



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

**Operación óptima del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica
Regional CENTROSUR C.A en base a la confiabilidad.**

**Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Ingeniero
Eléctrico**

Autores:

Stalin Fernando Banegas Dutan

CI: 0106743651

stalynfer@gmail.com

Tatiana Michelle Proaño Barros

CI: 1716341787

tatiana.proano@ucuenca.edu.ec

Director:

MSc. Juan Bautista Sanango Fernandez

CI: 0301522892

Cuenca, Ecuador

25 de Marzo de 2021



Resumen:

El presente artículo busca una nueva alternativa de conexión para el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR a través de la reconfiguración de las líneas de subtransmisión, con el objetivo de mejorar la red actual y obtener una mayor confiabilidad al menor costo posible. Para ello se ha implementado un algoritmo en Python, que con ayuda del software Power Factory DigSILENT y el algoritmo NSGA II busca la optimización multiobjetivo de costos de pérdidas y energía no suministrada .

Palabras claves: DigSILENT. NSGA. Confiabilidad. Pareto – óptimo. Mutación. Algoritmo genético. Elitista.



Abstract:

This article seeks to optimize the sub-transmission system of the CENTROSUR Regional Electric Company through the reconfiguration of the network lines with the aim of improving the current configuration to obtain the highest reliability at the lowest possible cost. For this, a program has been implemented in the Python language which links the Power Factory DIgSILENT software and the NSGA II algorithm, which seeks the multi-objective optimization of the loss cost and Non-Supplied Energy (reliability) functions.

Keywords: DigSILENT. NSGA. Reliability. Pareto – optimal. Mutation. Genetic algorithm. Elitist.



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Stalin Fernando Banegas Dután, en calidad de autor/a y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “Operación óptima del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. en base a la confiabilidad”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 25 de marzo de 2021



Cláusula de Propiedad Intelectual

Stalin Fernando Banegas Dután, autor del trabajo de titulación "Operación óptima del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. en base a la confiabilidad", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 25 de marzo de 2021

Stalin Fernando Banegas Dután

C.I: 0106743651



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Tatiana Michelle Proaño Barros, en calidad de autor/a y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Operación óptima del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. en base a la confiabilidad", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 25 de marzo de 2021

Tatiana Michelle Proaño Barros

C.I: 1716341787



Cláusula de Propiedad Intelectual

Tatiana Michelle Proaño Barros, autor del trabajo de titulación “Operación óptima del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. en base a la confiabilidad”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 25 de marzo de 2021

Tatiana Michelle Proaño Barros

C.I: 1716341787



ESTE TRABAJO DE TITULACIÓN HA SIDO DESARROLLADO DENTRO DEL CONVENIO MARCO ENTRE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA Y LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.

Los autores agradecen al departamento de planificación de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. por la información y los conocimientos aportados durante el desarrollo de este trabajo de titulación.



I. INTRODUCCION

Las redes de subtransmisión conecta la subestación de entrega en bloque con las subestaciones de distribución. Estas redes deben cumplir los requerimientos de confiabilidad, calidad y disponibilidad; a un costo económico razonable. Para esto los diferentes operadores y técnicos realizan estudios de diferentes alternativas factibles de configuración de la red eléctrica, para así obtener la mayor confiabilidad al menor costo posible. [1] [2]

La reconfiguración del sistema de subtransmisión se realiza mediante la apertura-cierre de los elementos de control en las subestaciones; ya que esta proporciona flexibilidad en la red, modificándola no solo físicamente sino también en flujo de corrientes, pérdidas, costos, entre otros, sin la necesidad de invertir en nuevas estructuras, resultando así una nueva topología de la red con diferentes resultados al estado actual. [3]

La optimización del sistema consiste en encontrar una configuración de la red eléctrica mejor al resto de alternativas obtenidas en el estudio, basada en los costos de pérdidas por efecto Joule y de energía no suministrada. En este trabajo el objetivo principal es la obtención de soluciones factibles que mejoren a la red actual de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR para satisfacer óptimamente la demanda. [4]

Para la optimización se aplica el mecanismo NSGA II el cual es un algoritmo genético multiobjetivo, el cual permite obtener un conjunto de soluciones óptimas. El algoritmo se implementa en el lenguaje de programación Python, cuyos objetivos de costos de pérdidas y energía no suministrada se obtienen del software Power Factory DigSILENT, el cual es una herramienta muy útil para análisis de sistemas eléctricos.

II. RED DE SUBTRANSMISIÓN EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR.

A. RED EXISTENTE DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR (EERCS).

El sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur se conecta con el Sistema Nacional Interconectado (SIN) a través de las Subestaciones Sinincay y Cuenca que están a cargo de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, a través de la Unidad de Negocios Transelectric. A dicho sistema se conectan las centrales generadoras El Descanso, Saucay, Saymirín y Ocaña, las cuales pertenecen a la Empresa Elecaastro. [17]

La red eléctrica de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur consta de 45 líneas que operan a niveles de voltaje de 69 kV y 22 kV. De estas, 19 deben operar ininterrumpidamente. En el ANEXO 1 se muestra el diagrama unifilar de la red eléctrica actual del sistema de subtransmisión de la EERCS.

A continuación, en la Tabla 1 se indican los nombres de las subestaciones que intervienen en el caso de estudio.

TABLA I. Subestaciones del caso de estudio.

No. Subestación	Nombre
S/E 01	Luis Cordero
S/E 02	Centenario
S/E 03	Monay
S/E 04	Parque Industrial
S/E 05	Arenal
S/E 06	Verdillo
S/E 07	Ricaurte
S/E 08	Turi
S/E 09	Huablincay
S/E 11	Saymirín
S/E 12	Descanso
S/E 13	Chauillayacu
S/E 14	Lentag
S/E 15	Gualaceo
S/E 18	Cañar
S/E 19	Corpanche
S/E 20	Saucay
S/E 21	Macas
S/E 22	Méndez
S/E 23	Limón
S/E 27	Ercó
S/E 28	Graiman
S/N	Alazán
S/N	EEAz
S/N	EEAz2
S/N	Cuenca 2
S/N	Abanico
S/N	Sinincay
S/N	Colectora
S/N	Cuenca

En la Tabla II se indica la posición en el cromosoma binario de las líneas de subtransmisión que pueden ser conmutadas para la búsqueda de las diferentes soluciones.

TABLA II. Líneas de subtransmisión del caso de estudio

No. Línea	Nombres
1	Abanico_Macas_a
2	Azogues(09)-Cañar(18)
3	Cuenca 2 - Verdillo (06) 2



4	Cuenca-Gualaceo
5	Cuenca-Monay(03)
6	Cuenca-Monay(03)-1
7	Cuenca-Ricaurte(07)
8	Cuenca_S/E 09
9	El_Arenal(05)-SE 13
10	El_Arenal(05)-Turi(08)
11	Gualaceo (15) - Limón
12	Limón(23)-Méndez
13	M_69-HA_69
14	Monay(03)-P.Centenario(02)s
15	Méndez(22)-Macas
16	P.Industrial(04)-Ricaurte(07)
17	P.Industrial(04)-Saucay(20)
18	P.Industrial(04)-Secc
19	SE 13-Léntag
20	SE01-Secc(1)
21	SE09-EEAz2
22	SE12-EEAz2
23	SE_19-SE_20
24	Sinincay - SE18
25	Verdillo(06)-P.Industrial (04)22kV
26	Verdillo(06)-P.Industrial(04)

El sistema está conformado por 3 anillos en operación: Anillo Sur con las Subestaciones 05, 14, 13, 08; el Anillo Central con las Subestaciones Cuenca (SNT), 03, 08, 05, 06, Sinincay, 04, 07; y el anillo norte con las subestaciones Sinincay, 18, 09, 12, 07, 04. En el diagrama unifilar del ANEXO 1 se indican los tres anillos del sistema marcados cada uno con diferente color. La longitud total de las líneas de subtransmisión del sistema es de 297,70 km.

La zona oriental es alimentada por la SE Cuenca y el proyecto generador Hidroabánico a 138 kV, este sistema es radial y le pertenecen las Subestaciones 15, 21, 22 y 23.

III. ALGORITMO GENETICO NSGA II

NSGA II denominado así por sus siglas en inglés (Non-Dominated Sorting in Genetic Algorithms) es un algoritmo genético que permite resolver problemas de optimización multiobjetivo (MOP). Puede trabajar con k funciones objetivo simultáneamente, que se encuentran restringidas por otras ecuaciones que pueden ser igualdades o desigualdades como se indica a continuación. [5]

Optimizar

$$f_n(x) \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (1)$$

Sujeto a

$$g_i(x) \geq 0 \quad i = 1, 2, \dots, I \quad (2)$$

$$h_k(x) = 0 \quad k = 1, 2, \dots, K \quad (3)$$

Donde n es el número de función objetivo, i el número de restricción de desigualdad y j el número de restricciones de igualdad, es importante considerar que se pueden tener varias restricciones dependiendo el caso de estudio.

El procedimiento NSGA-II es uno de los procedimientos más utilizados para encontrar múltiples soluciones óptimas en un problema de optimización multiobjetivo. Entre las características principales de este algoritmo se mencionan tres [6]:

1. Utiliza un principio elitista,
2. Utiliza un mecanismo explícito de preservación de la diversidad, y
3. Enfatiza las soluciones no dominadas.

Con el algoritmo se pueden optimizar funciones objetivo en min/min, max/max, min/max o viceversa donde a través de un proceso adquiere un conjunto de soluciones pareto-óptimas, donde el desarrollador del problema en base a su conocimiento en el tema decide cual es la mejor respuesta para su escenario. En la Figura 1 se muestran los escenarios posibles antes mencionados, donde las soluciones del último frente de pareto se encuentran siempre en el borde de la región de soluciones factibles. [7]

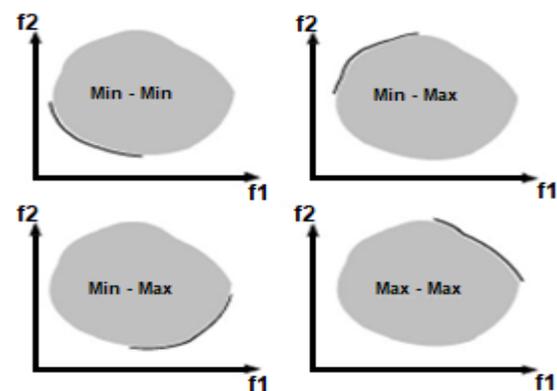


Figura 1. Frentes de Pareto para el mismo espacio de soluciones [7]

A continuación, se da a conocer ciertas definiciones previas a la descripción del algoritmo NSGA II.



2. Cruce

El cruce se realiza tomando dos cromosomas de manera aleatoria de la población inicial, estas se denominan padres, a partir de estos se crean los hijos que tienen características de ambos.

Papa [1 0 1 1 1 1 1 0 0 1 1 0 1 1 0 0 1 1 1 1 0 1 0 1 1]

Mama [1 1 1 1 1 1 1 0 0 1 1 0 1 1 1 0 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0]

Hijo 1 [1 0 1 1 1 1 1 0 0 1 1 0 1 1 1 1 0 1 1 0 1 0 1 1 1 1 0]

Hijo 2 [1 1 1 1 1 1 1 0 0 1 1 0 1 1 0 0 1 1 1 1 0 1 0 1 1]

3. Mutación

La mutación binaria consiste en el cambio de cualquier bit del cromosoma o cadena de 0 a 1 o viceversa, esto ayuda que las soluciones no se queden alrededor de un solo óptimo local si no que de un salto que le permita aislarse de este, evitando que no se tengan puntos muy similares.

[1 1 0 1 1 1 1 1 0 0 1 1 0 1 1 1 1 0 1 1 1 1 0 1 0 1 1]

↓

[1 1 0 1 1 1 1 1 0 0 1 1 0 1 1 1 1 0 1 1 0 1 0 1 0 1 1]

Con base a lo indicado se realiza el análisis eléctrico de cada uno de los individuos de la población 2N con ayuda del software Power Factory DigSilent, donde se evalúan las funciones objetivo, obteniendo así los resultados de cada uno de los individuos que se crearon.

4. Criterio de parada

El criterio de parada del algoritmo está establecido por el número de iteraciones.

5. Proceso de selección en cada iteración

Al final de cada iteración se eligen las soluciones con menor rango de dominancia hasta volver a tener una población de igual tamaño, repitiéndose nuevamente el proceso de mutación y cruce para crear una nueva descendencia de tamaño N [10].

En el ANEXO 2 se puede apreciar el pseudocódigo del proceso NSGA II.

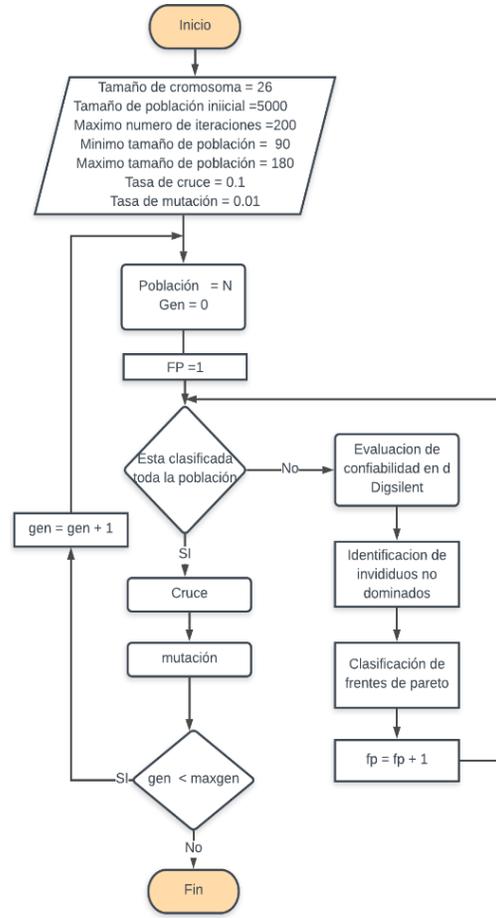


Figura 4. Diagrama de flujo

IV. CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

A. CONFIABILIDAD

La confiabilidad se puede definir como la habilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de entregar energía a todos los puntos de carga dentro de parámetros aceptables y en cantidad requerida de manera continua.

La confiabilidad abarca dos conceptos de vital importancia: la adecuación y la seguridad. La adecuación es la habilidad del sistema para suministrar potencia y energía eléctrica requerida por los usuarios en todo momento dentro de las capacidades y límites técnicos de los equipos considerando las salidas de servicio planificadas e imprevistas. La seguridad es la habilidad que tiene el sistema para soportar perturbaciones súbitas, lo cual implica que el sistema debe operar correctamente o suplir la demanda incluso después de ocurrida una falla. [18]



B. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.

Son indicadores que permiten cuantificar el grado de confiabilidad del sistema, donde su base de estudio es la valoración probabilística del parámetro.

TASA DE FALLA

Representa el número de veces que en promedio un elemento del sistema es sometido a una condición que genere la actuación de un dispositivo de protección [1].

$$\lambda = \frac{N_f}{L * T} [fallas/año] \quad (4)$$

Donde:

λ , representa la tasa de fallas.

N_f , representa el número de fallas.

L , longitud total de la línea expuesta a falla en km.

T , período de estudio, generalmente en años.

DURACIÓN MEDIA DE FALLAS

Representa el periodo de tiempo transcurrido desde la desconexión hasta la restauración de energía. [1]

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{N_f} ttr_i}{N_f} [Horas/falla] \quad (5)$$

C. ÍNDICES ORIENTADOS A LA CARGA Y ENERGÍA

La evaluación de confiabilidad por medio de indicadores orientados a la carga y energía merece conocer previamente la demanda en cada uno de los puntos de carga del sistema. [1]

El principal indicador es ENS, el cual representa la energía promedio no entregada a las cargas del sistema.

$$ENS = \sum LPENS_t \left[\frac{MWh}{a} \right] \quad (6)$$

Donde:

$LPENS$, representa la energía no suministrada en el punto de carga, el término t hace referencia al tiempo que generalmente es un año.

El cálculo de la ENS , requiere de la información de la tasa y frecuencia de falla de cada uno de los elementos a evaluar, estos datos generalmente se obtienen de un registro histórico de la red [1].

D. ÍNDICES ORIENTADOS A LOS COSTOS

Es importante tener en cuenta que al realizar cálculos con estos índices el costo de la energía va dirigido a los usuarios finales, por ello se refiere al costo que asume el cliente al no contar con el suministro de energía eléctrica.

COSTO PROMEDIO ESPERADO DE INTERRUPCIÓN

(EIC)

También conocido como costo de la energía no suministrada es una medida en unidades monetarias del daño económico y/o social que sufren los clientes, resultado de la reducción en la calidad y en especial por causa de la falta de continuidad del servicio eléctrico [11]. Representa el costo de interrupción total previsto, se expresa en [$M\$/año$].

$$EIC = \sum LPEIC_i [M\$/año] \quad (7)$$

Dónde:

$LPEIC_i$, es el costo de interrupción en cada punto de carga. El costo de la energía no suministrada se expresa en [$\$/año$].

$$CENS = EIC * 1000 \left[\frac{\$}{año} \right] \quad (8)$$

RAZÓN DE CÁLCULO DE LA ENERGÍA INTERRUMPIDA (IEAR)

Representa el costo de la interrupción total previsto por kWh no suministrado. [12]

$$IEAR = \frac{EIC}{ENS} \left[\frac{\$}{kWh} \right] \quad (9)$$

V. MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO

En el algoritmo multiobjetivo NSGA II se plantean dos funciones objetivo min-min que evalúa los costos de pérdidas y energía no suministrada.

A. FUNCIÓN OBJETIVO DE CONFIABILIDAD

La evaluación de la confiabilidad de la red eléctrica se lo realiza en base al costo de energía no suministrada (CENS),



la cual se obtiene con ayuda del módulo de confiabilidad del software Power Factory DigSILENT.

$$f_{1 \min} = \sum_{i=1}^{n=Ind} CENS_i \quad (11)$$

Donde:

Ind = Número de individuos pertenecientes a la población generada por el NSGA II.

B. FUNCIÓN OBJETIVO DE COSTOS

La función costos evalúa las pérdidas por efecto Joule que tiene el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur en el lapso de un año, cálculos que se realizan con ayuda del software Power Factory DigSilent. A continuación, se indica el modelo matemático utilizado:

$$f_{2 \min} = \sum_{i \in CL} \sum_{j=1}^{n=lc} CE_t * T * P_i * X_i \quad (12)$$

Donde:

lc = Longitud del cromosoma

Ce_t = Costo de la energía en la etapa t (2.42 [c/kWh])

T = Período de estudio en horas (8760 horas – año)

P_i = Pérdidas en la línea i [MW]

X_i = Variable binaria, 0 si la línea está conectada y 1 si no lo está.

CL = Conjunto de líneas de subtransmisión.

C. RESTRICCIONES

MAXIMA Y MÍNIMA CAIDA DE TENSIÓN

Esta restricción elimina algunos posibles casos factibles del problema de optimización en estudio que no se consideran al presentar tensiones fuera de los rangos permisibles. [2]

El sistema de subtransmisión debe cumplir lo establecido por la regulación 05/18 de la ARCONEL para los niveles de tensión. [13]. Para el presente estudio se ha establecido un rango de tensión máximo y mínimo tal y como se muestra en la ecuación 13. [14]

$$0,95 \leq V_i \leq 1,05 \quad (13)$$

Donde

V_i = Tensión en cada barra del sistema.

CARGABILIDAD DE LOS ELEMENTOS

El nivel de cargabilidad o factor de uso admisible en los elementos del sistema de subtransmisión se muestra en la ecuación 14.

$$U_i \leq 100 \quad (14)$$

Donde

U_i = Cargabilidad en cada elemento del sistema. [%]

VI. RESULTADOS Y DISCUSION

A. ANALISIS DE LA RED ACTUAL DEL SISTEMA

Actualmente el sistema opera con las siguientes líneas abiertas “Cuenca_S/E 09”, “Monay(03)-P.Centenario(02)s”, “SE01-Secc(1)” “Verdillo(06)-P.Industrial (04)22kV”, “SE_19-SE_20”, “P.Industrial(04)-Secc”. El diagrama unifilar del caso base se presenta en el ANEXO 3.

Para la ejecución de los análisis eléctricos necesarios para el presente estudio se requiere el ingreso de parámetros a los elementos representados en el diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de la EERCS.

Para el análisis de confiabilidad es necesario asignar los modelos de falla en las líneas de subtransmisión, así como el tiempo de duración de las mismas. Los valores de falla se han tomado de un registro histórico de la CENTROSUR del cual se ha obtenido un total de 264 fallas en las líneas de subtransmisión en un periodo de 19 años. Con esto se obtiene una tasa promedio de fallas de 0,04667362 1/año*km.

$$\lambda = \frac{N_f}{L * P} \quad (15)$$

$$\lambda = \frac{264}{297,70 * 19} = 0,04667362 \left[\frac{1}{a * km} \right] \quad (16)$$

El tiempo medio de duración de fallas se ha basado en literatura especializada. La EERCS recomienda emplear un tiempo medio de reparación de 4 horas para las líneas de subtransmisión.

$$r = 4 \left[\frac{\text{Horas}}{\text{falla}} \right] \quad (17)$$

Para el modelamiento de la carga y la generación se han ingresado previamente curvas de potencia a cada carga y generador del sistema, estos valores se han tomado del registro



anual de la EERCS, los cuales corresponden a las 8760 horas del año 2019.

Para procesar los datos se utiliza el módulo de confiabilidad de DigSILENT, este crea estados de carga a los cuales se les asigna una determinada probabilidad de ocurrencia, debido a que el software no es capaz de estudiar cada intervalo de tiempo del periodo de estudio ya que siempre analiza un estado discreto del sistema. En el presente estudio se han establecido cuatro estados de carga para las cargas y generadores del sistema, con una a probabilidad de ocurrencia de 62,07303%, 13,75736%, 12,83863% y 11,33098%. En el ANEXO 8 se indican en las Tablas XV y XVI los estados de carga generados por el software DigSILENT.

Los costos de energía no suministrada se obtienen directamente del software para lo cual es necesario establecer previamente una función de costos de interrupción, la cual ese calcula en base a la energía consumida en el año 2019 por cada tipo de cliente. La función de costos y el consumo anual se muestran en el ANEXO 4.

El indicador de confiabilidad seleccionado para el estudio es el costo de energía no suministrada. Una vez ingresados los datos requeridos por el software se procede a ejecutar el módulo de confiabilidad, obteniendo como resultado final los indicadores de confiabilidad del sistema, la energía no suministrada y en base a esta, los costos de la misma.

Los resultados de costos de pérdidas y energía no suministrada para el caso actual se muestran en la Tabla III.

TABLA III. Resultados del caso actual

Costo pérdidas [\$]	Costo energía no suministrada[\$]	Costo total [\$]
766.580,67	201.851,51	968.432,18

B. OBTENCION DE RESULTADOS CON EL ALGORITMO NSGA II

Con ayuda del lenguaje Python se procedió a elaborar un programa el cual permite aplicar la técnica de optimización multiobjetivo NSGA II, el cual proporciona un conjunto de soluciones factibles, con las cuales se busca obtener mejores casos al estado actual y que presenten una reducción en los costos de pérdidas y energía no suministrada. Para cada caso se realiza el análisis de flujo de carga para la obtención de pérdidas, así como también un análisis de confiabilidad para obtener el costo de energía no suministrada.

Para validar los resultados se ha procedido a realizar 3 simulaciones las cuales han arrojado los siguientes

resultados:

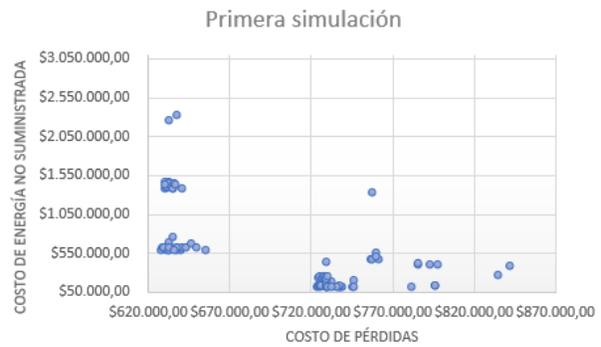


Figura 5. Resultados de la primera simulación



Figura 6. Resultados de la segunda simulación

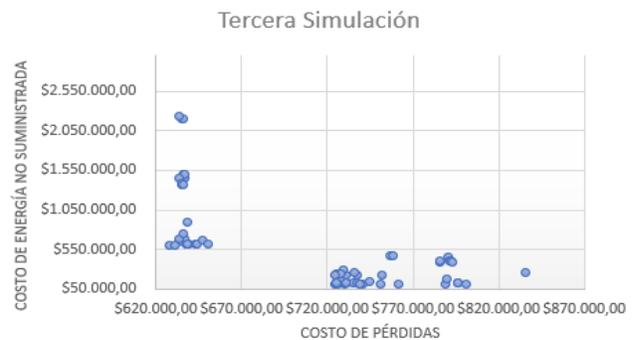


Figura 7. Resultados de la primera iteración con NSGA II

En las Figuras 5, 6 y 7, se muestran los resultados de las simulaciones realizadas, con esto se observa que al ser un caso de optimización multiobjetivo min-min las soluciones se acercan a los ejes, en los tres casos las gráficas tienden a ser similares aproximándose en cada caso a un mismo frente de pareto.

En la primera simulación existen 34 casos factibles mejores al estado actual del sistema, en la segunda simulación se han obtenido 36 casos factibles mejores y en la tercera simulación se han obtenido un total de 24 mejores alternativas.

En la Tabla IV se muestra el número de líneas desconectadas en los mejores casos factibles.

TABLA IV. Comparación entre el número de líneas desconectadas de los mejores casos factibles

No. De Líneas	Simulación 1	Simulación 2	Simulación 3
0	1	1	1
1	3	1	5
2	16	7	9
3	9	10	6
4	1	9	0
5	4	6	3
6	0	2	0
No. de mejores alternativas	34	36	24

Se ha optado por escoger aquella simulación en la que existan casos factibles que utilicen la menor cantidad de líneas de subtransmisión, por esta razón se ha considerado tomar los resultados de la segunda simulación que desconecta hasta 6 líneas de subtransmisión lo cual no sucede en los resultados de las simulaciones 1 y 3.

C. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados que se obtuvieron de la primera iteración con el algoritmo NSGA II, se presentan en la Figura 8, donde en el eje de las abscisas se encuentra el costo de las pérdidas y en el eje de las ordenas se encuentra la confiabilidad.

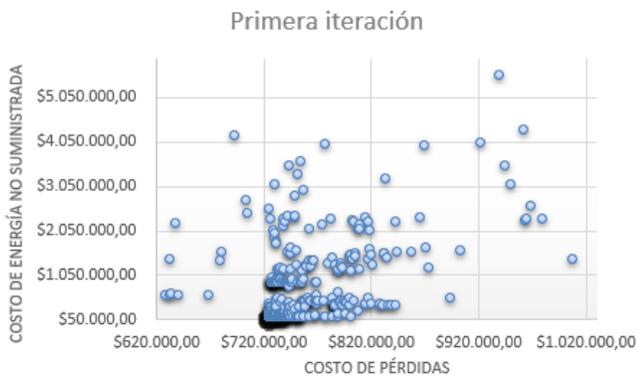


Figura 8. Resultados de la primera iteración con NSGA II

A partir de la población inicial se van descartando las soluciones no dominadas hasta llegar al último frente de Pareto.

En la Figura 9 se indica el último conjunto de soluciones óptimas sin realizar el distanciamiento por apilamiento para

obtener una mayor cantidad de soluciones posibles para el caso de estudio.

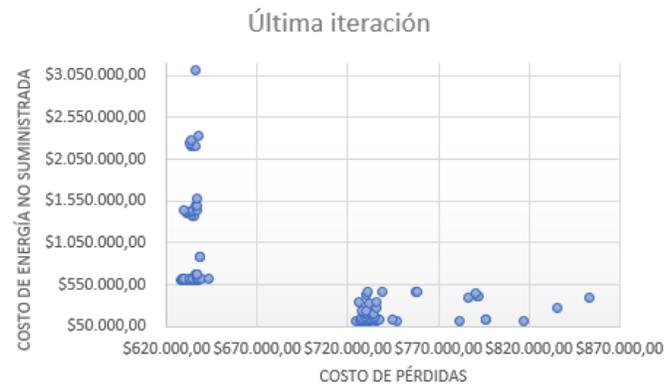


Figura 9. Resultados ultima iteración NSGA II

Los valores de la última iteración del NSGA II se presentan en la tabla del ANEXO 5, donde se resalta en color amarillo los costos más bajos de energía no suministrada y pérdidas mientras que en color azul se muestran los costos más altos seleccionados en cada caso de forma independiente. En la Tabla V se muestran los valores comparados con el caso base.

TABLA V. Comparación de mejor y peor resultado con el caso base

	Costo pérdidas[\$]	Costo energía no suministrada [\$]	Total [\$]
Caso base	766.580,67	201.851,51	968.432,18
0	724.291,17	117.444,69	841.735,86
3	628.223,86	597.427,43	1.225.651,29
79	636.086,48	3.117.835,80	3.753.922,2
93	853.650,36	388.591,31	1242241,66

Al analizar los resultados por separado se obtuvo que el caso 0 obtuvo el menor costo de energía no suministrada con un valor de \$117.444,69, sin embargo el costo de pérdida es de \$724.291,17 que no es el mejor caso en la lista de resultados. Con el caso 3 se obtuvieron las menores pérdidas, con un valor de \$628.223,86, pero con un costo de energía no suministrada mayor a la que opera actualmente la empresa distribuidora, con un valor de \$597.427,43.

Como se puede observar en el ANEXO 3 hay varios resultados que pueden ser muy semejantes en cualquiera de los dos objetivos y hasta pueden llegar a ser iguales, la diferencia entre ellos es la configuración eléctrica que da dichos resultados y la cantidad de líneas de subtransmisión que difieren de la configuración base.

En el ANEXO 6, se indican los mejores resultados obtenidos en comparación al estado actual, la configuración binaria de cada uno de los resultados, la cantidad de líneas que se desconectan en cada topología resultante y el número de



veces que se desconecta cada línea en todos los casos obtenidos.

En los casos 25, 32, 33 y 34, en donde se obtuvieron más pérdidas se obtuvo el menor costo de energía no suministrada, mientras que en los otros casos tanto confiabilidad como pérdidas son semejantes entre sí, por lo cual es necesario analizar los resultados a partir de otro criterio que es el de las diferentes topologías de conexión de la red eléctrica y la cantidad de líneas de subtransmisión desconectadas para así poder obtener la mejor reconfiguración de la red.

Se consideran los mejores casos el 68 con un costo total de \$932.315,04 y el 69 con un costo total de \$932.315,04 en los que se desconectan 6 líneas de subtransmisión en ambos casos, a estas les siguen aquellas configuraciones en las que se desconectan 5 líneas. En el ANEXO 7 Figuras 14 y 15 se muestran los diagramas unifilares de los casos 68 y 69 respectivamente.

Tabla VI. Comparación entre el caso actual y el caso óptimo 69

	Costo pérdidas	Costo energía no suministrada	Costo Total
Caso actual	\$766.580,67	\$201.851,51	\$968.432,18
Caso 69	\$745.002,70	\$140.793,39	\$885.796,10
Diferencia de costo entre el caso actual y el caso 69	\$21.577,97	\$61.058,11	\$82.636,08
Porcentaje de mejora	2,81 %	30,25 %	8,53%

Como se muestra en la Tabla VI, se observa que al seleccionar la alternativa 69 existe una mejora en el costo de pérdidas de 2,81% respecto caso actual y del 30,25% en el costo de energía no suministrada, en general existe una mejora de 8,53% en el costo total lo cual produce un ahorro anual de \$82.636,08.

Tabla VII. Comparación entre el caso actual y el caso óptimo 68

	Costo pérdidas	Costo energía no Suministrada	Costo Total
Caso actual	\$766.580,67	\$201.851,51	\$968.432,18
Caso 68	\$796531,49	\$135783,55	\$932315,04
Diferencia de costo entre el caso actual y el caso 68	-\$29.950,82	\$66.067,95	\$36.117,14
Porcentaje de mejora	-3,91%	32,73%	3,73%

En la Tabla VII se observa que el seleccionar la alternativa 68 el costo de pérdidas incrementa en un 3,91% respecto al caso actual, sin embargo, el costo de energía no suministrada mejora en un 32,73%, en general existe un decremento de 3,73% en el costo total lo cual genera un ahorro anual de \$36.117,14.

En la Tabla VIII se presenta la cantidad de veces que se eliminan las líneas en los 36 casos mejores casos factibles, tal y como se observa la línea “SE_19-SE_20” es la línea que más veces se encuentra abierta, seguida por la línea “El_Arenal(05)-Turi(08)”.

TABLA VIII. Número de veces que salen las líneas en el conjunto de soluciones mejores al estado actual

LÍNEA	No. de veces que se desconecta
SE_19-SE_20	19
El_Arenal(05)-Turi(08)	17
Verdillo(06)-P.Industrial(04)22kV	15
Verdillo(06)-P.Industrial(04)	15
SE01-Secc(1)	13
P.Industrial(04)-Secc	10
Cuenca-Ricaurte(07)	8
P.Industrial(04)-Ricaurte(07)	8
Monay(03)-P.Centenario(02)s	6
Cuenca_S/E 09	5
Cuenca-Monay(03)-1	3
Cuenca 2 - Verdillo (06) 2	2
Cuenca-Monay(03)	1
SE12-EEAz2	1

D. SOLUCIONES NO DOMINADAS MÁS SIGNIFICATIVAS

En la Tabla IX se muestran las soluciones no dominadas más significativas con los valores de pérdidas totales y costo de energía no suministrada, se ha incluido una columna de los costos totales para una mejor apreciación de los resultados.

TABLA IX. Soluciones no dominadas más significativas

	Costo pérdidas [\$]	Costo energía no suministrada [\$]	Costo Total [\$]
0	724.291,17	117.444,69	841.735,86
11	730.063,55	117.444,69	847.508,24
27	746.745,13	117.444,69	864.189,82
41	733.232,96	135.783,55	869.016,52
60	737.188,84	135.783,55	872.972,39
69	745.002,70	140.793,39	885.796,10
1	781.657,94	117.444,69	899.102,64
68	796.531,49	135.783,55	932.315,04

44	817.282,48	117.444,69	934.727,17
76	835.456,60	266.482,37	1.101.938,97
3	628.223,86	597.427,43	1.225.651,29
93	853.650,36	388.591,31	1.242.241,66
14	629.503,62	1.446.151,73	2.075.655,35
55	632.912,20	2.239.219,15	2.872.131,35
79	636.086,48	3.117.835,80	3.753.922,28

En la Figura 10 se visualiza la gráfica del frente de pareto cuyos puntos se representan con color azul, también se ha incluido el caso actual cuyo valor está representado con color rojo.



Figura 10. Soluciones no dominadas

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Existen varias configuraciones que presentan mejores condiciones operativas a la red actual, pero se consideraron mejores aquellos casos en los que se obtuvieron menores costos y mayores cambios en la topología de la red, en este estudio se consideró que la mejor alternativa es el caso 69 donde su configuración desconecta 6 líneas de subtransmisión, disminuye el costo de pérdidas en un 2,81% e incrementa la confiabilidad al reducir el costo de energía no suministrada en un 30,25%. Dentro de esta reconfiguración existen líneas que abren los anillos del sistema, se puede también mencionar que un sistema mallado se pueden producir mayores pérdidas y no siempre resulta ser el sistema más confiable.

El algoritmo NSGA II resultó ser de gran utilidad ya que permite que el planificador disponga de un conjunto de soluciones de entre las cuales puede escoger una, teniendo en cuenta tanto los costos de pérdidas como de energía no suministrada.

A partir de un determinado número de iteraciones del algoritmo no se aprecia un cambio significativo en los resultados alcanzados, pues en los casos de prueba realizados se observa que la curva de frente de pareto tiende a ser prácticamente la misma.

Según los resultados obtenidos en el estudio, las líneas de subtransmisión que fueron desconectadas en la mayoría de casos factibles son “SE_19-SE_20”, “El_Arenal(05)-Turi(08)”, “Verdillo(06)-P.Industrial (04)22kV”, “Verdillo(06)-P.Industrial (04)”, las cuales se pueden considerar como menos indispensables para el sistema de subtransmisión, además es importante mencionar que en el caso óptimo la línea “SE_19-SE_20” se encuentra también desconectada, de igual manera sucede en la configuración actual, por último se puede observar que actualmente la línea “Verdillo(06)-P.Industrial (04)22kV” está desconectada, por esta razón la EERCS podría ya considerar dar de baja a dichas líneas.

El software Power Factory DigSILENT ha sido herramienta de mucha utilidad en el desarrollo de este estudio debido a que cuenta con la posibilidad de vincularlo con el lenguaje de programación Python, permitiendo realizar los cálculos eléctricos necesarios para el proceso del algoritmo NSGA II y la extracción de resultados para su respectivo análisis.

Se recomienda que para estudios futuros se realice la optimización considerando costos a largo plazo de los proyectos de expansión. Además, se puede incluir en el estudio las corrientes de cortocircuitos como una restricción adicional al modelo matemático, con el fin de evitar obtener soluciones con corrientes que superen a las del estado actual.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] B. Mantilla , J. Silva y J. Candelo , «Fault Effect Analysis Based on Elements Loadability to Evaluate Reliability in Power Systems,» *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, vol. 16, nº 10, p. 2649, 2018.
- [2] J. L. Bernal Agustín, *Aplicación de algoritmos genéticos al diseño óptimo de sistemas de distribución de energía eléctrica*, Zaragoza, 1998.
- [3] F. A. Mendoza Lameda, *Diseño multiobjetivo y multietapa de sistemas de distribución de energía eléctrica aplicando algoritmos evolutivos*, Zaragoza, 2010.
- [4] B. Alvarado Morocho y E. S. Andrade Palacios, *Análisis de la factibilidad de la reconfiguración del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S C.A. por la inserción de nuevas subestaciones y cambio de nivel de voltaje*, Cuenca, 2020.
- [5] L. López , R. A. Hincapié y A. R. Gallego , «Planeamiento multiobjetivo de sistemas de distribución usando un algoritmo evolutivo NSGA II,»



EIS, n° 15, pp. 141 - 151, 2011.

- [6] K. Deb, «Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms: An Introduction,» Kanpur, India, 2011.
- [7] C. A. Correa Florez, R. A. Bolaños y A. C. Molina , «Algoritmo multiobjetivo NSGA-II aplicado al problema de la mochila.,» *Scientia et Technica Año XIV*, n° 39, pp. 206 - 211, 2008.
- [8] B. R. Pereira Junior, *Planejamento de Médio e Longo Prazo de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geradores Distribuídos (GDs) Considerando Custos de Confiabilidade, Operação e Expansão*, Janeiro, 2014.
- [9] C. A. Coello Coello, G. B. Lamont y D. A. Van Veldhuizen, *Evolutionary Algorithms for Solving Multi - Objective Problems*, USA: IlliGAL, 2002.
- [10] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal y T. Meyarivan, «A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA - II,» *IEEE TRANSACTIONS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION*, vol. 6, n° 2, pp. 182 -197, 2002.
- [11] M. V. F. Soria, *Evaluación del costo - beneficio de energía eléctrica no servida en el sistema eléctrico ecuatoriano durante el servida en el sistema eléctrico ecuatoriano durante el periodo 2007-2008*, Quito, 2009.
- [12] DigSilent, *User Manual, PowerFactory*, Gomaringen, Germany, 2020.
- [13] ARCONEL, «Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica», Quito, 2018.
- [14] C. Dirección de Planificación de la Centrosur, *Lineamientos Subtransmisión*, Cuenca: Empresa Eléctrica Regional Centrosur, 2019.
- [15] R. Billinton, «Approximate Methods for Event-Based Customer Interruption Cost Evaluation,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 20, n° 2, pp. 1104-1105, 2005.
- [16] P. Novoa Hernández, «Evolutionary Multi-objective Optimization for Scheduling Professor Evaluations in Cuban Higher Education,» *Computación y Sistemas*, vol. 19, 2015.
- [17] C. Dirección de Planificación, "Descripción de la Centrosur", Cuenca: Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A., 2019.
- [18] B. Matilla, *EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE LA RED DE SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DEL ATLÁNTICO*, Barranquilla: Universidad de la Costa, 2017.

ANEXO 1

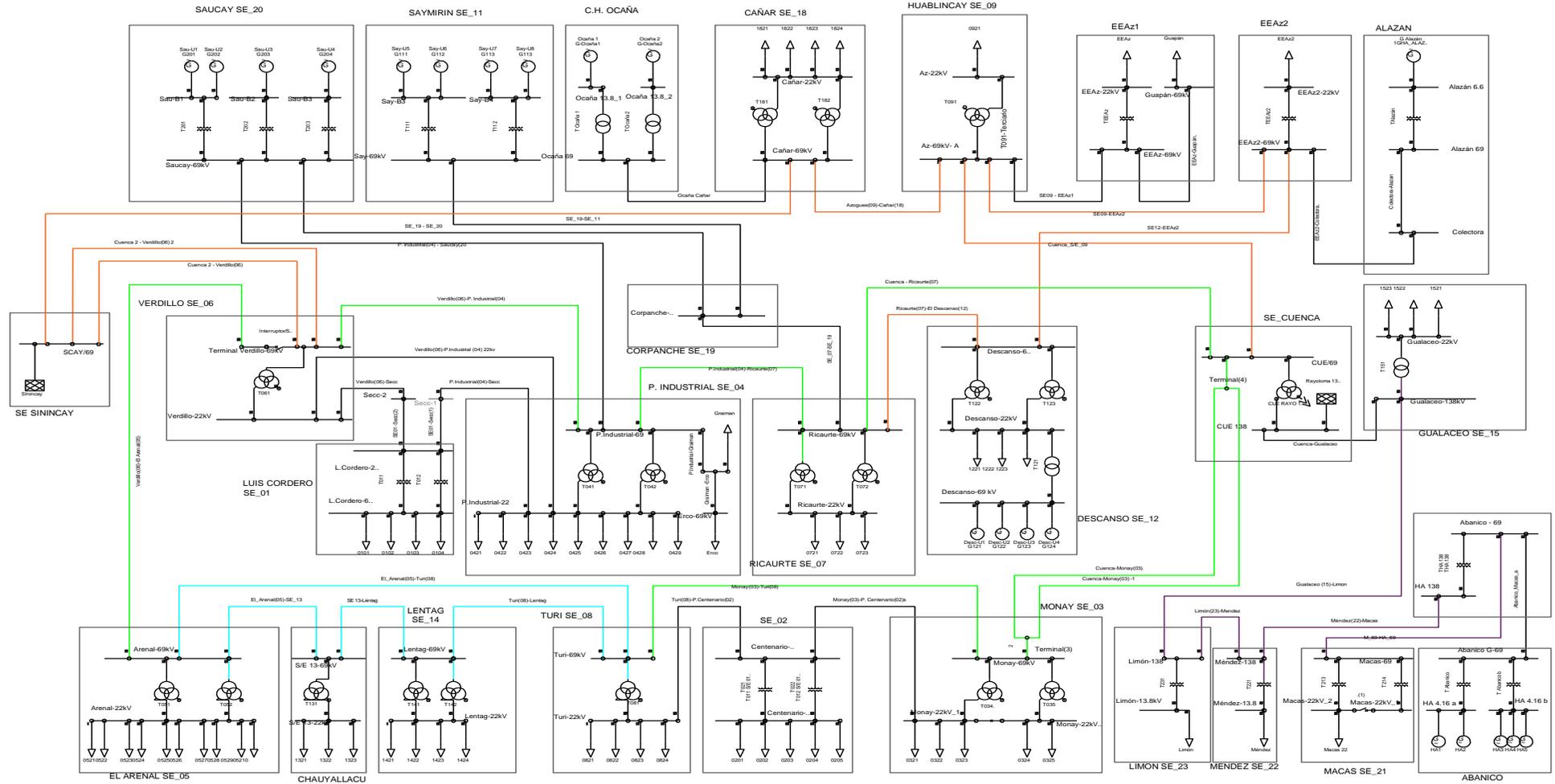


Figura 11. Diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de la EERCS

ANEXO 2

```
1:  $P \leftarrow \{x_1, x_2, \dots, x_\mu\}$  Generar aleatoriamente  $\mu$  individuos (población inicial)
2: Evaluar en la función objetivo, los individuos de  $P$ 
3:  $R \leftarrow \{R_1, R_2, \dots\}$  Determinar los conjuntos Pareto a partir de los rangos (posición) de  $P$ 
4: Calcular la distancia de separación de los individuos por cada conjunto  $R_i$ 
5:  $F_{mejor} \leftarrow$  conjunto de Pareto de  $P$ , esto es,  $R_1$ 
6:  $G \leftarrow 0$  contador del número de generaciones (iteraciones)
7: mientras  $G \leq G_{max}$  o  $F_{mejor}$  no es el deseado hacer
8:    $Q \leftarrow$  generarHijos( $P$ ) mediante Selección, Cruzamiento y Mutación
9:   Evaluar en la función objetivo a los individuos de  $Q$ 
10:   $Q \leftarrow Q \cup P$ 
11:   $P \leftarrow \emptyset$ 
12:   $R \leftarrow \{R_1, R_2, \dots\}$  Determinar los conjuntos Pareto a partir de los rangos (posición) de  $Q$ 
13:   $F_{mejor} \leftarrow$  Conjunto de Pareto de  $Q$ 
14:  por cada conjunto de Pareto  $R_i \in R$  hacer
15:    Calcular la distancia de separación de los individuos de  $R_i$ 
16:    si  $\|P\| + \|R_i\| \geq \mu$  entonces
17:      Añadir a  $P$ , los  $m - \|P\|$  individuos de  $R_i$  más diferentes (según distancia)
18:      salir del ciclo
19:    si no
20:       $P \leftarrow P \cup R_i$ 
21:     $G \leftarrow G + 1$ 
22: retornar  $F_{mejor}$ 
```

Figura 12. Pseudocódigo del algoritmo NSGA II



ANEXO 3

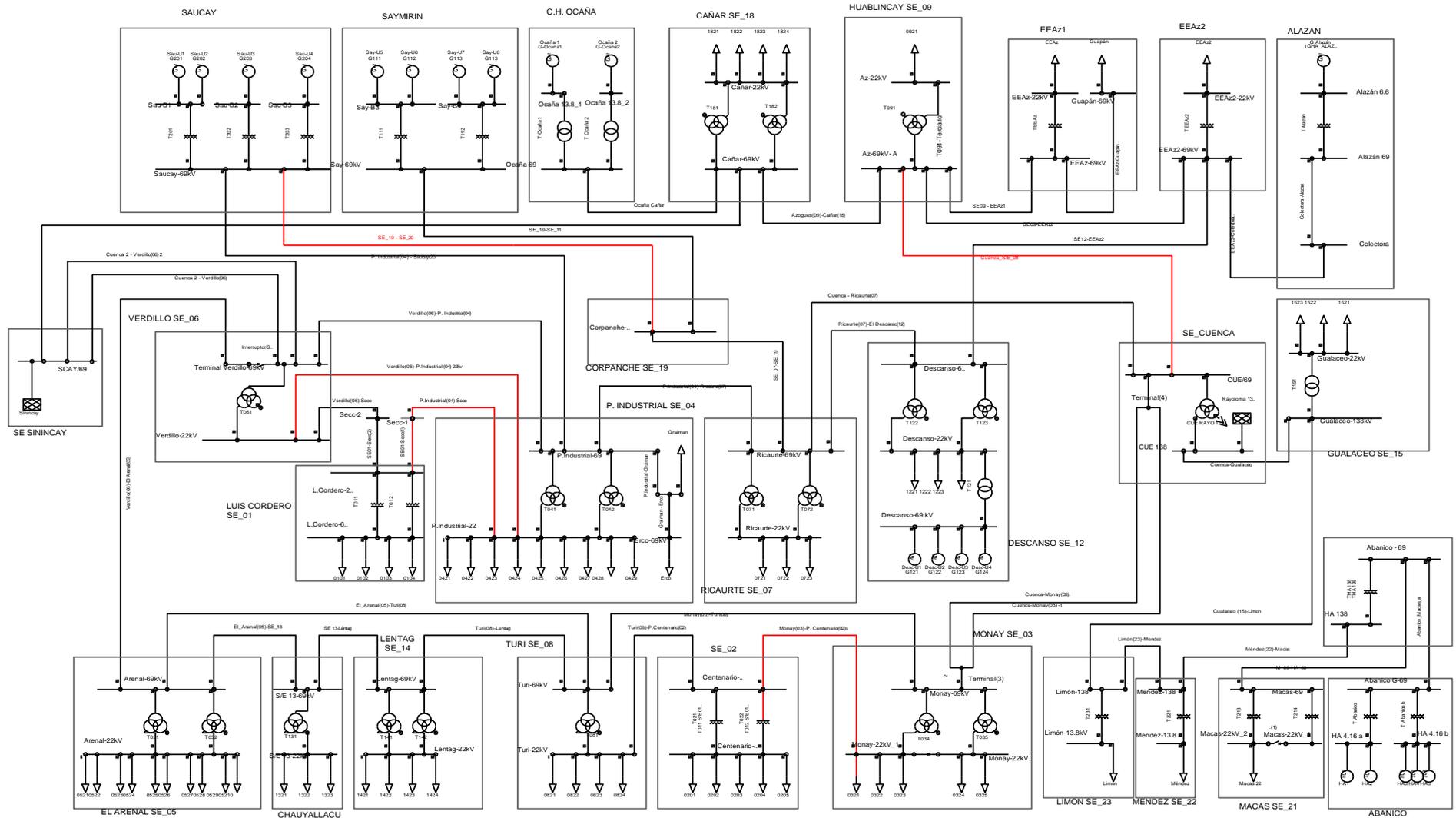


Figura 13. Diagrama unifilar del estado actual (Caso base)



ANEXO 4

TABLA XIX. Costos de interrupción por tipo de cliente (\$/kW) [15]

Sector	Tiempo				
	1 min	20 min	60 min	240 min	480 min
Residencial	0	0,0278	0,1626	1,8126	4,0006
Comercial	0,9797	11,8537	35,1409	166,2123	305,2044
Industrial	1,8808	4,7237	12,2565	46,3678	88,5821
Otros	1,0317	9,5468	20,724	77,7868	153,87

Tabla X. Energía Consumida por cada tipo de clientes

Sector	ENERGÍA CONSUMIDA 2019	
	MWh	% que representa
Residencial	412,078	41,99
Comercial	162,683	16,57
Industrial	332,281	33,86
Otros	74,195	7,56
TOTAL	981,237	100

Tabla XI. Función de Costos por interrupción

1 min	20 min	60 min	240 min	480 min
0,87734321	4,29842314	11,6119247	49,9016841	93,9127449



TABLA XIII. Resultados de NSGA II última iteración

	Costo pérdidas [\$]	Costo energía no suministrada [\$]	Total [\$]
0	724.291,17	117.444,69	841.735,86
1	781.657,94	117.444,69	899.102,64
2	727.423,93	117.444,69	844.868,62
3	628.223,86	597.427,43	1.225.651,29
4	726.128,01	346.877,38	1.073.005,39
5	727.682,50	117.444,69	845.127,19
6	726.635,05	135.783,55	862.418,61
7	726.664,70	117.444,69	844.109,39
8	628.973,34	597.427,43	1.226.400,77
9	628.851,56	615.766,29	1.244.617,85
10	727.308,62	148.616,39	875.925,00
11	730.063,55	117.444,69	847.508,24
12	730.398,57	117.444,69	847.843,26
13	631.107,18	597.427,43	1.228.534,61
14	629.503,62	1.446.151,73	2.075.655,35
15	629.599,82	615.766,29	1.245.366,11
16	728.706,92	227.934,84	956.641,76
17	727.487,73	246.273,71	973.761,44
18	730.303,85	117.444,69	847.748,55
19	730.212,98	135.783,55	865.996,53
20	729.051,02	178.502,80	907.553,82
21	735.869,90	117.444,69	853.314,59
22	629.602,59	615.766,29	1.245.368,89
23	633.153,13	597.427,43	1.230.580,57
24	729.677,90	207.126,26	936.804,16
25	730.593,61	135.783,55	866.377,16
26	730.610,76	117.444,69	848.055,45
27	746.745,13	117.444,69	864.189,82
28	630.773,24	1.413.569,26	2.044.342,51
29	632.393,16	615.766,29	1.248.159,46
30	636.025,02	597.427,43	1.233.452,45
31	729.847,45	431.010,33	1.160.857,78
32	732.743,61	117.444,69	850.188,30
33	730.494,24	246.273,71	976.767,95
34	731.717,38	135.783,55	867.500,93
35	731.512,52	148.616,39	880.128,91
36	631.407,60	1.431.908,13	2.063.315,73
37	634.513,46	615.766,29	1.250.279,75
38	637.250,04	597.427,43	1.234.677,47
39	633.752,63	1.390.494,86	2.024.247,49

40	732.611,30	196.841,67	929.452,96
41	733.232,96	135.783,55	869.016,52
42	731.333,07	328.748,11	1.060.081,17
43	731.245,64	472.066,42	1.203.312,06
44	817.282,48	117.444,69	934.727,17
45	631.407,70	1.431.908,13	2.063.315,82
46	634.566,54	1.372.156,00	2.006.722,54
47	636.010,66	676.824,41	1.312.835,07
48	636.667,24	615.766,29	1.252.433,53
49	735.780,74	135.783,55	871.564,29
50	733.304,52	196.841,67	930.146,19
51	736.226,13	135.783,55	872.009,69
52	734.492,08	151.731,48	886.223,56
53	633.317,48	1.431.908,13	2.065.225,61
54	635.437,85	1.372.156,00	2.007.593,85
55	632.912,20	2.239.219,15	2.872.131,35
56	636.670,58	615.766,29	1.252.436,87
57	734.909,75	178.502,80	913.412,55
58	734.307,50	196.841,67	931.149,16
59	736.019,83	135.783,55	871.803,39
60	737.188,84	135.783,55	872.972,39
61	636.718,50	676.824,41	1.313.542,90
62	634.409,10	1.446.151,73	2.080.560,83
63	633.668,87	2.283.355,11	2.917.023,98
64	633.857,53	2.206.636,69	2.840.494,22
65	637.401,64	615.766,29	1.253.167,94
66	734.309,06	196.841,67	931.150,72
67	796.512,63	135.783,55	932.296,18
68	796.531,49	135.783,55	932.315,04
69	745.002,70	140.793,39	885.796,10
70	634.881,88	2.206.636,69	2.841.518,57
71	635.670,93	1.492.966,24	2.128.637,17
72	636.642,21	1.446.151,73	2.082.793,94
73	637.812,05	615.766,29	1.253.578,34
74	637.101,30	676.824,41	1.313.925,71
75	735.567,23	268.184,37	1.003.751,60
76	835.456,60	266.482,37	1.101.938,97
77	636.086,72	2.206.636,69	2.842.723,41
78	636.361,74	1.492.966,24	2.129.327,97
79	636.086,48	3.117.835,80	3.753.922,28
80	637.815,78	615.766,29	1.253.582,08
81	735.621,98	346.877,38	1.082.499,37
82	636.801,97	1.576.036,00	2.212.837,97
83	637.890,14	615.766,29	1.253.656,44



84	786.309,54	388.591,31	1.174.900,85
85	739.359,45	466.536,83	1.205.896,28
86	637.928,92	2.323.556,59	2.961.485,51
87	638.017,04	890.275,76	1.528.292,81
88	639.496,12	615.766,29	1.255.262,41
89	643.022,82	615.766,29	1.258.789,12
90	790.613,54	449.649,42	1.240.262,96
91	791.213,61	406.930,17	1.198.143,77
92	791.962,25	406.930,17	1.198.892,42
93	853.650,36	388.591,31	1.242.241,66
94	757.524,07	474.056,54	1.231.580,61
95	758.016,15	474.056,54	1.232.072,69
96	638.018,42	890.275,76	1.528.294,18



ANEXO 6

TABLA XIIIIV. Configuración binaria de mejores resultados

	Abanico_Macas_a	Azogues(09)-Cañar(18)	Cuenca 2 - Verdillo (06) 2	Cuenca-Gualaceo	Cuenca-Monay(03)	Cuenca-Monay(03)-1	Cuenca-Ricaurte(07)	Cuenca_S/E 09	El_Arenal(05)-SE 13	El_Arenal(05)-Turi(08)	Gualaceo (15) - Limón	Limón(23)-Méndez	M_69-HA_69	Monay(03)-P.Centenario(02)s	Méndez(22)-Macas	P.Industrial(04)-Ricaurte(07)	P.Industrial(04)-Saucay(20)	P.Industrial(04)-Secc	SE 13-Léntag	SE01-Secc(1)	SE09-EEAz2	SE12-EEAz2	SE_19-SE_20	Sinincay - SE18	Verdillo(06)-P.Industrial (04)22kV	Verdillo(06)-P.Industrial(04)	Costo pérdidas [\$]	Costo energía no suministrada [\$]	No. Lineas Desconectadas
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	724291,17	117444,69	0
7	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	726664,70	117444,69	1
2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	727423,93	117444,69	2
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	727682,50	117444,69	3
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	730063,55	117444,69	2
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	730303,85	117444,69	2
12	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	730398,57	117444,69	3
26	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	730610,76	117444,69	3
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	732743,61	117444,69	4
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	735869,90	117444,69	3
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	1	726635,05	135783,55	4
27	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	746745,13	117444,69	2
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	730212,98	135783,55	2
25	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	1	730593,61	135783,55	5



34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	731717,38	135783,55	4		
41	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	733232,96	135783,55	4		
49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	735780,74	135783,55	3		
59	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	736019,83	135783,55	4		
51	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	736226,13	135783,55	5		
60	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	737188,84	135783,55	2		
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	727308,62	148616,39	3		
35	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	731512,52	148616,39	4		
69	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	0	745002,70	140793,39	6	
52	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	734492,08	151731,48	3	
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	781657,94	117444,69	3	
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	729051,02	178502,80	2	
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	734909,75	178502,80	4	
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	732611,30	196841,67	3		
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	733304,52	196841,67	4	
58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	734307,50	196841,67	5	
66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	734309,06	196841,67	5		
67	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	796512,63	135783,55	5	
68	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	1	796531,49	135783,55	6		
44	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	817282,48	117444,69	5	
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	729677,90	207126,26	3	
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	728706,92	227934,84	4
No. Veces línea desconecta da	0	0	2	0	1	3	8	5	0	17	0	0	0	6	0	8	0	10	0	13	0	1	19	0	15	15					



ANEXO 7

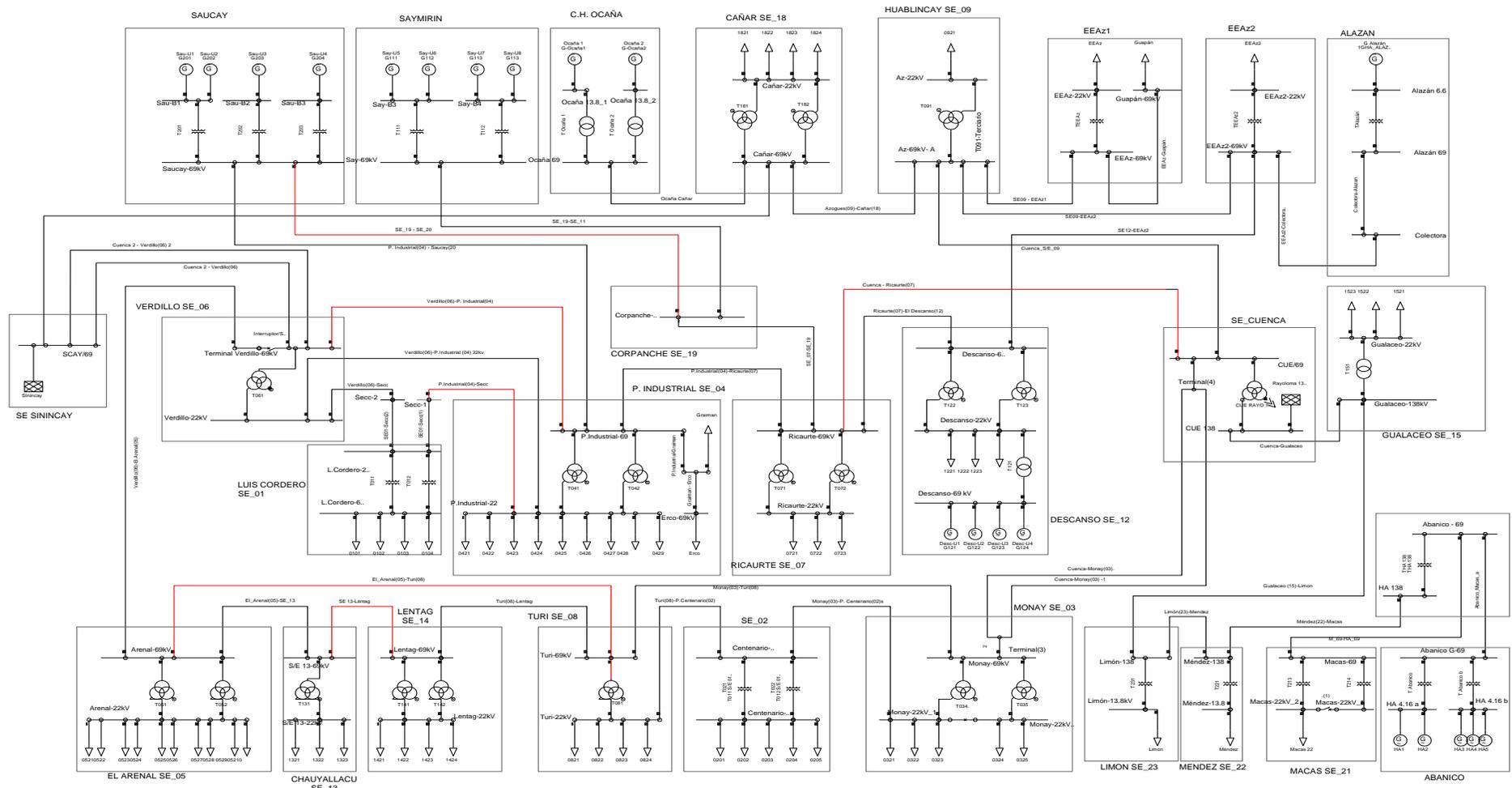


Figura 14. Diagrama unifilar del caso 68



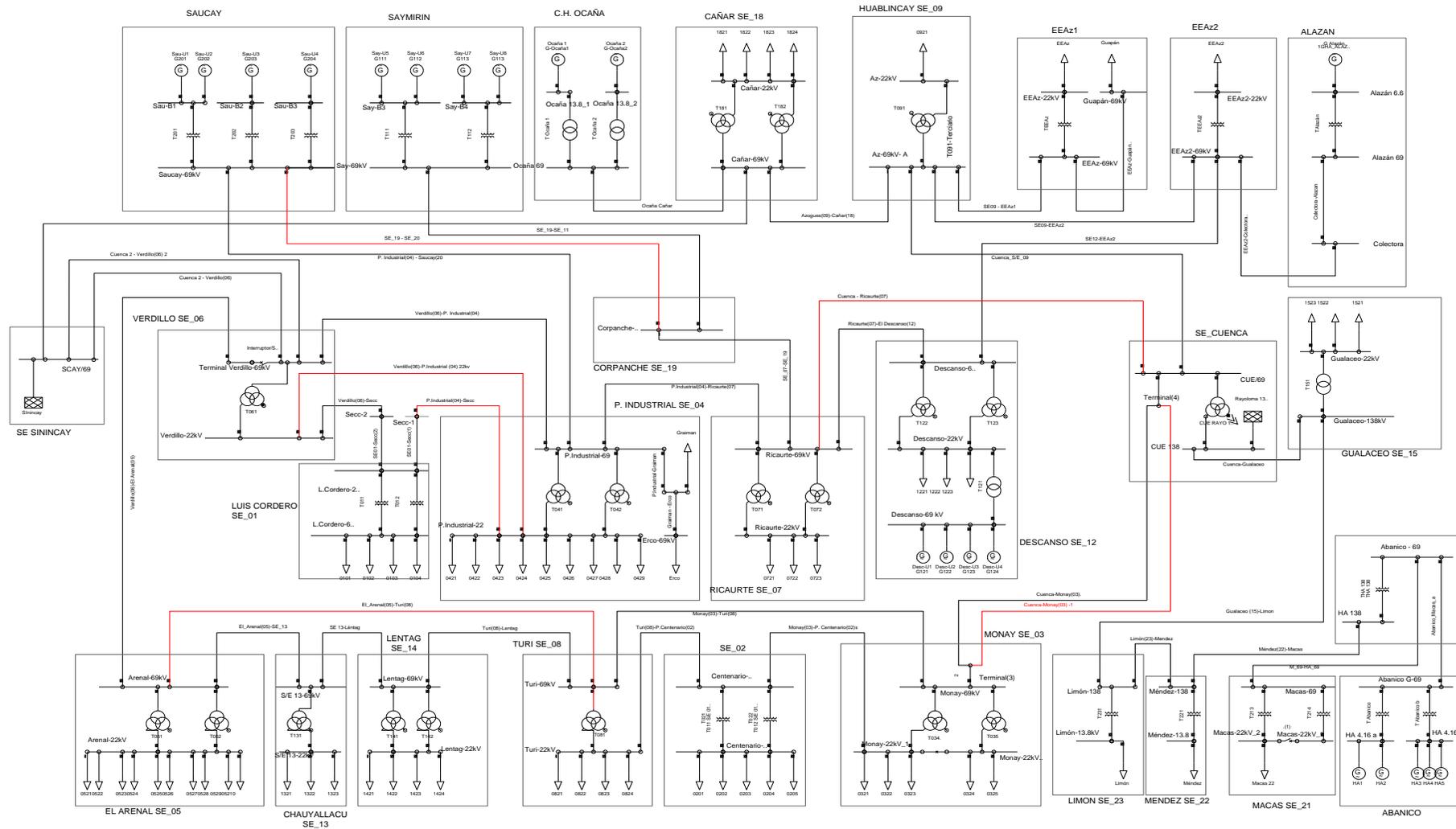


Figura 15. Diagrama unifilar del caso óptimo (Caso 69)



Tabla XIVV. Estados de carga generados por DigSILENT para las cargas del sistema

CARGAS		62,07303%	13,75736%	12,83863%	11,33098%
101	MW	0,906524	0,998014	0,947963	0,83474
	MVAR	-0,04725	-0,04725	-0,04725	-0,04725
102	MW	0,878326	0,991113	0,94222	0,790166
	MVAR	-0,15	-0,15	-0,15	-0,15
103	MW	0,588095	0,651027	0,617083	0,541476
	MVAR	-0,25925	-0,25925	-0,25925	-0,25925
104	MW	1,135078	1,258031	1,148789	1,126965
	MVAR	0,231	0,231	0,231	0,231
201	MW	0,678702	0,745565	0,702752	0,634553
	MVAR	0,0315	0,0315	0,0315	0,0315
202	MW	1,039548	1,131301	1,070624	1,005842
	MVAR	0	0	0	0
203	MW	0,719571	0,764435	0,746055	0,68131
	MVAR	0,09525	0,09525	0,09525	0,09525
204	MW	1,247852	1,387894	1,293596	1,17264
	MVAR	0	0	0	0
205	MW	0,932653	0,995908	0,971596	0,844033
	MVAR	0,023	0,023	0,023	0,023
321	MW	3,004429	3,455736	3,113872	2,88526
	MVAR	0,56	0,56	0,56	0,56
322	MW	1,811901	1,921473	1,826477	1,800166
	MVAR	0,3925	0,3925	0,3925	0,3925
323	MW	2,03992	2,11488	2,070092	2,000894
	MVAR	0,025	0,025	0,025	0,025

324	MW	2,051985	2,155771	2,074697	2,02264
	MVAR	-0,0225	-0,0225	-0,0225	-0,0225
325	MW	2,310577	2,432911	2,350826	2,305634
	MVAR	0,40375	0,40375	0,40375	0,40375
421	MW	2,616539	2,859315	2,771229	2,133971
	MVAR	0,602462	0,602462	0,602462	0,602462
422	MW	1,929973	1,986421	1,999303	1,758337
	MVAR	0,008723	0,008723	0,008723	0,008723
423	MW	2,980918	3,035377	2,968844	3,220686
	MVAR	0,673715	0,673715	0,673715	0,673715
424	MW	1,878554	2,011336	2,078734	1,639314
	MVAR	0,240997	0,240997	0,240997	0,240997
425	MW	5,548972	5,624384	5,766789	5,553472
	MVAR	2,215	2,215	2,215	2,215
426	MW	1,705089	2,09399	1,864092	1,059522
	MVAR	-0,0125	-0,0125	-0,0125	-0,0125
427	MW	2,692349	2,852414	2,768239	2,429397
	MVAR	0,2025	0,2025	0,2025	0,2025
428	MW	0,070285	0	0,058349	0,066445
	MVAR	-0,32614	-0,32614	-0,32614	-0,32614
429	MW	0	0	0	0
	MVAR	0	0	0	0
521	MW	2,482478	2,431935	2,451468	2,616778
	MVAR	-0,0725	-0,0725	-0,0725	-0,0725
5210	MW	1,421873	2,128921	1,715258	1,192157
	MVAR	0,206	0,206	0,206	0,206
522	MW	2,249063	2,422757	2,328844	2,24185
	MVAR	0,1975	0,1975	0,1975	0,1975



523	MW	3,111681	3,372021	3,230514	3,012557
	MVAR	0,4275	0,4275	0,4275	0,4275
524	MW	2,561347	2,553373	2,827578	2,383389
	MVAR	0,7725	0,7725	0,7725	0,7725
525	MW	2,525423	2,558818	2,503413	2,679875
	MVAR	0,29	0,29	0,29	0,29
526	MW	2,865055	2,327568	2,620862	3,129376
	MVAR	0,4175	0,4175	0,4175	0,4175
527	MW	1,666911	1,632123	1,630128	1,784075
	MVAR	-0,16554	-0,16554	-0,16554	-0,16554
528	MW	0	0,211593	0	0
	MVAR	0	0	0	0
529	MW	3,433839	3,674843	3,571619	3,149142
	MVAR	1,085911	1,085911	1,085911	1,085911
721	MW	1,7683	1,831301	1,826055	1,766507
	MVAR	0,3625	0,3625	0,3625	0,3625
722	MW	4,289366	4,257551	4,633706	4,143181
	MVAR	0,835	0,835	0,835	0,835
723	MW	3,051085	3,585394	3,099303	2,889397
	MVAR	0,57	0,57	0,57	0,57
821	MW	3,295943	3,375856	3,334826	3,292391
	MVAR	0,3425	0,3425	0,3425	0,3425
822	MW	2,309264	2,431233	2,287578	2,361268
	MVAR	0,0845	0,0845	0,0845	0,0845
823	MW	0,800342	0,750822	0,773798	0,86973
	MVAR	-0,046	-0,046	-0,046	-0,046
824	MW	1,390186	1,398356	1,360807	1,469252
	MVAR	0,248	0,248	0,248	0,248

921	MW	1,490061	1,505634	1,458257	1,608607
	MVAR	0,06825	0,06825	0,06825	0,06825
1221	MW	2,27348	2,342808	2,267853	2,36341
	MVAR	0	0	0	0
1222	MW	0,599059	0,567962	0,576734	0,703243
	MVAR	0	0	0	0
1223	MW	1,305465	1,310257	1,252954	1,427006
	MVAR	0	0	0	0
1321	MW	0	0	0	0
	MVAR	0,07	0,07	0,07	0,07
1322	MW	0	0	0	0
	MVAR	0,07	0,07	0,07	0,07
1322	MW	0	0	0	0
	MVAR	0,07	0,07	0,07	0,07
1421	MW	1,932899	1,915017	1,883321	2,139023
	MVAR	0,53175	0,53175	0,53175	0,53175
1422	MW	1,177059	1,190685	1,157413	1,336424
	MVAR	-0,2385	-0,2385	-0,2385	-0,2385
1423	MW	1,308964	1,328134	1,277523	1,512994
	MVAR	0,07525	0,07525	0,07525	0,07525
1424	MW	2,815639	2,629521	2,941394	2,888628
	MVAR	0,6905	0,6905	0,6905	0,6905
1521	MW	2,325264	2,335479	2,282514	2,505863
	MVAR	0,0865	0,0865	0,0865	0,0865
1522	MW	1,977283	2,08226	1,98455	1,986299
	MVAR	-0,0645	-0,0645	-0,0645	-0,0645
1523	MW	1,384607	1,118647	1,62655	1,476653
	MVAR	-0,1615	-0,1615	-0,1615	-0,1615



1821	MW	0,798235	0,815599	0,779688	0,848212
	MVAR	-0,135	-0,135	-0,135	-0,135
1822	MW	1,243769	1,328065	1,257321	1,379023
	MVAR	-0,0975	-0,0975	-0,0975	-0,0975
1823	MW	1,486307	1,459692	1,479376	1,774782
	MVAR	-0,16975	-0,16975	-0,16975	-0,16975
1824	MW	1,233306	1,306884	1,23222	1,238046
	MVAR	-0,0115	-0,0115	-0,0115	-0,0115
EEAz	P.(MW)	3,669662	6,904606	3,787945	2,344491
	Q.(MVAR)	0,010333	0,010333	0,010333	0,010333
EEAz2	MW	2,676245	2,186397	2,561512	3,914484
	MVAR	0,228841	0,228841	0,228841	0,228841
Ercó	MW	4,14633	4,204366	4,149413	0
	MVAR	0,642512	0,642512	0,642512	0,642512
Graiman	MW	5,632433	6,250154	5,936147	6,995426
	MVAR	2,501805	2,501805	2,501805	2,501805
Guapán	MW	5,193526	5,709332	5,518459	3,43106
	MVAR	1,545191	1,545191	1,545191	1,545191
Limón	MW	0,886004	0,833219	0,868055	0,968087
	MVAR	0,243722	0,243722	0,243722	0,243722
Macas 22	MW	6,106789	5,983784	6,107651	6,469252
	MVAR	1,179547	1,179547	1,179547	1,179547
Méndez	MW	1,711108	1,711108	1,711108	1,711108
	MVAR	0,218499	0,218499	0,218499	0,218499



Tabla XV. Estados de carga generados por DigSILENT para los generadores del sistema

GENERADORES		62,07303%	13,75736%	12,83863%	11,33098%
Desc-U1	MW	0	0	0	0
	MVAR	0	0	0	0
Desc-U2	MW	0	0	0	0
	MVAR	0	0	0	0
Desc-U3	MW	0	0	0	0
	MVAR	0	0	0	0
Desc-U4	MW	0	0	0	0
	MVAR	0	0	0	0
G Alazán	MW	3,715791	3,612432	-0,00077	3,5942
	MVAR	0,609264	0,609264	0,609264	0,609264
HA1	MW	5,902387	7,39327	5,92022	5,610208
	MVAR	-0,7788	-0,7788	-0,7788	-0,7788
HA2	MW	5,902387	7,39327	5,92022	5,610208
	MVAR	-0,7788	-0,7788	-0,7788	-0,7788
HA3	MW	5,902387	7,39327	5,92022	5,610208
	MVAR	-0,7788	-0,7788	-0,7788	-0,7788
HA4	MW	5,902387	7,39327	5,92022	5,610208
	MVAR	-0,7788	-0,7788	-0,7788	-0,7788
HA5	MW	5,902387	7,39327	5,92022	5,610208
	MVAR	-0,7788	-0,7788	-0,7788	-0,7788
Ocaña 1	MW	12,58263	10,69425	12,59945	11,02227
	MVAR	-1,04278	-1,04278	-1,04278	-1,04278
Ocaña 2	MW	12,58263	10,69425	12,59945	11,02227
	MVAR	-1,04278	-1,04278	-1,04278	-1,04278
Sau-U1	MW	2,091438	2,58089	1,986954	2,501476
	MVAR	0,812926	0,812926	0,812926	0,812926

Sau-U2	MW	2,091438	2,58089	1,986954	2,501476
	MVAR	0,812926	0,812926	0,812926	0,812926
Sau-U3	MW	4,182717	4,697911	3,973945	5,002827
	MVAR	1,625851	1,625851	1,625851	1,625851
Sau-U4	MW	4,182717	4,697911	3,973945	5,002827
	MVAR	1,625851	1,625851	1,625851	1,625851
Say-U5	MW	2,386429	2,042842	2,431927	2,223493
	MVAR	0,655062	0,655062	0,655062	0,655062
Say-U6	MW	2,386429	2,042842	2,431927	2,223493
	MVAR	0,655062	0,655062	0,655062	0,655062
Say-U7	MW	3,637332	3,720634	3,703615	3,714636
	MVAR	0,150152	0,150152	0,150152	0,150152
Say-U8	MW	3,637332	3,720634	3,703615	3,714636
	MVAR	0,150152	0,150152	0,150152	0,150152