinados (dos por terminal), y sus respectivas corrientes 3I0 máximas y mínimas, para cada relé instalado en los extremos de la línea.

2.4.6.1 Selección del Tipo de Curva

Para dotar a la protección de la propiedad de rapidez se selecciona una curva que reduce el tiempo de operación del relé. La pendiente de la curva es el principal criterio de selección de esta, ya que se busca una curva con pendiente pronunciada que garantice una respuesta rápido del relé ante condiciones de falla. PowerFactory proporciona varias opciones de curvas para la protección 67N, debiéndose elegir la que mejor se adapte para el caso de estudio (línea seleccionada). Para esto, se podría considerar también el tipo habitual de curva utilizada por la empresa propietaria de la instalación (CELEC EP UN TRANSELECTRIC), a lo que se complementa con estudios de cortocircuitos y verificación de tiempos de operación de la protección a través de simulación.

2.4.6.2 Ajuste de la Corriente de Tap

Para el ajuste de la corriente del tap, se toma el escenario crítico de mínima corriente 3I0, debido a que, este ajuste le brinda la propiedad de sensibilidad a la protección. En primera instancia, se activa el escenario y su respectiva variación, estableciendo las condiciones que lo volvieron crítico, es decir, se desactivan la línea y/o transformador de potencia que indica la respectiva iteración. Cumplidas estas condiciones se procede a simular cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra dentro de la línea, con las siguientes condiciones:

- Método de cálculo: IEC60909 corrientes mínimas, utilizado para ajuste de protecciones.
- Distancia de la falla: al 100% de la línea, para que el relé detecte fallas en la totalidad de la línea.
- Resistencia de falla por filosofía de CELEC EP UN TRANSELECTRIC se considera 20 Ω .

Con estas condiciones, se simulan los dos cortocircuitos indicados anteriormente, teniendo en cuenta el terminal seleccionado para el cálculo; esto es muy importante ya que, si se selecciona un terminal diferente, los valores encontrados no serán los correctos para el ajuste.

De las corrientes 3I0 resultantes de la simulación de los cortocircuitos, se selecciona la menor de éstas como referencia, y como corriente de tap del 67N se establece un valor (en

amperios primarios o secundarios) menor a dicha referencia. Se sugiere establecer un valor del 75% de la corriente de referencia mencionada, esto con el fin de asegurar una adecuada sensibilidad pues, valores inferiores al 75% podrían significar un exceso de sensibilidad.

Cabe mencionar que, se selecciona un valor inferior a la referencia, pues se debe tener presente que la corriente de tap forma parte de la zona de no operación del relé (ver Figura 1.1.), asegurando la sensibilidad requerida.

2.4.6.3 Ajuste del Dial

El dial dota a la protección de la propiedad de selectividad, y para su ajuste se utiliza el escenario de máximas corrientes 3I0. De igual forma que en el ajuste anterior, se procede a activar el respectivo escenario con su variación, y a poner fuera de servicio la línea y/o transformador de potencia; así, se simulan los cortocircuitos monofásico y bifásico a tierra, con las condiciones siguientes:

- Método de cálculo: IEC60909 corrientes mínimas, utilizado para ajuste de protecciones.
- Distancia de la falla: al 0,1% de la línea.
- Resistencia de falla: 0 Ω . Ésta, y la condición anterior, permiten encontrar la máxima corriente 3I0 cuando se presenta una falla con contacto a tierra de la línea.

Dado que se requiere asegurar la propiedad de selectividad, se escoge la corriente 3I0 más alta de las fallas realizadas, y se la fija en la curva característica del relé (que ya cuenta con el tipo de curva y corriente de tap seleccionados) replicando el cortocircuito correspondiente; se mueve el dial hasta que la curva corte con la corriente 3I0 en un tiempo de 400 [ms] aproximadamente (mayor o igual). Con esto se fija el tiempo mínimo de operación de la protección 67N en 400 [ms], considerando que ese es el tiempo de operación de zona 2 de la protección de distancia.

Con esto, el relé 67N de uno de los extremos de la línea de transmisión seleccionada queda ajustado. El mismo procedimiento se sigue para ajustar el relé del otro extremo. El Anexo 9 muestra la ventana en la que se efectúa el ajuste de un relé modelado.

3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se exponen los resultados obtenidos con este trabajo, al igual que los respectivos análisis. Como la metodología empleada refiere a la utilización de una herramienta computacional adaptada, se analizan los resultados de la misma, así como el ajuste obtenido con el método propuesto para la protección 67N, haciendo uso de los escenarios críticos de operación encontrados, para lo cual se seleccionó al azar la línea de transmisión Durán – Milagro, circuito 1, energizada a 230 kV, perteneciente a la Zona Molino – Milagro del SNI ecuatoriano modelado en PowerFactory. Finalmente se hace una comparación del ajuste obtenido con el método propuesto con respecto al ajuste tradicional que no considera escenarios críticos.

3.1 Base de datos con escenarios base

Como se mencionó en la sección 2.2, la base de datos empleada en este estudio unifica dos bases independientes del SNI ecuatoriano modelado en PowerFactory, una para hidrología alta y otra para hidrología baja, con sus respectivos escenarios de despacho máximo y mínimo, resultando en una base de datos consolidada con cuatro escenarios base de operación. Abril y agosto son los meses seleccionados para representar respectivamente la hidrología alta y baja del sistema, considerando que el despacho máximo se produce a las 19:00 horas y el despacho mínimo a las 03:00 horas.

Cada escenario base consta de nueve zonas, las cuales modelan la red de transmisión ecuatoriana en su totalidad; además, cuenta con las interconexiones con Colombia y con Perú que no fueron consideradas para la generación de los escenarios críticos para el ajuste de la protección 67N. La Figura 3.1. muestra los cuatro escenarios base con sus respectivas variaciones, implementados en PowerFactory, cada uno de los escenarios tiene un nombre que simboliza la información del despacho y de la hidrología, el significado de cada uno de estos es el siguiente:

- Abril_P03: escenario de hidrología alta con despacho mínimo.
- Abril_P019: escenario de hidrología alta con despacho máximo.
- Agosto_P03: escenario de hidrología baja con despacho mínimo.
- Agosto_P19: escenario de hidrología baja con despacho máximo.

Estos cuatro escenarios son los que utiliza la herramienta para realizar las *nsim* iteraciones y cortocircuitos, estos nombres deben encontrarse dentro de la función 5 “*Definición de escenarios de operación*” propia del código de la herramienta computacional.

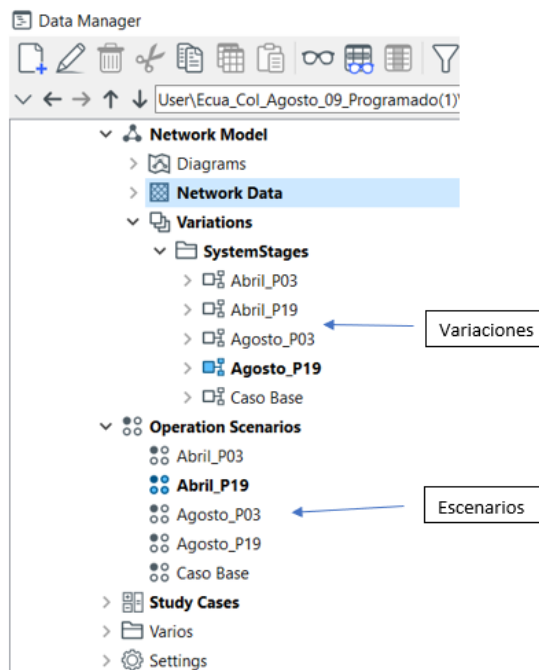


Figura 3.1. Variaciones y Escenarios de la Base de Datos unificada

3.2 Selección de la línea de transmisión

La zona seleccionada del sistema eléctrico es la Zona Molino – Milagro, la cual está compuesta por 53 líneas, 34 generadores y 55 transformadores de potencia (de tres y dos devanados). Dentro de esta zona se seleccionó al azar el circuito 1 de la línea de transmisión Durán – Milagro 230 kV (L_DURA_MILA_2_1, denominación en PowerFactory), para la cual se aplicó la metodología propuesta, empleando el código computacional adaptado, a fin de determinar los escenarios operativos críticos o de referencia para el ajuste de su protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N).

Esta línea “L_DURA_MILA_2_1” tiene las siguientes características:

- Voltaje nominal de 230 [kV].
- Corriente nominal de 1,24 [kA]
- Resistencia de 0,04 [Ω /km].
- Reactancia de 0,35 [Ω /km].
- Distancia 36,80 [km].

3.3 Empleo de la herramienta computacional adaptada

Previo a ejecutar la herramienta adaptada para la línea de transmisión seleccionada, se hace la configuración indicada en la Figura 3.2., donde se resalta que el número de iteraciones establecidos para este estudio, es 2000 (ver sección 2.2.2).

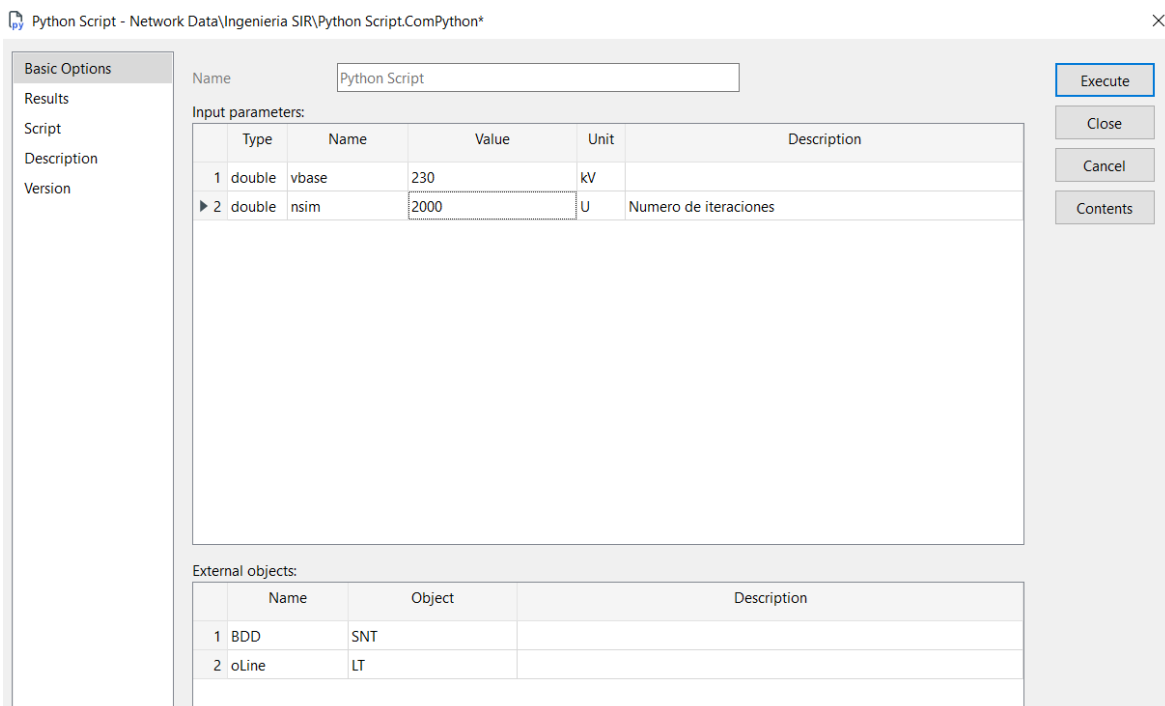


Figura 3.2. Empleo de la herramienta computacional.

Los resultados arrojados por la herramienta se detallan en el archivo de Excel del Anexo 10, donde se observan los 2000 escenarios operativos generados automáticamente, a partir de los cuatro escenarios base, con la elección aleatoria de desconexión de líneas y/o transformadores de potencia del SNI ecuatoriano (contingencias N-1 o N-2), y con los resultados (corrientes 3I0) de los cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra simulados en las barras de Durán y de Milagro.

De los 2000 escenarios generados se identifican cuatro, los que representan los escenarios críticos o de referencia para el ajuste de los relés 67N de la línea. La Tabla 3.1., expone los escenarios críticos de este caso de estudio, procedentes de la tabla de Excel otorgada por la herramienta.

Como se observa en la Tabla 3.1., se determinan dos escenarios por terminal (Durán y Milagro) en donde se encuentra conectada la línea; las columnas de máximo y mínimo por su parte, indican los escenarios donde se encontraron los máximos y mínimos valores de corriente 3I0 señalando la línea y/o el transformador de potencia que automáticamente se pusieron fuera de servicio, previo a la simulación de los cortocircuitos en barra; además, se indica el despacho y el tipo de falla que se debe realizar en el nodo respectivo, para obtener el valor de la corriente mostrado.

Tabla 3.1. Escenarios críticos para el ajuste de la protección 67N de la línea Durán – Milagro 230 [kV]

Subestación Durán					
Falla	Escenario	Corriente 3I0 [kA]	Línea OUT	Trafo Out	Despacho
Monofásica	Máximo	3,41	N/A	T_DURA_ATL	Agosto_P19
Bifásica a tierra	Mínimo	2,23	L_CUEN_LPAZ_1_1	T_MILA_ATK	Agosto_P03
Subestación Milagro					
Monofásica	Máximo	1,86	L_MONA_TURI_0_1	T_MILA_ATK	Abril_P19
Monofásica	Mínimo	0,91	L_E01A_TGM1_1_1	T_DURA_ATL	Agosto_P03

Analizando la Tabla 3.1., se observa que las corrientes máximas 3I0 se las obtiene con fallas monofásicas en las dos barras, cuando el sistema se encuentra en despacho máximo (19:00 horas), en hidrología baja (agosto) para la barra de Durán e hidrología alta (abril) para Milagro. Por otro lado, para las dos barras, las corrientes mínimas 3I0 se encuentran cuando el sistema está con hidrología baja y en despacho mínimo, es decir, en el mes agosto a las 03:00 horas.

3.4 Verificación de escenarios

Al identificar los equipos que se deben poner fuera de servicio, para realizar las verificaciones de los escenarios críticos, se evidencia que estos elementos se encuentran en la misma zona de la línea “L_DURA_MILA_2_1”, es decir, la Zona Molino – Milagro; lo cual no es motivo de sorpresa pues estos pertenecen a la zona de influencia de la línea seleccionada.

La Tabla 3.2. muestra los resultados de la verificación de los escenarios, donde el error calculado entre las corrientes 3I0 es prácticamente cero en todos los casos.

Tabla 3.2. Verificación de los escenarios

Subestación Durán			
Escenario	3I0 [kA] Herramienta	3I0 [kA] Manual	Error [%]
Máximo	3,41	3,41	0
Mínimo	2,23	2,23	-0,005
Subestación Milagro			
Máximo	1,86	1,86	0
Mínimo	0,91	0,91	0

3.5 Dimensionamiento de la RTP

La línea seleccionada corresponde a un elemento energizado con un voltaje de 230 kV, mientras que el relé escogido para brindar la protección 67N tiene un voltaje nominal de 110 V, por tanto, el TP ideal que se requiere para este caso de estudio, en los dos extremos de la línea Durán – Milagro, tiene una RTP de 230000/110.

3.6 Dimensionamiento de la RTC

El dimensionamiento de la RTC es un paso importante para la protección 67N, ya que, al igual que la RTP, de éste depende el correcto funcionamiento del relé, por lo que, establecer la relación entre devanados primarios y secundarios de los TCs ubicados a los terminales de la línea Durán – Milagro, además de las corrientes con las que debe o no debe actuar el relé, es fundamental para el ajuste y funcionamiento de la protección.

La metodología planteada propone y desarrolla un método para encontrar la RTC, los resultados de este método se muestran a continuación.

Para el dimensionamiento de la RTC, la metodología utiliza los cuatro escenarios base y los cuatro escenarios críticos identificados; dentro de estos escenarios se realizan los respectivos cortocircuitos que, para este dimensionamiento, se enfocan en las corrientes que pasan por la línea, razón por la cual, se ejecutan los cuatro tipos de falla, y se simula también un flujo de potencia como se detalla en la metodología (sección 2.4.5.2).

Las Tablas 3.3. y 3.4., 3.5., muestran las corrientes de las simulaciones realizadas en cada uno de los escenarios, para el dimensionamiento de la RTC del terminal 1 (Milagro) y del terminal 2 (Durán), respectivamente.

De las tablas expuestas se extraen cuatro valores de corriente resaltados en color azul, dos por cada terminal. Las corrientes de los flujos de potencia ($I_{d\text{máx}}$) marcados, son escogidos en razón de ser las corrientes máximas entre todos los flujos de potencia de los escenarios estudiados, a su vez representan el valor máximo que mide el TC cuando la línea se encuentra operando en condiciones normales de operación.

Los otros dos valores resaltados atañen a las corrientes máximas de todas las fallas simuladas, para cada terminal de línea, en los ocho escenarios analizados, y representan el valor máximo de corriente que pasaría por el primario del TC cuando se presenta una falla en la línea Durán – Milagro 230 kV. Estas corrientes de falla seleccionadas, son divididas para 20, factor límite de precisión, pues, como se indicó en la metodología, se consideran que los TCs tiene una clase de precisión 5P20. Así, el valor encontrado es de 614,34 [A] para la subestación Milagro, y 166,39 [A] para la subestación Durán.

Tabla 3.3. Corrientes de Falla para dimensionamiento RTC – Terminal 1 (Milagro)

Tipo de falla*	Corriente [kA] – Escenarios Base			
	Abril_P03	Abril_P19	Agosto_P03	Agosto_P19
1Ø	10,94	10,94	10,65	10,94
2Øg	10,79	11,58	10,43	12,29
3Ø	10,50	11,49	10,03	12,25
2Ø	9,25	10,08	8,77	10,71
Idmáx	0,51	0,62	0,39	0,46

* Las fallas son simuladas al 1% del terminal o barra.
 1Ø: Falla monofásica; 2Øg: Falla bifásica a tierra; 3Ø: Falla trifásica; 2Ø: Falla bifásica aislada; Idmáx: Corriente de demanda máxima.

Tabla 3.4. Corrientes de Falla para dimensionamiento RTC – Terminal 2 (Durán)

Tipo de falla	Corriente [kA] – Escenarios Base			
	Abril_P03	Abril_P19	Agosto_P03	Agosto_P19
1Ø	3,39	3,39	3,39	3,39
2Øg	3,14	3,20	3,15	3,33
3Ø	2,92	3,01	2,93	3,196
2Ø	2,54	2,62	2,54	2,78
Idmáx	0,51	0,62	0,40	0,46

* Las fallas son simuladas al 1% del terminal o barra.
 1Ø: Falla monofásica; 2Øg: Falla bifásica a tierra; 3Ø: Falla trifásica; 2Ø: Falla bifásica aislada; Idmáx: Corriente de demanda máxima.

La Tabla 3.5. muestra las corrientes de referencia encontradas para el dimensionamiento de la RTC de los terminales de la línea de transmisión.

Tabla 3.5. Comparación de los valores de corriente seleccionados

Corriente	Terminal 1 – Milagro	Terminal 2 – Durán
Icc_máx/FLP [A]	614,34	166,39
Idmáx [A]	622,00	622,00

Icc_máx: Corriente máxima de cortocircuito que pasa por el primario del TC.

Como resultado de este análisis se tiene que, 622,00 [A] es el mayor de los valores de referencia para el dimensionamiento del TC, tanto para el terminal de Milagro como para el terminal de Durán, por lo que se selecciona un valor mayor a éste, de entre los valores estandarizados para la RTC, en este caso se escoge 800 [A]. Finalmente, como se observa en la Figura 3.3., el valor de corriente nominal del relé modelado es 5 [A], por lo que la RTC dimensionada para los dos terminales de línea, Milagro y Durán, es de 800/5.

The screenshot shows a configuration window for a relay measurement. On the left, there is a sidebar with 'Basic Data' and 'Description' tabs. The main area contains the following fields:

- Name:** Measurement
- Type:** ...50N_F51N Neutral directional OC\Measurement
- Nominal current:** 5, A
- Nominal voltage:** 110 V

Figura 3.3. Valores nominales de voltaje y corriente del relé modelado.

3.7 Ajuste de la Protección 67N de la línea Durán – Milagro 230 kV

Todos los procedimientos de la metodología involucran como fin general, el ajuste de la protección 67N de la línea seleccionada, por lo que, para esta última sección los resultados mostrados corresponden a dicho ajuste para el caso de la línea Durán – Milagro 230 kV.

Como se expuso en la metodología, dentro del respectivo escenario crítico se simulan los correspondientes cortocircuitos, bajo las condiciones indicadas en la sección 2.4.6. Las Tablas 3.6. y 3.7. muestran los valores de la corriente 3I0 obtenidos de la simulación, además de las condiciones en los que estos se ejecutaron.

Tabla 3.6. Corrientes 3I0 - Terminal Durán

Subestación Durán		
Escenario Crítico	Corriente Mínima - Agosto_P03	Corriente Máxima - Agosto_P19
Ajuste	Corriente de Tap	Dial
Ubicación [%]	100	0,1
Rf [Ω]	20	0
3I0 para 1Ø [kA]	0,85	2,45
3I0 para 2Øg [kA]	0,85	1,99
Ubicación: Porcentaje de la línea de transmisión al cual se simula el cortocircuito. Rf: Resistencia de falla en la respectiva simulación de cortocircuitos.		

Como se puede observar con los valores resaltados en color azul de la Tabla 3.6. y Tabla 3.7., para el ajuste de la corriente de tap se seleccionan las menores corrientes 3I0 en cada terminal; mientras que para el ajuste del dial se selecciona la corriente 3I0 de mayor valor, asimismo, para cada terminal.

Tabla 3.7. Corrientes 3I0 - Terminal Milagro

Subestación Milagro		
Escenario Crítico	Corriente Mínima - Agosto_P03	Corriente Máxima - Abril_P19
Ajuste	Corriente de Tap	Dial
Ubicación [%]	100	0,1
Rf [Ω]	20	0
3I0 para 1\emptyset [kA]	2,56	9,15
3I0 para 2\emptysetg [kA]	2,03	8,52

Ubicación: Porcentaje de la línea de transmisión al cual se simula el cortocircuito.
Rf: Resistencia de falla en la respectiva simulación de cortocircuitos.

Para la determinación de la curva inversa tiempo – corriente, conforme sugiere la metodología propuesta, se toma en cuenta la curva utilizada tradicionalmente por la empresa propietaria de la instalación eléctrica, CELEC EP UN TRANSELECTRIC, que corresponde a una curva IEC Class A (Standard Inverse) [19] (ver Anexo XI). Dentro de este mismo contexto, se deja seteado el método de polarización encontrado por defecto en el relé.

Una vez establecidos los ajustes de la corriente de tap conforme el método propuesto (75% de las corrientes mínimas resaltadas en azul de la Tabla 3.6 y Tabla 3.7) para cada relé ubicado en los extremos de la línea, se procede con el ajuste del dial, el cual se lo realiza en el escenario crítico de corrientes 3I0 máximas (como expone el método), y dentro de este escenario se mueve la curva inversa seleccionada hasta que se cumpla la condición de disparo, es decir, aproximadamente 400 [ms] (mayor o igual) para la corriente máxima 3I0 en cada terminal (corrientes máximas resaltadas en azul de la Tabla 3.6 y Tabla 3.7).

La Tabla 3.8 detalla los ajustes definidos con el empleo del método propuesto en la sección 2.4.6 y con las corrientes 3I0 seleccionadas de la Tabla 3.6 y Tabla 3.7.

El Anexo 9, muestra cómo acceder a la curva del relé, en donde se deben ajustar estos valores.

Por otro lado, la Figura 3.4. y Figura 3.5. muestran los tiempos de operación de los distintos tipos de curvas que se pueden considerar para el ajuste del relé 67N instalado en cada terminal cuando existe la corriente de falla 3I0 mínima. Se puede observar que, la curva muy inversa y la extremadamente inversa implican tiempos muy altos de operación para la mencionada corriente 3I0, mientras que la curva IEC Class A (Standard Inverse) posee el tiempo más bajo de entre éstas. Esto, valida la elección de la curva IEC Class A, ya que proporciona bajos tiempos de operación para los relés ante corrientes mínimas 3I0.

Finalmente, si se desea reducir los tiempos de operación de los relés, se debería disminuir la corriente de tap ajustada con el fin de ganar rapidez, pero esto conllevaría a tener una sensibilidad excesiva en la protección.

Tabla 3.8. Ajustes de la protección 67N de la línea Durán – Milagro 230 kV

Elemento	Subestación Durán	Subestación Milagro
RTP	230000/110	230000/110
RTC	800/5	800/5
Tipo de curva	IEC Class A (Standard Inverse)	IEC Class A (Standard Inverse)
Corriente de Tap en [Aprim]	634,50	1521,00
Corriente de Tap en [Asec]	3,9656	9,4875
Dial [s]	0,08	0,11

Corriente de Tap: Como corriente de tap del 67N se establece un valor (en amperios primarios o secundarios) igual al 75% de la corriente de referencia (ver Tabla 3.6 y Tabla 3.7).
 Aprim: Corriente en Amperios Primarios.
 Asec: Corriente en Amperios Secundarios.

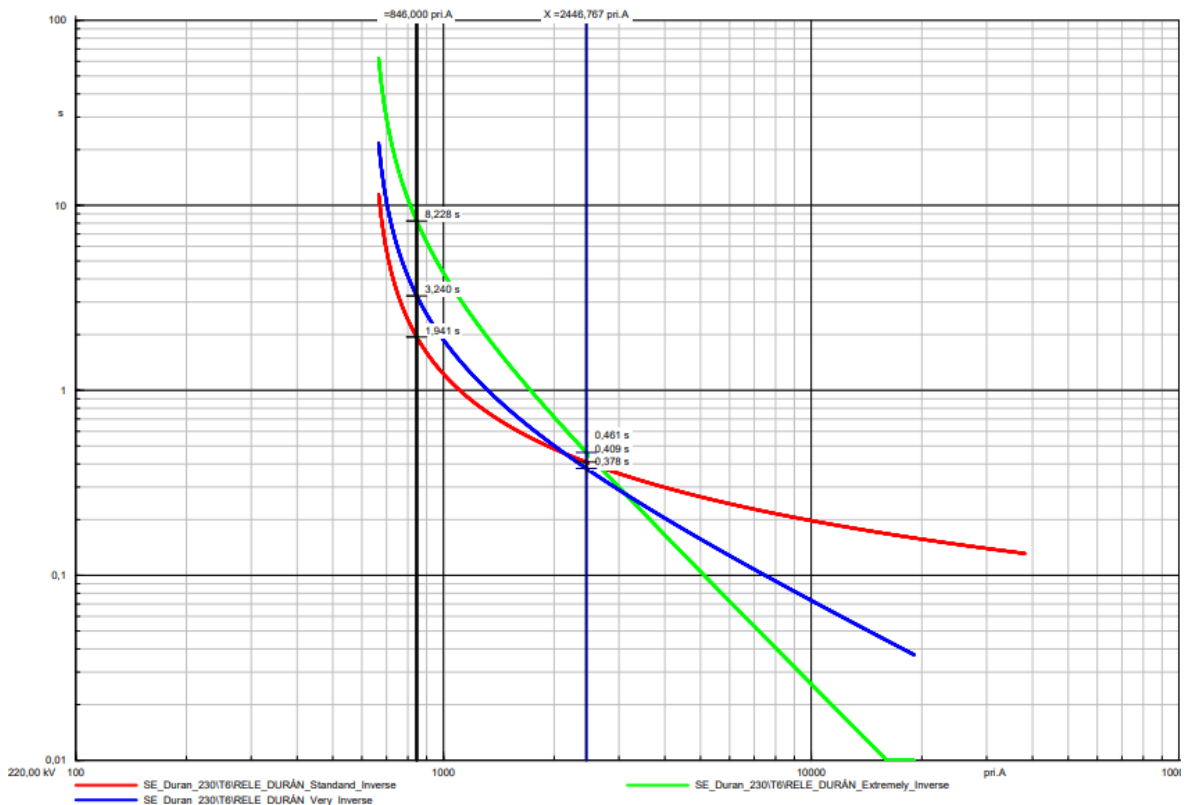


Figura 3.4. Tipos de curvas de operación del relé 67N en el terminal Durán

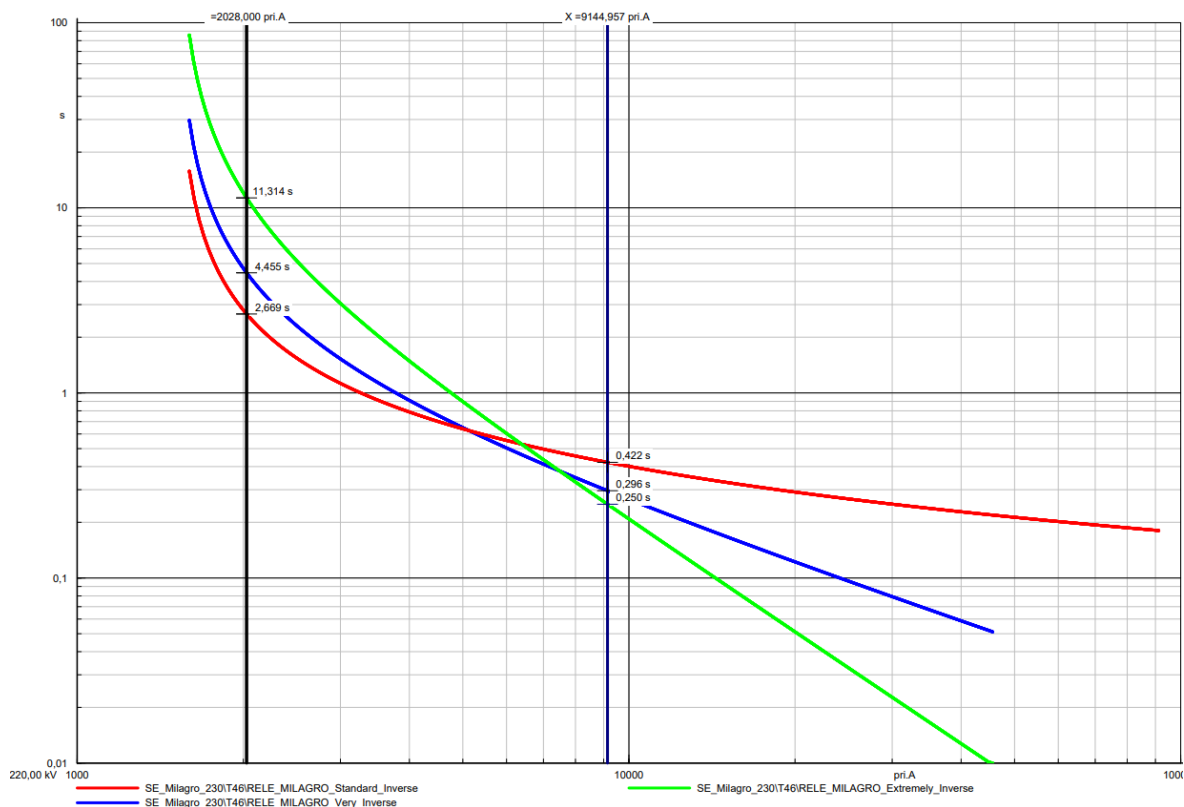


Figura 3.5. Tipos de curvas de operación del relé 67N en el terminal Milagro

3.8 Comparación de ajustes

La comparación de ajustes del relé 67N, se realiza entre el ajuste propuesto en el presente trabajo con el ajuste de CELEC EP UN TRANSELECTRIC, destacando las diferencias que existen entre ambos.

El ajuste realizado por TRANSELECTRIC no considera los escenarios de ajuste críticos mencionados en este trabajo (con contingencias N-1 y/o N-2), y como corriente de tap emplea valores estandarizados de 120 o 180 [A primarios] para las líneas de transmisión de 230 [kV], lo cual, a criterio del autor de este documento, representa un exceso de la propiedad de sensibilidad que resulta innecesario, inclusive si el 67N actúa como protección de respaldo remoto para líneas aguas abajo.

Por su parte, el método de ajuste propuesto en este trabajo, toma en cuenta los escenarios críticos identificados, de modo que, para la corriente de tap, se establece el 75% de la mínima corriente 3I0 identificada en estos escenarios críticos, brindando un nivel de sensibilidad adecuado.

Es importante mencionar que, el criterio del 75% indicado en el párrafo anterior podría ser motivo de discusión, pues a criterio de otros autores ese porcentaje podría ser mayor o menor dependiendo el enfoque o incluso la experiencia con la que cuenten; sin embargo,

en este trabajo de análisis académico, se ha fijado dicho porcentaje pues de los resultados de los estudios realizados, se ha observado una adecuada sensibilidad.

Por otro lado, se resalta del ajuste de TRANSELECTRIC que, al tener una corriente de tap mucho menor en comparación a la establecida con el método propuesto, ello permite que los tiempos de operación del relé 67N, ante las mínimas corrientes 3I0 que se pueden presentar, sean también más bajos en comparación con los tiempos obtenidos con el ajuste propuesto en este estudio. Sin embargo, como se observa en las figuras que se muestran a continuación, los tiempos de operación del ajuste de CELEC EP, ante las máximas corrientes 3I0, son mayores a los conseguidos con el método propuesto (cerca de 400[ms]). Se insiste que la sensibilidad con el ajuste de TRANSELECTRIC es excesiva, mientras que los tiempos de operación del 67N con el método propuesto son aceptables.

Terminal Durán

La Figura 3.6. muestra los tiempos de actuación de los relés 67N modelados en la barra de Durán, donde se observan las curvas de ajuste que se están comparando; mientras que la Tabla 3.9 presenta los valores de los elementos que fueron ajustados.

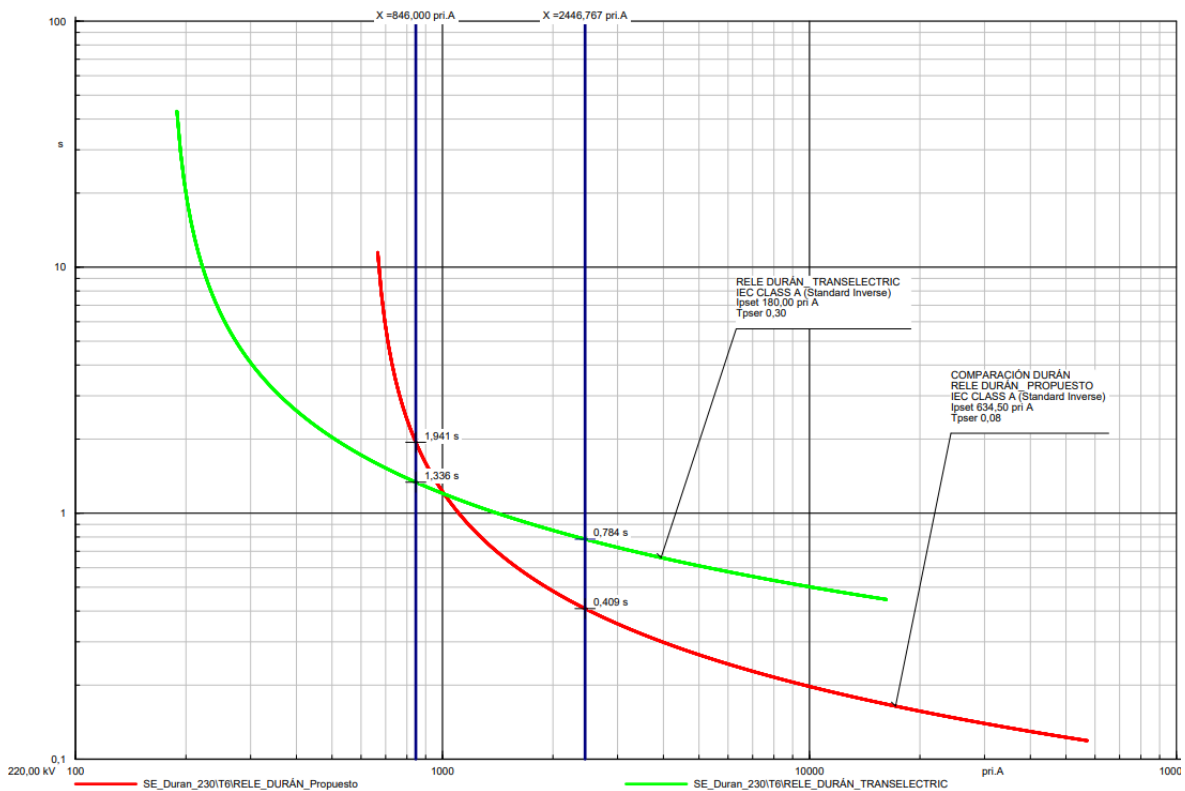


Figura 3.6. Curva del relé 67N – Terminal Durán

Como se puede observar, la relación de transformación de los TCs cambia, esto seguramente porque TRANSELECTRIC cuenta con un criterio diferente para el

establecimiento de la RTC, donde posiblemente se considera la inclusión de las corrientes DC que podrían saturar el TC, o también se podría considerar una estandarización de RTC para todas las bahías de la barra, entre otros; no obstante, como se mencionó en el capítulo 2 de este documento, un estudio más detallado de la determinación de la RTC se está desarrollando como parte de otro Trabajo de Integración Curricular en la EPN, y la relación de 800/5 establecida en este trabajo no afecta la operación de la protección analizada.

Tabla 3.9. Ajustes del relé 67N – Terminal Durán

Subestación Durán		
Elemento	Propuesto	TRANSELECTRIC
Relación TC	800/5	1200/5
Relación TP	230000/110	230000/110
Tipo de curva	IEC Class A (Standard Inverse)	IEC Class A (Standard Inverse)
Tap en [Aprim]	634,50	180,00
Tap en [Asec]	3,9656	0,75
Dial [s]	0,08	0,30

Con el ajuste de TRANSELECTRIC, la corriente del tap de 180 [A] primarios presenta un exceso de sensibilidad, lo que implica que el alcance del relé cubre distancias muy extensas, y, por tanto, se debería verificar una coordinación con las protecciones incluidas dentro de este alcance del relé. Sin embargo, la ventaja de este ajuste es que, para la corriente de falla mínima 3I₀, de 846 [A] primarios, el tiempo de operación es de 1,34 segundos con una curva IEC Class A (Standard Inverse).

En cambio, el ajuste propuesto tiene una corriente de tap de 634,50 [A] primarios, lo que implica una sensibilidad adecuada sin cubrir áreas extensas para protección remota. La ventaja de este ajuste es que presenta un tiempo de operación, ante la corriente mínima de falla 3I₀ de 846 [A] primarios, de 1,94 [s], lo que es aceptable para el relé 67N, ya que éste es un relé de respaldo de la línea de transmisión Durán – Milagro.

Con los resultados analizados, se concluye que, para el terminal Durán, los ajustes establecidos con el método propuesto tienen un funcionamiento más adecuado.

Terminal Milagro

Para el terminal de Milagro, la Figura 3.7. muestra las curvas que se están comparando, y la Tabla 3.10 presenta los valores de los elementos que fueron ajustados para este terminal.

En este caso, el ajuste de TRANSELECTRIC tiene una corriente del tap de 120,00 [A] primarios, lo que, al igual que el caso anterior y a criterio del autor de este trabajo, presenta un exceso de sensibilidad. Esto implica que el alcance del relé cubra un área muy extensa

y, como en el caso de Durán, se debería verificar la coordinación de protecciones dentro de esta área. No obstante, la ventaja de este ajuste es que, para la corriente mínima de falla 3I0, que en este caso corresponde a 2028,00 [A] primarios, el tiempo de operación del relé es de 0,722 segundos con una curva IEC Class A (Standard Inverse).

El ajuste propuesto por su parte, tiene una corriente de tap de 1521,00 [A] primarios, lo que implica una sensibilidad adecuada sin cubrir áreas extensas de protección aguas abajo. La ventaja de este ajuste es que presenta un tiempo de operación ante la corriente máxima de falla 3I0 (9144,96 [A] primarios) de 0,422 [s]; mientras que para la mínima corriente de falla 3I0 de 2028,00 [A] primarios, opera en 2,67 [s], lo que es aceptable para el relé 67N que está funcionando como protección de respaldo de la línea de transmisión Durán – Milagro.

Con los resultados obtenidos se resalta que, para el caso del terminal Milagro, con excepción del grado de sensibilidad, el ajuste de TRANSELECTRIC tiene un mejor comportamiento.

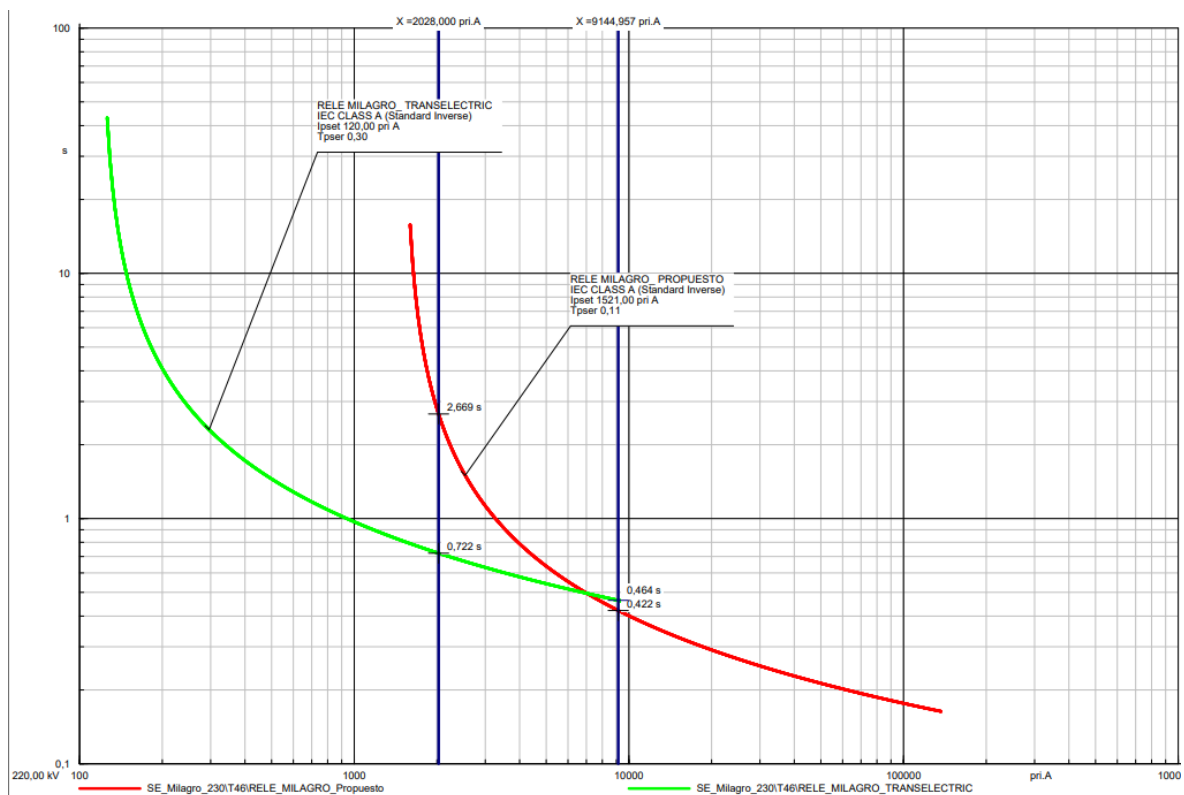


Figura 3.7. Curva del relé 67N - Terminal Milagro

Tabla 3.10. Ajustes del relé 67N – Terminal Milagro

Subestación Milagro		
Elemento	Propuesto	TRANSELECTRIC
Relación TC	800/5	1200/5
Relación TP	230000/110	230000/110
Tipo de curva	IEC Class A (Standard Inverse)	IEC Class A (Standard Inverse)
Tap en [Aprim]	1521,00	120,00
Tap en [Asec]	9,50625	0,50
Dial [s]	0,11	0,30

3.6 Conclusiones

Mediante la revisión bibliográfica fue posible establecer que, el ajuste de una protección tiene que enfocarse en dotar a ésta de ciertas propiedades como selectividad, sensibilidad y rapidez. En el caso de la protección 67N, la corriente del tap le confiere sensibilidad (alcance); mientras que, para dotarla de selectividad se debe ajustar el dial, y para solventar la propiedad de rapidez (y también selectividad), se debe seleccionar un tipo de curva con una pendiente adecuada.

La herramienta computacional desarrollada en la Escuela Politécnica Nacional en el lenguaje de programación Python, es susceptible de ser adaptada para que entregue diferente tipo de información del sistema eléctrico modelado en PowerFactory; en este contexto, la adaptación de esta herramienta para la realización de este trabajo ha sido exitosa, ya que, permite realizar la simulación automática de flujos de potencia y de cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra a los extremos de una línea de transmisión seleccionada, dentro de escenarios de operación que son generados de manera aleatoria con contingencias N-1 y/o N-2, y que almacena e imprime (en un archivo de Excel) información de las variables de interés para el ajuste del relé 67N.

El uso de la herramienta computacional adaptada sobre una base de datos de PowerFactory, que corresponde a un sistema eléctrico modelado en dos hidrologías (alta y baja), y cada una de ellas con dos despachos (máximo y mínimo) de generación y demanda, amplía la gama o el abanico de escenarios operativos a considerar para la determinación adecuada de los escenarios críticos o de referencia para el ajuste de la protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N) de una línea de transmisión.

Los ajustes obtenidos con el método propuesto consideran escenarios de operación críticos o de referencia, en donde la línea de transmisión seleccionada se encuentra operando en diversas condiciones topológicas factibles, en diferentes hidrologías y despachos, lo que permite identificar valores de corrientes de falla que son esenciales para

el ajuste de la protección, mismos que no son considerados en las metodologías tradicionales, evidenciando el aporte del presente trabajo.

La comparación de los ajustes de la protección, lo cual es detallado en la sección 3.8, arrojó conclusiones importantes en cuanto al funcionamiento del relé 67N de la línea de transmisión Durán – Milagro, pues como se evidencia en dicha sección, se tiene un comportamiento adecuado de esta protección con los dos métodos de ajuste empleados, resaltando que cada método tiene sus ventajas y desventajas para cada terminal donde se modeló el relé.

3.7 Recomendaciones

Para el uso de la herramienta computacional se recomienda instalar la versión de Python 3.9, debido a que ésta contiene las bibliotecas necesarias para su ejecución. Además, para trabajar con sistemas modelados a detalle, en lugar que, con reducciones o equivalentes, lo que permite generar la mayor cantidad de escenarios operativos, se recomienda emplear una licencia de PowerFactory sin limitaciones en cuanto al número de nodos o barras.

Se recomienda continuar con la ampliación de la presente propuesta, incluyendo el análisis y selección del método de polarización más adecuado para cada relé 67N ubicado en los extremos de una línea de transmisión. Esto considerando lo indicado en [20].

Se recomienda complementar esta propuesta, con el Trabajo de Integración Curricular que se está desarrollando en la EPN y que está enfocado en la determinación de la relación de transformación de los TCs.

4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Anderson, "Power System Protection", Wiley-Interscience, 1995, pp. 20-100.
- [2] D. Vishwakarma, "Power System Protection and Switchgear Second Edition", vol. 7. New Delhi, 2007.
- [3] E. Alejandro, "Protección de Sistemas Eléctricos", Universidad Nacional de Colombia, 2020.
- [4] R. Luis, "Prueba de protección direccional contra sobrecorriente", Omicron. 2011.
- [5] H. Julio, "Criterios de ajuste y coordinación de Protecciones", Red eléctrica España, España, 2017.
- [6] B. Vanessa y G. Felipe, "Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas de distribución con penetración de generación distribuida", Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2015.
- [7] C. Manuel, "GUÍA PARA EL MANTENIMIENTO DE RELÉS", Ministerios de Energía y Minas. Lima, 2007.
- [8] R. Carlos, "Boletín de Predicción Climática», Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología". Quito, 2023,
- [9] Ch. Lema, "MODELACIÓN HIDROLÓGICA DE LA CUENCA (ALTA Y MEDIA) DEL RÍO PASTAZA APLICANDO EL MODELO DE SIMULACIÓN WEAP (Water Evaluation and Planning System)", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2009.
- [10] E. Quisilema, "Metodología para Pruebas Dinámicas de la Protección de Distancia en Dispositivos Electrónicos inteligentes, Aplicación al Sistemas Nacional de Transmisión", Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2021.
- [11] V. Gurevich, "Digital Protective Relays Problems and Solutions". CRC, 2011.
- [12] D. Orbea, "DESPACHO ECONÓMICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CONSIDERANDO EL COMPORTAMIENTO ESTOCÁSTICO DE CENTRALES DE GENERACIÓN A BASE DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES", Escuela Politécnica Salesiana, Quito, 2021.
- [13] V. Flores y W. Almeida, "Índice de Seguridad del Sistema mediante Análisis de Contingencias N-1", *Revista Técnica 'energía'*, vol. 9, nº 1, pp. 30-37, 2013.
- [14] DigSILENT, PowerFactory 2024, Integrated PowerSystem Analysis Software, Alemania: Power System Solutions, 2024.
- [15] Python, "Python, a programming language changes the world, Case Studies & Success Stories", vol. 1, nº 2, 2015.
- [16] R. Duque, "Python PARA TODOS", Creative Commons. España, 2019
- [17] P. Fonti, "Cuaderno Técnico nº 195 Transformadores de intensidad: errores de especificación y soluciones", Valencia, 2001.
- [18] Rivera Osorno, "Selección y Especificación de Transformadores de Corriente y Potencial en Instalaciones Eléctricas Industriales", Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2014.

- [19] Ch. Fernando, "REPORTE DE AJUSTES DE SOBRECORRIENTE", Quito, 2024.
- [20] E. Vaca, "DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA SIMULACIÓN DE MÉTODOS DE POLARIZACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN", Quito, 2019