

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN

INFORME

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

“MAGISTER EN AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL INDUSTRIAL”

TEMA:

“DISEÑO DE UN MECANISMO DE AUTOMATIZACIÓN PARA EL
MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO DE UNA EMPRESA
DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CASO DE UNA
CONTINGENCIA POR FALLA TRIFÁSICA”

AUTOR:

LUIS CARLOS GALARZA CHACÓN

GUAYAQUIL - ECUADOR

AÑO: 2016

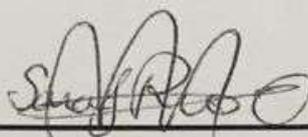
AGRADECIMIENTO

A Dios, y su divina e infinita misericordia; A mis profesores de la Maestría de Control y Automatización Industrial por su dedicación en la enseñanza y apoyo brindados a mi formación profesional.

DEDICATORIA

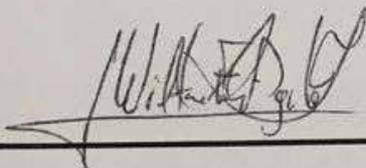
A mi Esposa Jenny por su comprensión y amor incondicional. A mi padre Milton y mi madre Angelita por sus esfuerzos y enseñanzas; A mis hermanas Angie y Gricelda y compañeros de trabajo por el apoyo permanente.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



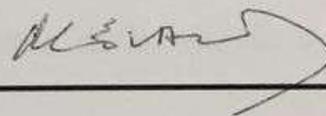
MSc. Sara Ríos O.

PRESIDENTE



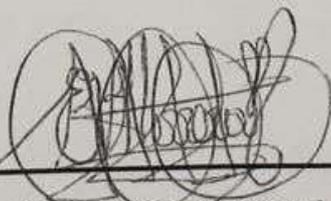
PhD. Wilton Edixon Agila Gálvez

VOCAL



MSc. Holger Ignacio Cevallos Ulloa

VOCAL

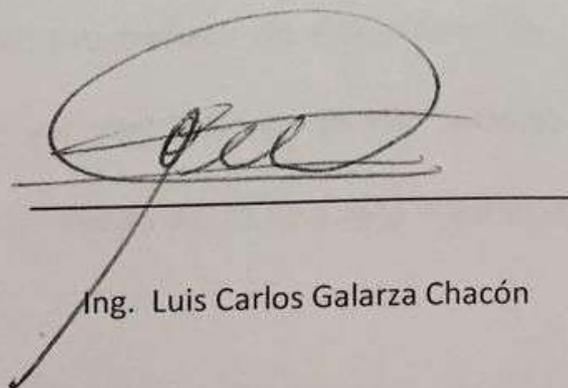


MSc. Efrén Vinicio Herrera Muentes

VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este informe profesional, me corresponde exclusivamente; el patrimonio intelectual del mismo, corresponde exclusivamente a la Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, de la Escuela Superior Politécnica del Litoral.



Ing. Luis Carlos Galarza Chacón

RESUMEN

Uno de los componentes de la planificación eléctrica del sistema de distribución, es la correcta proyección de la carga en las distintas subestaciones que se encuentran en la red del sistema. El crecimiento vegetativo y los proyectos asociados a la expansión del sistema, exigen un incremento en la demanda y en consecuencia una mayor cargabilidad en el punto de entrega del sistema nacional interconectado.

El exceso de carga en los puntos de entrega obliga a las distribuidoras eléctricas a realizar ciertas maniobras para disminuir el nivel de cargabilidad. Por este motivo, se deben diseñar políticas y lineamientos por parte de las empresas distribuidoras encaminados al diseño de mecanismos de descarga.

Adicional a ello, pueden existir fallas trifásicas en el sistema nacional interconectado, para lo cual se requerirá diseñar maniobras similares a las de descarga por exceso de cargabilidad.

Para ambos casos, el departamento de planificación debe tener un lineamiento diseñado para proteger la confiabilidad del sistema con el menor número de clientes afectados. En el presente trabajo se desarrollará un mecanismo de respuesta automática basado en la implementación de una red Petri en un PLC, para el caso particular de dos empresas de distribución eléctrica cuando exista una falla trifásica (situación de contingencia) en una de ellas.

INDICE GENERAL

	Pág.
AGRADECIMIENTO	1
DEDICATORIA	2
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	3
DECLARACIÓN EXPRESA.....	4
RESUMEN	5
INDICE GENERAL	6
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABLAS.....	9
CAPÍTULO I	10
1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	10
1.1 ANTECEDENTE	10
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	11
1.3 JUSTIFICACIÓN	12
1.4 SOLUCIÓN PROPUESTA	13
1.5 OBJETIVOS.....	13
1.6 METODOLOGÍA	14
1.7 ALCANCE.....	14
CAPÍTULO II	15
2. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	15
2.1 MODELADO DE LA RESPUESTA DEL MECANISMO DE AUTOMATIZACIÓN ANTE UNA FALLA TRIFÁSICA.	15
2.2 DISEÑO DE LA RED PETRI PARA MANIOBRAS ANTE UNA FALLA EN EL PUNTO DE ENTREGA.	16
2.3 PROGRAMACIÓN EN EL PLC SIMATIC STEP 7.....	20

2.3.1	Descripción del algoritmo de Maniobra ante fallas	20
2.4	SIMULACIONES DE FALLAS EN DISTINTAS CONDICIONES.....	28
2.5	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.....	31
2.6	DATOS REALES DE TIEMPO DE DESPEJE DE FALLAS TRIFASICAS SIN LA AUTOMATIZACIÓN	31
CONCLUSIONES		33
BIBLIOGRAFÍA.....		34
ANEXOS		35
ANEXO 1		36
ANEXO 2		37
ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN CON EL SCADA NACIONAL.....		37
ANEXO 3		38
REGULACIÓN CONELEC No. 004/01, CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN .		38

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del Sistema de Potencia ante una falla	16
Figura 2. Red Petri de una maniobra ante fallas.....	17
Figura 3. Ventana de Ejecución de la Simulación	30
Figura 4. Resultados de la Simulación	31

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Puntos de Entrega del Sistema Eléctrico Ecuatoriano	11
Tabla 2 Lugares de la Red Petri.....	18
Tabla 3 Transiciones de la Red Petri	18
Tabla 4 Entradas Digitales del PLC.....	19
Tabla 5 Memorias internas del PLC	20
Tabla 6 Salidas Digitales del PLC	20
Tabla 7. Tiempo Real de Fallas en Punto de Entrega*	32

CAPÍTULO I

1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1 ANTECEDENTE

A nivel de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se observa un marcado crecimiento en el financiamiento de proyectos de inversión por parte organismos internacionales; los mismos que están siendo orientados a diversos programas de electrificación o repotenciación del sector eléctrico ecuatoriano.

Durante el desarrollo de su actividad, las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica, dentro de este marco, se ven expuestas a realizar la debida planificación y diseño de los planes de expansión; los cuales tienen previsto el crecimiento de la demanda, sea esta por cargas singulares, proyectos hidroeléctricos, o de índole vegetativo.

La masiva demanda hace que el ente Transmisor en operación mancomunadamente con el ente generador de energía ubique puntos de entrega para cada región (unidades de negocio) ecuatoriana que necesite abastecimiento de la demanda en la distribución. Para el caso del sistema eléctrico ecuatoriano existen 11 unidades de negocio los cuales son alimentados por 25 puntos de entrega. A continuación la tabla 1 describe los Puntos de Entrega a nivel nacional.

Regionales – Unidades de Negocio	Puntos de Entrega Existentes 2016.
Esmeraldas	Esmeraldas y Quinindé
Manabí	Portoviejo (4 Esquinas), Montecristi, Chone y Manta 2
Los Ríos	Nueva Babahoyo
Santo Domingo	Santo Domingo

Regionales – Unidades de Negocio	Puntos de Entrega Existentes 2016.
Guayas – Los Ríos	Pascuales, Dos Cerritos, Quevedo, Milagro
Guayaquil	Pascuales, Policentro, Salitral, Trinitaria, Nueva Prosperina, Caraguay
Milagro	Milagro
Santa Elena	Santa Elena, Posorja (El Morro)
El Oro	Machala (El Cambio)
Bolívar	Riobamba
Sucumbíos	Francisco de Orellana (Coca), Jivino

Tabla 1 Puntos de Entrega del Sistema Eléctrico Ecuatoriano

Ante condiciones operativas actuales de sobrecarga del ente transmisor de energía del sistema eléctrico ecuatoriano, y las proyecciones de crecimiento atípico de la demanda en zonas importantes como: parques industriales y zonas con centros de carga de interés nacional entre otras; es necesario la implementación de políticas y lineamientos para la ejecución de ciertas maniobras de transferencias de carga en condición de alguna contingencia que garanticen la adecuada la operación de los sistemas sin afectación al servicio de los clientes.

Si bien, en el ámbito del servicio técnico las empresas de distribución eléctrica se han sabido realizar anteriormente lineamientos para el restablecimiento del sistema cuando existen fallas o sobrecarga en los puntos de entrega de cada región, las empresas de distribución requieren medir su capacidad de respuesta de una forma automatizada frente a dichos fenómenos contingentes (Anexo 3).

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Los puntos de entrega del ente transmisor abastecen de energía eléctrica a la empresa de distribución la cual contiene clientes de tipo residencial, comercial e industrial. La entrega de voltaje por parte de los puntos de entrega hacia la empresa distribuidora es de 69 kV.

La mayoría de fallas en los puntos de entrega son de carácter monofásico que se ven traducido en fallas trifásicas por el tipo de equipamiento de protección. La falla

provoca el desabastecimiento de energía eléctrica en toda la unidad de negocio provocando un malestar en todos clientes anteriormente mencionados.

Actualmente en las regionales o unidades de negocio ante una falla o sobrecarga de algún punto de entrega se realizan procedimientos o esquemas facilitados con un experto o especialista en el campo de maniobras de subtransmisión que por lo general se encuentra en el área técnica. Esta labor implica levantamiento de información, toma de lectura en los puntos de frontera (entrega) y manejo operativo de las cuadrillas para el restablecimiento y normalización de cada una de las subestaciones eléctrica de las unidades de negocio.

Con este proceso se busca que los procedimientos se automaticen sumándose una solución que se pueda agregar al sistema SCADA que se está implementado actualmente a nivel nacional en todas las unidades de negocio.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Los sistemas eléctricos de distribución para su operatividad técnica en plenitud presentan una alta dependencia del punto de entrega, lo cual provoca que ante la falla o salida del funcionamiento del mismo, los clientes de tipo residencial, comercial e industrial y otros se queden sin servicio eléctrico generando una suspensión de todas sus actividades cotidianas, comerciales e industriales.

Con este antecedente se plantea automatizar la interconexión de dos sistemas eléctricos ante la presencia de falla en uno de ellos: El Sistema de Distribución Eléctrica 1 y Sistema de Distribución Eléctrica 2 son interconectados mediante una línea de subtransmisión; esto conlleva a mejorar los indicadores de calidad del sistema, la

productividad de los clientes y disminuir los niveles de insatisfacción de los clientes afectados.

1.4 SOLUCIÓN PROPUESTA

Para la implementación de una política de planificación eléctrica que conlleve a la automatización de una respuesta ante una falla en los puntos de entrega se propone realizar lo siguiente:

1. Un diseño de la red del sistema de subtransmisión (69 kV) que modele las barras de alimentación del punto de entrega y las subestaciones del sistema de distribución.
2. Elaboración de un esquema del diseño anterior en una red Petri
3. Elaborar un procedimiento que automatice el restablecimiento ante una falla
4. Simulación de la programación del sistema incorporado en un PLC.

En el caso de una falla trifásica en el punto de entrega 2, éste será capaz de restablecer parte de su sistema a través del punto de entrega 1 y una línea de subtransmisión de interconexión (LST) que interconectará los dos puntos de entrega.

1.5 OBJETIVOS

El objetivo general del proyecto es diseñar un mecanismo automatizado de respuesta ante una falla trifásica o sobrecarga en un punto de entrega. Adicionalmente, para alcanzar este objetivo se requiere:

- a. Medir y controlar el tiempo promedio y la variabilidad inherentes al restablecimiento del sistema ante una falla.
- b. Monitorear el cumplimiento de la normativa vigente.
- c. Verificar la estabilidad del mecanismo usando la teoría de Redes Petri.
- d. Simular el desempeño de la programación del sistema en un PLC.

- e. Simular la respuesta del mecanismo ante fallas trifásicas.

1.6 METODOLOGÍA

La metodología a aplicar se inicia con una investigación de campo con los ingenieros en SCADA que realizan maniobras semi-automatizadas para descargar subestaciones en caso de alguna contingencia, esto es con el fin de recopilar la mayor información de detalle que se han tenido en situaciones de reacción ante una falla por el ente transmisor de energía eléctrica.

Luego, se realizará una validación de los procedimientos simulando los tiempos de respuesta de despeje de falla en el software.

Se diseñará el mecanismo de respuesta ante la falla mediante una lógica secuencial en una red Petri para luego llevarlo a lenguaje de escalera que se simulará con el software de programación de PLC de SIMATIC STEP 7.

1.7 ALCANCE

El diseño del mecanismo de automatización será probado hasta el nivel de simulación del comportamiento para el restablecimiento ante una falla que se presenta en un punto de entrega de dos sistemas de distribución; es decir, en este documento no se incluirá implementación.

CAPÍTULO II

2. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

2.1 MODELADO DE LA RESPUESTA DEL MECANISMO DE AUTOMATIZACIÓN ANTE UNA FALLA TRIFÁSICA.

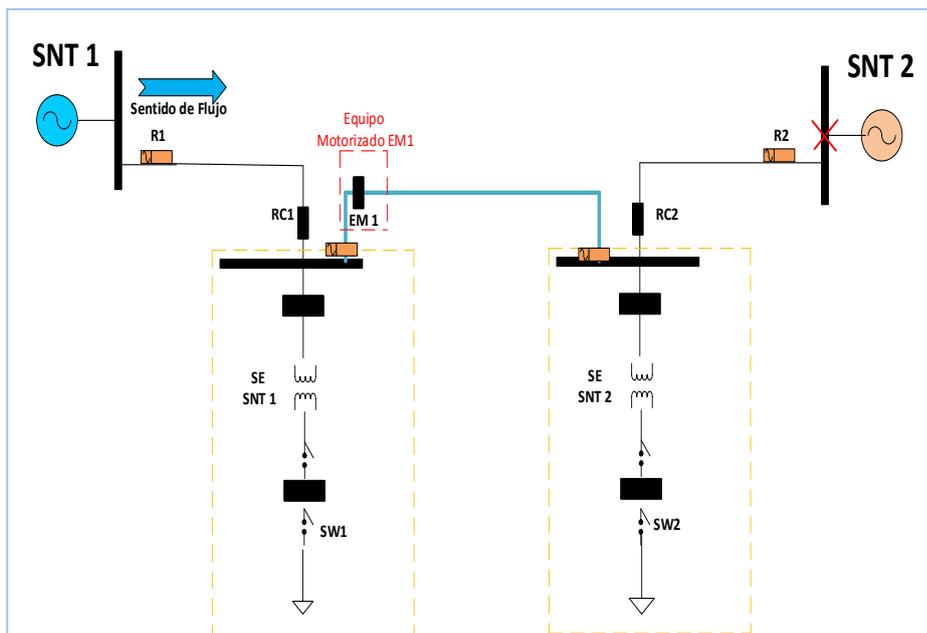
Para el modelado de la respuesta del mecanismo de automatización ante una falla trifásica se lo realizará mediante un armado de la red Petri con los respectivos lugares y transiciones según tablas 1 y 2 que describen la maniobra a realizarse en una red de distribución a nivel de 69 kV ante una contingencia de este tipo.

Para la Red Petri se basó en los criterios de estados y tiempos de respuestas (retardo).

El diseño parte del supuesto de una falla trifásica en el punto de entrega 2, donde el punto de entrega 1 a través de una línea de interconexión alimenta parte de la carga del sistema afectado del punto de entrega 2.

Para el caso del escenario de falla se lo modelará mediante un esquema según figura 1, en el cual se observa los puntos de entrega SNT 1 y SNT 2 que alimentan a las subestaciones SE Snt 1 y SE Snt 2, cada subestación aguas abajo posee seccionadores (Sw1, Sw2) que alimentan a las cargas o alimentadores de la distribuidora . Los relés de líneas R1 y R2 son gobernados a partir de la empresa transmisora. Los interruptores RC1 y RC2 se encuentran en las subestaciones y

son gobernados por la empresa distribuidora. Entre la subestación SE Snt1 y Snt2 existe una línea de interconexión gobernada por un equipo motorizado EM1. Bajo este esquema el punto de entrega 2 presentó una falla que desabastece de energía a la SE Snt 2 y para la automatización del sistema los equipos que gobiernan tienen acceso de comunicación al PLC (Anexo 2).



Donde:

SNT 1: Punto de entrega 1
SNT 2: Punto de entrega 2
R1: Relé de línea 1
R2: Relé de línea 2
EM1: Equipo Motorizado 1 (N.A)
RC 1: Interruptor 1
RC 2: Interruptor 2
SW1: Seccionador 1
SW2: Seccionador 2

Figura 1. Esquema del Sistema de Potencia ante una falla

2.2 DISEÑO DE LA RED PETRI PARA MANIOBRAS ANTE UNA FALLA EN EL PUNTO DE ENTREGA.

Para el diseño de la Red Petri se desarrollaron los correspondientes lugares y transiciones según tabla 2 y tabla 3. La figura 2 detalla el automatismo de maniobra de una red Petri del sistema de distribución en caso de una falla o contingencia, la cual inicia el sistema de potencia operando normalmente desde P0 y luego de una falla se realizan las respectivas maniobras u operaciones en la red hasta llegar a P15.

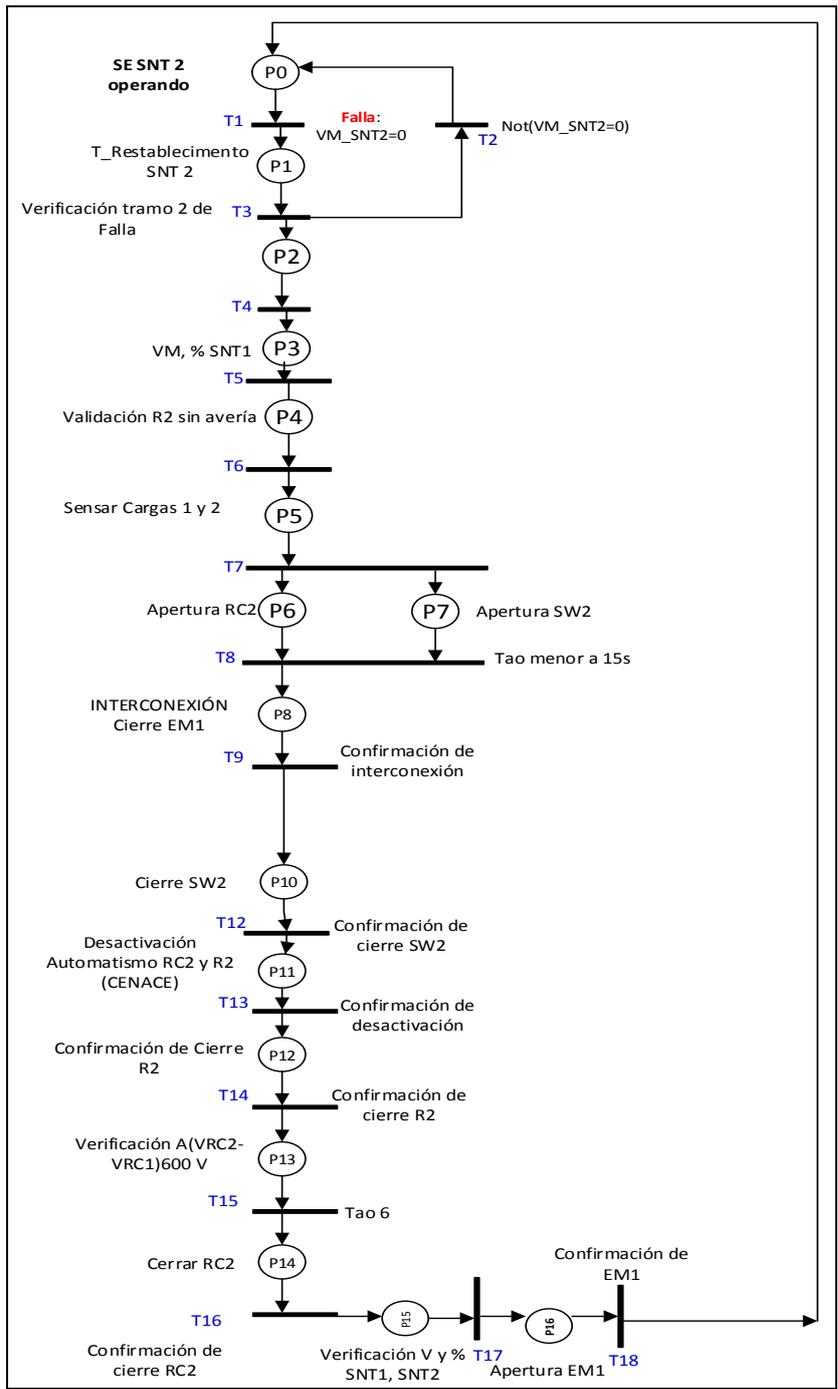


Figura 2. Red Petri de una maniobra ante fallas

LUGARES	DESCRIPCIÓN
P0	OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DEL PUNTO DE ENTREGA 2 BAJO CONDICIONES NORMALES (V1, V2, V3 MAYOR A 0.92 P.U.)
P1	ESPERAR TIEMPO DE REESTABLECIMIENTO ANTE UNA FALLA
P2	VERIFICACIÓN DE DISPARO DE R2 (RELÉ DE LÍNEA) DE LA SNT 2
P3	VERIFICACIÓN DE VOLTAJES Y CARGABILIDAD MENOR AL 80% EN SNT1
P4	VALIDACIÓN DE R2 (RELE DE LINEA SNT2) SIN AVERÍA
P5	SENSAR CARGAS SE SNT1, SNT2
P6	ACTIVACIÓN DE APERTURA DEL INTERRUPTOR DE BARRA DE SUBTRANSMSIÓN DEL SNT2 (RC2)
P7	ACTIVACIÓN DE APERTURA DEL SECCIONADOR DE BARRA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SE SNT2 (SW2)
P8	ACTIVACIÓN DE CIERRE DEL EQUIPO MOTORIZADO PARA LA INTERCONECCIÓN
P9	VERICACIÓN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO
P10	ACTIVACIÓN DE CIERRE DEL SECCIONADOR DE LA BARRA DE DISTRICIÓN DE LA SE SNT2
P11	DESACTIVACIÓN AUTOMATISMO DE RC2 Y R2
P12	ACTIVACIÓN DE CIERRE DE R2
P13	VERIFICACIÓN DE LOS VOLTAJES DE RC2 Y RC1
P14	ACTIVACIÓN DE CIERRE DEL INTERRUPTOR RC2
P15	ACTIVACIÓN DE APERTURA DEL EQUIPO MOTORIZADO PARA NORMALIZAR
P16	ACTIVACIÓN DE CIERRE DEL SECCIONADOR DE BARRA DE DISTRIBUCIÓN DE LA SE SNT2

Tabla 2 Lugares de la Red Petri

TRANSICIONES	DESCRIPCIÓN
T1	VOLTAJES EN BARRA SNT 2 (R2) <u>MENORES</u> AL 0,1 PU
T2	VOLTAJES EN BARRA SNT 2 (R2) <u>MAYORES</u> AL 0,1 PU
T3	VOLTAJE EN BARRA SNT 2 <u>IGUAL</u> A CERO
T4	LECTURA DE DISPARO DE RELE R2
T5	VOLTAJE EN BARRA DE SE SNT1 <u>MAYOR</u> A 0.92 PU Y CARGABILIDAD MENOR A 80%
T6	TIEMPO DE ESPERA DE RESPUESTA
T7	VOLTAJES EN BARRA DISTRIBUCIÓN SW1 <u>MAYORES</u> AL 0,92 PU (OBSERVAR TRANSFERENCIA) Y SW2 IGUAL CERO
T8	VOLTAJES V1, V2, V3 EN SW2 Y SW2 EN BARRA SECCIONADOR SNT2.
T9	VOLTAJES V1, V2, V3 EN SE SNT 1 Y 2 MAYORES 0.92 PU
T10	VOLTAJES EN BARRA SNT 2 (R2) <u>MAYORES</u> AL 0,1 PU
T11	VOLTAJE EN R2 DE SNT2 <u>MENOR</u> A 0.01
T12	VOLTAJE EN R2 DE SW2 <u>MAYOR</u> A 0.92
T13	VOLTAJE EN RC2 <u>MAYOR</u> A 0.92
T14	VOLTAJE EN R2 <u>MAYOR</u> A 0.92
T15	LECTURA DE VOLTAJE EN RC2 Y R2 <u>MAYOR O IGUAL</u> A 0.92
T16	VOLTAJE EN RC2 MAYOR A 0.92
T17	VOLTAJE EN R2 Y R1 MAYOR A 0.92
T18	VOLTAJE EN EM1 IGUAL A CERO
T19	VOLTAJE EN SW2 <u>MAYOR</u> A 0.92

Tabla 3 Transiciones de la Red Petri

Una vez que se valida el procedimiento de las acciones a tomar ante una falla mediante el diseño en una Red Petri, se procede a traducir la red Petri a un lenguaje de PLC usando el software SIMATIC SP-7, el lenguaje PLC facilitará el reconocimiento en el SCADA con las debidas conexiones. A continuación, las señales de entrada que se dispusieron para la elaboración de las rutinas del programa en el PLC se encuentran en la tabla 4. En la tabla 5 y 6 se detalla correspondientemente las memorias y las salidas digitales utilizadas en la programación.

No.	Entrada Digital	Dirección	Equipo
1	"inicio"	%I136.0	-
2	"pc_ld_snt1"	%IW260	Sensor de Cargabilidad del SNT1
3	"r2_snt2"	%IW256	Sensor del Relé de línea 2
4	"vb_rc2_se2"	%I136.2	Sensor de bobina de RC2 (automatismo)
6	r1_snt1	%IW258	Sensor de Voltaje de R1 de SNT 1
7	r2_snt2_ok	%I136.1	Sensor de Voltaje de R2 de SNT 2
8	vld_se2	%IW262	Sensor de Voltaje de Carga 2
9	vrc2_se2	%IW266	Sensor de Voltaje de interruptor de Línea de la SNT2

Tabla 4 Entradas Digitales del PLC

No.	Memoria	Dirección
1	"mi1"	%M2.1
2	"mi2"	%M2.2
3	"mi3"	%MW3
4	"mi4"	%M2.3
5	"mi5"	%M2.4
6	"p00"	%M0.0
7	"p01"	%M0.1
8	"p02"	%M0.2
9	"p03"	%M0.3
10	"p04"	%M0.4
11	"p05"	%M0.5
12	"p06"	%M0.6
13	"p08"	%M0.8
14	"p10"	%M1.2
15	"p11"	%M1.3
16	"p12"	%M1.4
17	"p13"	%M1.5
18	"p14"	%M1.6
19	"p15"	%M1.7
20	"p16"	%M2.0

Tabla 5 Memorias internas del PLC

No.	Salidas digitales	Dirección	Equipo
1	"nc_rc2_snt2"	%Q136.0	Sensor de estado del RC2 del SNT 2
2	"no_em1_in12"	%Q136.2	Sensor de estado del Disyuntor EM1
3	nc_sw2_se2	%Q136.1	Sensor de estado del seccionador SW 2

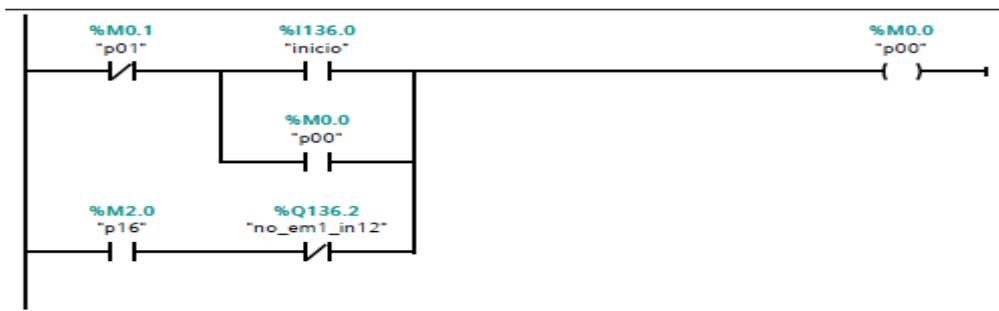
Tabla 6 Salidas Digitales del PLC

2.3 PROGRAMACIÓN EN EL PLC SIMATIC STEP 7

Una vez determinadas las señales de entradas, salidas y memorias del PLC procederemos a realizar la traducción de la Red Petri en un lenguaje secuencial escalera.

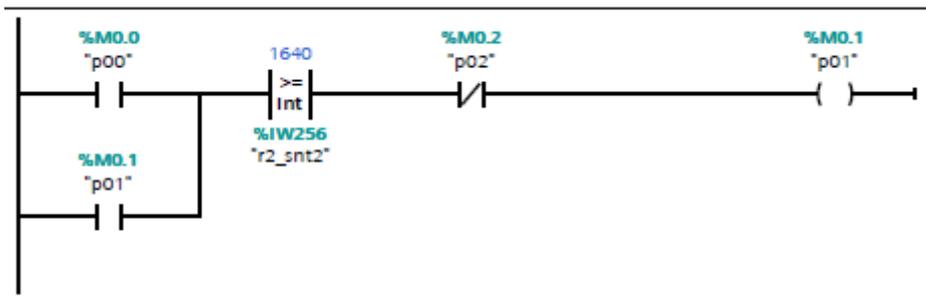
2.3.1 Descripción del algoritmo de Maniobra ante fallas

Para la descripción del algoritmo de restablecimiento del sistema ante una falla se detallará a continuación mediante línea de código un resumen de las operaciones a realizarse con las señales anteriormente expuestas.



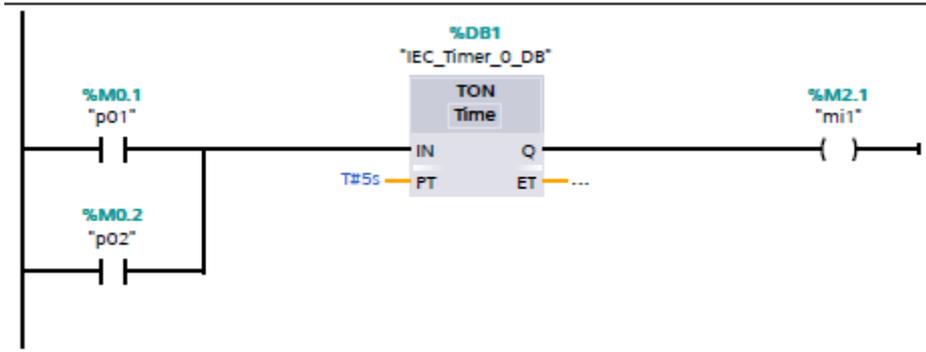
Network 1: Condiciones Normales del Punto de Entrega 2

Symbol	Address	Type
"inicio"	%I136.0	Bool
"no_em1_in12"	%Q136.2	Bool
"p00"	%M0.0	Bool
"p01"	%M0.1	Bool
"p16"	%M2.0	Bool



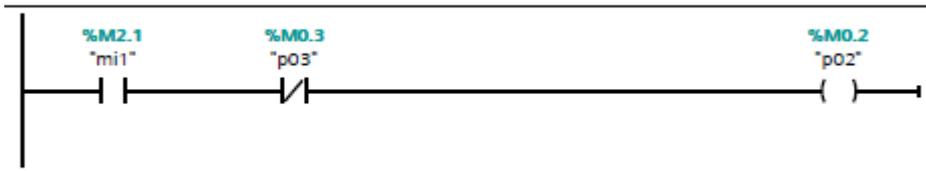
Network 2: Variación de Voltajes en SNT 2 :Presencia de una Falla

Symbol	Address	Type
"p00"	%M0.0	Bool
"p01"	%M0.1	Bool
"p02"	%M0.2	Bool
"r2_snt2"	%IW256	Int



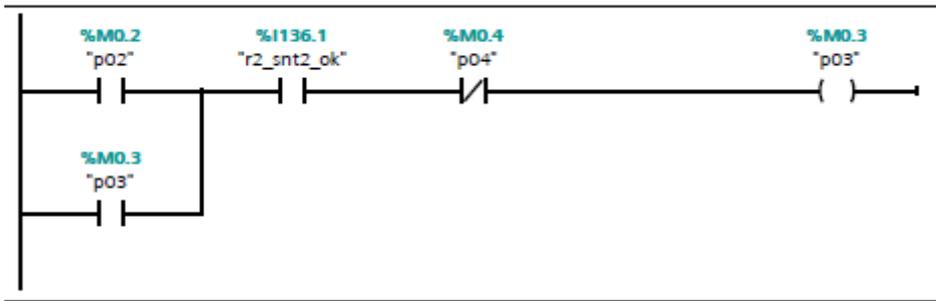
Network 3: Tiempo de reconocimiento de falla en el Punto de entrega

Symbol	Address	Type
"mi1"	%M2.1	Bool
"p01"	%M0.1	Bool
"p02"	%M0.2	Bool



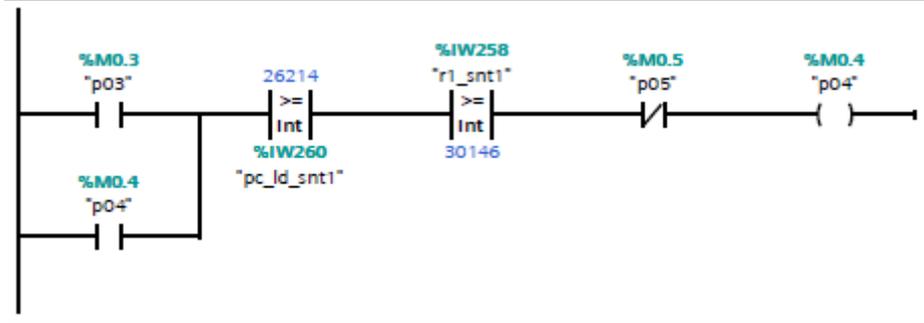
Network 4: Verificación y confirmación de Disparo en Relé de Transelectric

Symbol	Address	Type
"mi1"	%M2.1	Bool
"p02"	%M0.2	Bool
"p03"	%M0.3	Bool



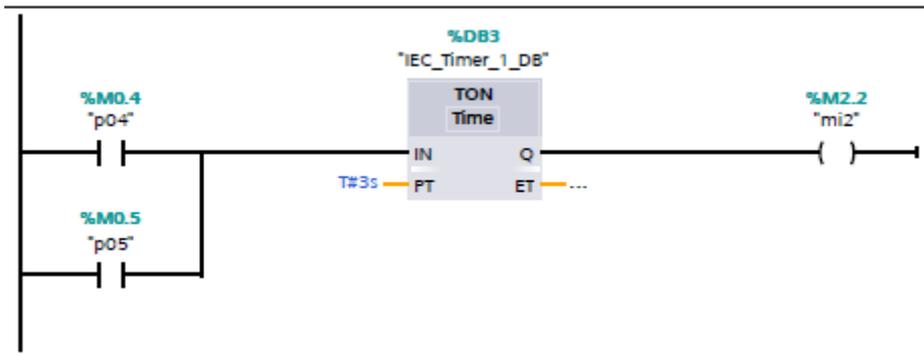
Network 5: Confirmación de Cargabilidad suficiente para transferencia desde el SNT 1

Symbol	Address	Type
"p02"	%M0.2	Bool
"p03"	%M0.3	Bool
"p04"	%M0.4	Bool
r2_snt2_ok	%I136.1	Bool



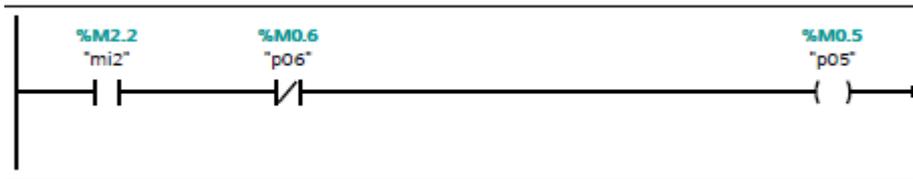
Network 6: Confirmación de No avería en el Relé de línea de SNT 2

Symbol	Address	Type
"p03"	%M0.3	Bool
"p04"	%M0.4	Bool
"p05"	%M0.5	Bool
"pc_id_snt1"	%IW260	Int
r1_snt1	%IW258	Int



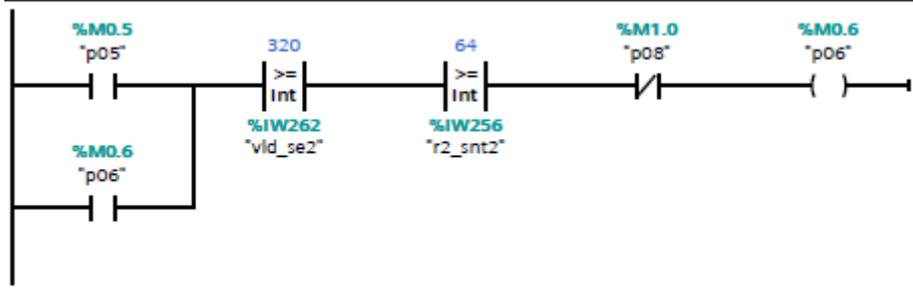
Network 7: Tiempo de verificación por parte Transelectric

Symbol	Address	Type
"mi1"	%M2.1	Bool
"p04"	%M0.4	Bool
"p05"	%M0.5	Bool



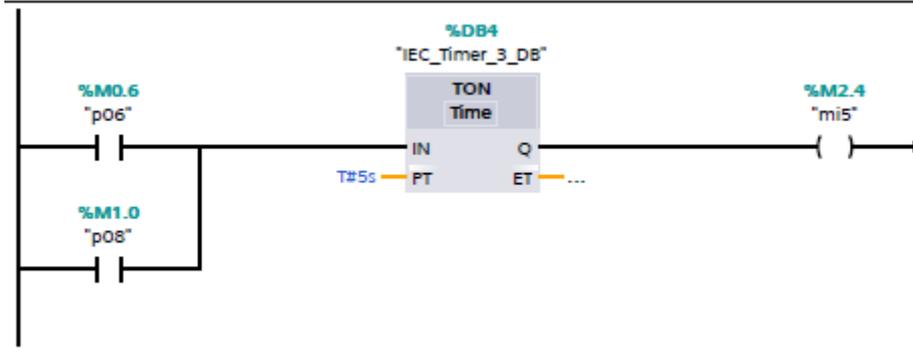
Network 8: Confirmación de no existir voltajes en cargas y en SNT 2

Symbol	Address	Type
"mi2"	%M2.2	Bool
"p05"	%M0.5	Bool
"p06"	%M0.6	Bool



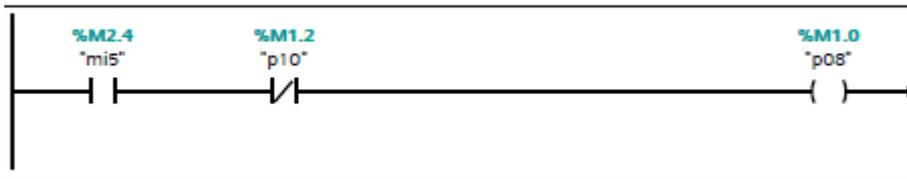
Network 9: Aislamiento de Falla por la Distribuidora (Disyuntor y Seccionador)

Symbol	Address	Type
"p05"	%M0.5	Bool
"p06"	%M0.6	Bool
"p08"	%M0.8	Bool
"r2_snt2"	%IW256	Int
"vld_se2"	%IW262	Int



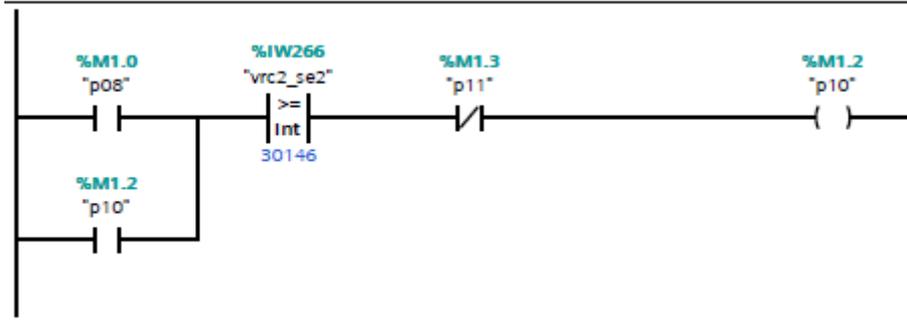
Network 10: Tiempo de espera para maniobra de aislamiento ante presencia de falla

Symbol	Address	Type
"mi5"	%M2.4	Bool
"p06"	%M0.6	Bool
"p08"	%M0.8	Bool



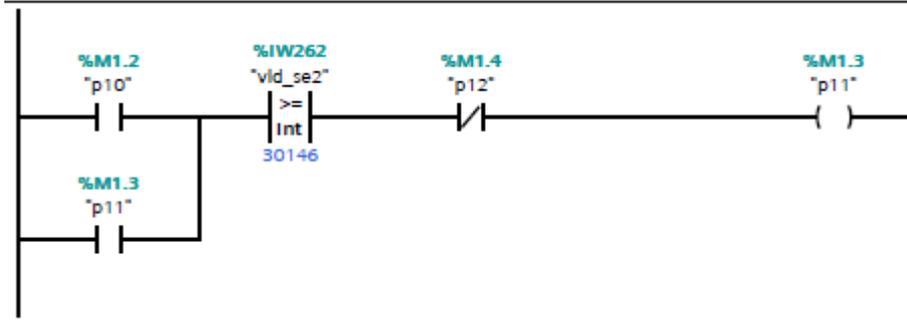
Network 11:Interconexión desde SNT 1 hasta SNT 2

Symbol	Address	Type
"mi5"	%M2.4	Bool
"p08"	%M0.8	Bool
"p10"	%M01.2	Bool



Network 12:Alimentación a carga de Distribuidora afectada

Symbol	Address	Type
"p08"	%M0.8	Bool
"p10"	%M1.2	Bool
"p11"	%M1.3	Bool
"vrc2_se2"	%IW266	Int



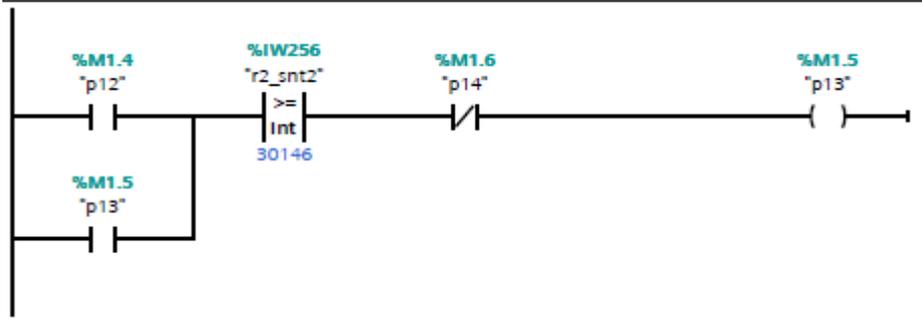
Network 13:Desactivación de automatismos: Interruptor de Distribuidora y Relé de línea de SNT 2

Symbol	Address	Type
"p10"	%M1.2	Bool
"p11"	%M1.3	Bool
"p12"	%M1.4	Bool
vld_se2	%IW262	Int



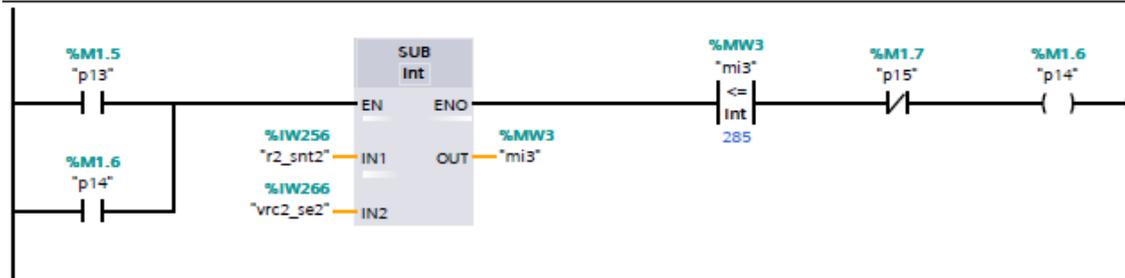
Network 14: Cierre de Despeje de Falla en SNT 2

Symbol	Address	Type
"p11"	%M1.3	Bool
"p12"	%M1.4	Bool
"p13"	%M1.5	Bool
"vb_rc2_se2"	%I136.2	Bool



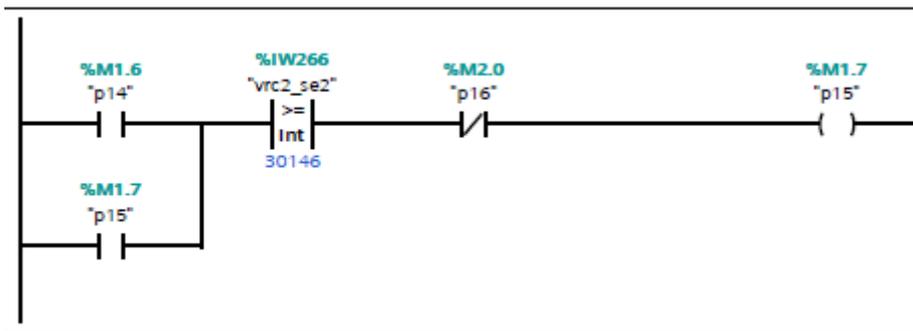
Network 15: Validación de Cierre en Paralelo por parte de la Distribuidora

Symbol	Address	Type
"p12"	%M01.4	Bool
"p13"	%M1.5	Bool
"p14"	%M01.6	Bool
"r2_snt2"	%IW256	Int



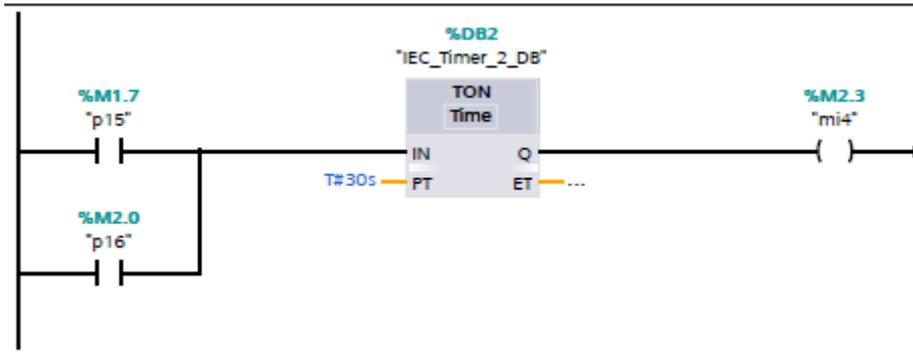
Network 16: Operación de Cierre en paralelo por parte de la distribuidora

Symbol	Address	Type
"mi3"	%MW3	Int
"p13"	%M1.5	Bool
"p14"	%M1.6	Bool
"p15"	%M1.7	Bool
"r2_snt2"	%IW256	Int
vrc2_se2	%IW266	Int



Network 17:Confirmación Normalización de Voltajes en Barra

Symbol	Address	Type
"p14"	%M1.6	Bool
"p15"	%M1.7	Bool
"p16"	%M2.0	Bool
vrc2_se2	%IW266	Int



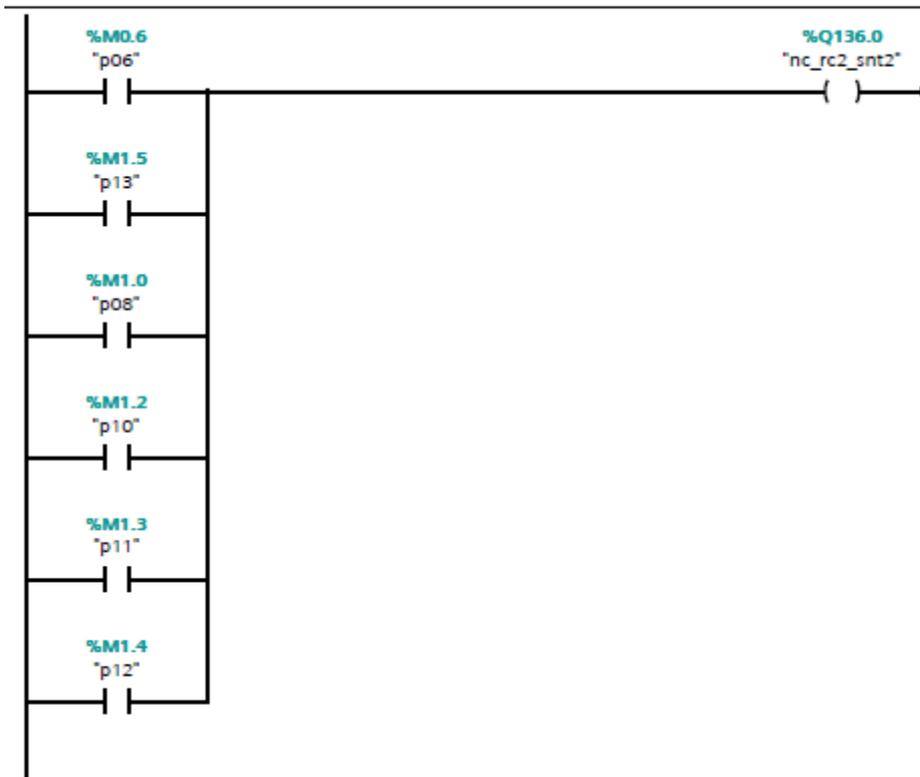
Network 18:Tiempo de espera de Normalización

Symbol	Address	Type
"mi4"	%M2.3	Bool
"p15"	%M1.7	Bool
"p16"	%M2.0	Bool



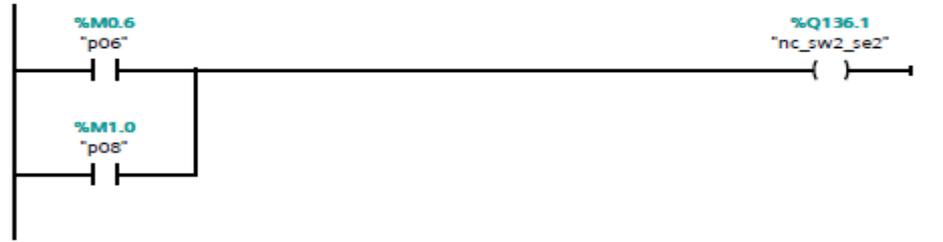
Network 19:Desconexión de SNT 1

Symbol	Address	Type
"mi4"	%M2.3	Bool
"p00"	%M0.0	Bool
"p16"	%M2.0	Bool



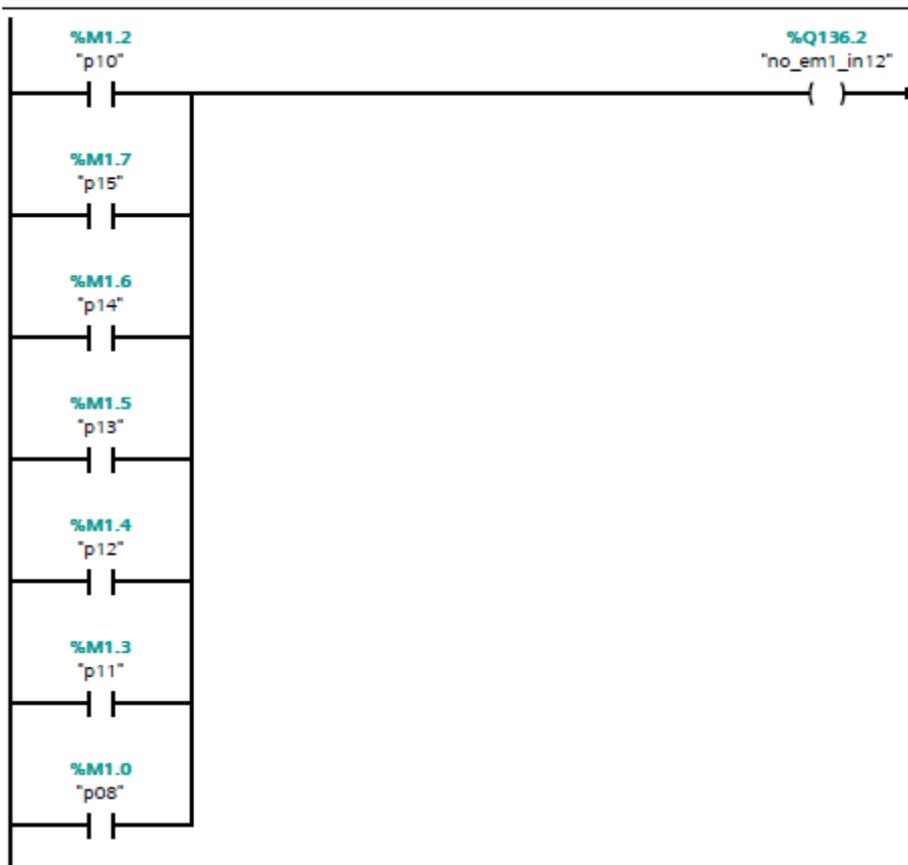
Network 20: Verificación de Estado del Disyuntor de Interconexión

Symbol	Address	Type
"nc_rc2_snt2"	%Q136.0	Bool
"p06"	%M0.6	Bool
"p08"	%M1.0	Bool
"p10"	%M1.2	Bool
"p11"	%M1.3	Bool
"p12"	%M1.4	Bool
"p13"	%M1.5	Bool



Network 21: Verificación de estado del interruptor de SNT 2

Symbol	Address	Type
"nc_rc2_snt2"	%Q136.0	Bool
"p06"	%M0.6	Bool
"p08"	%M0.8	Bool



Network 22: Validación de estado del Seccionador de carga afectada

Symbol	Address	Type
nc_sw2_se2	%Q136.1	Bool
"p08"	%M0.8	Bool
"p10"	%M01.2	Bool
"p11"	%M01.3	Bool
"p12"	%M01.4	Bool
"p13"	%M01.5	Bool
"p14"	%M01.6	Bool
"p15"	%M1.7	Bool

2.4 SIMULACIONES DE FALLAS EN DISTINTAS CONDICIONES

Se ha realizado simulaciones bajo condiciones iniciales (operación normal del sistema de distribución sin falla) y bajo condiciones de falla (maniobras de contingencia para restablecimiento de falla) como se muestra en la siguiente figura 3:

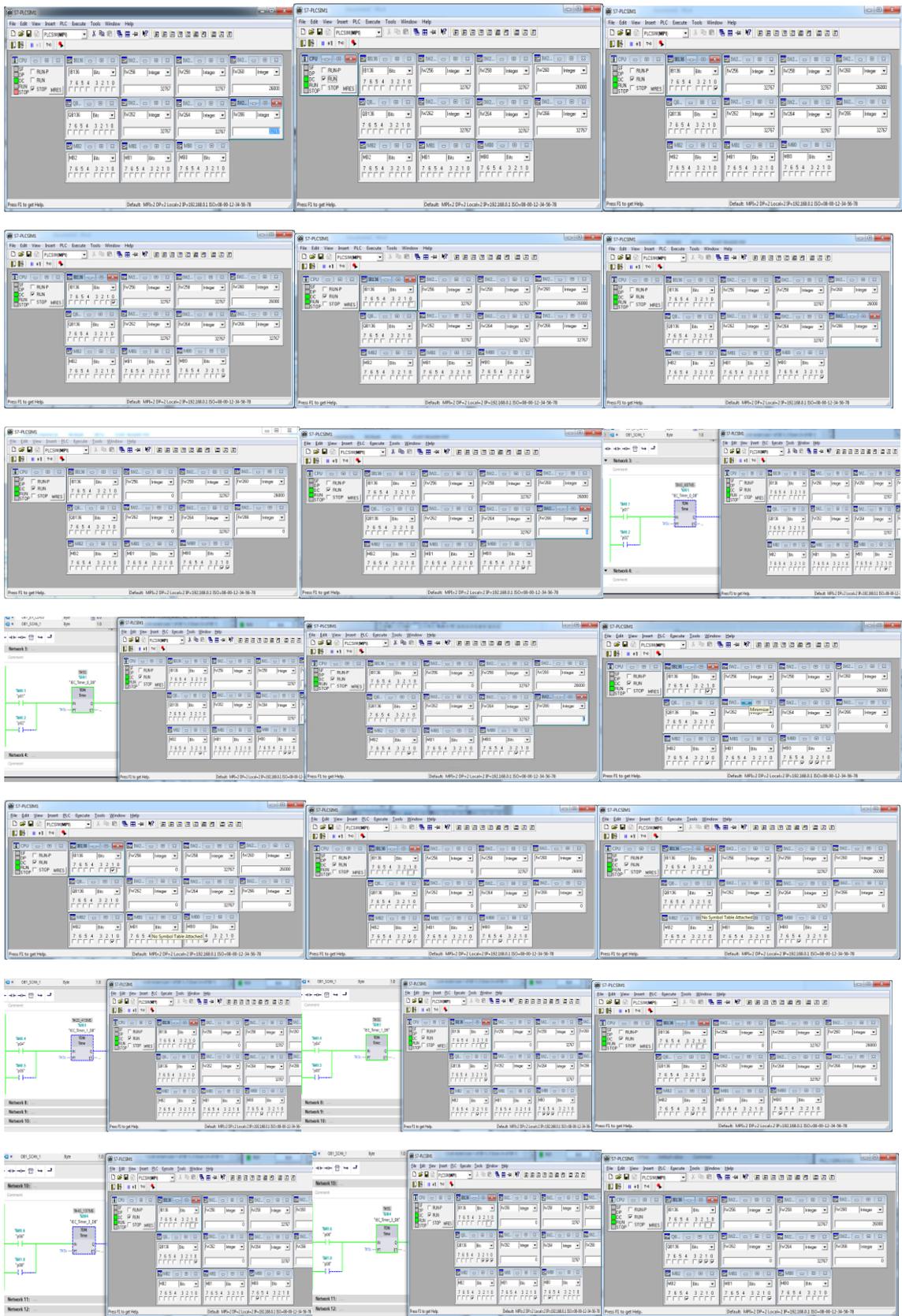




Figura 3. Ventana de Ejecución de la Simulación

En la figura 3 se observa paso a paso la secuencia (MB 2, MB1, MB0) de ejecución de la simulación de la red de distribución eléctrica en condiciones normales y en presencia de fallas, en esta última condición se ha modificado los estados iniciales (IW256, IW262, IW266) para el cambio de marcas simulando la falla. Las secuencias logran realizar el abastecimiento de

energía a la carga de la SE Snt2 afectada mediante las condiciones de los lugares y transiciones de la red Petri.

2.5 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

El resultado de las simulaciones se lo ha realizado mediante el software “Tvg Asistente al Tia Portal” (Simatic Step 7) como se observa en la figura 4:

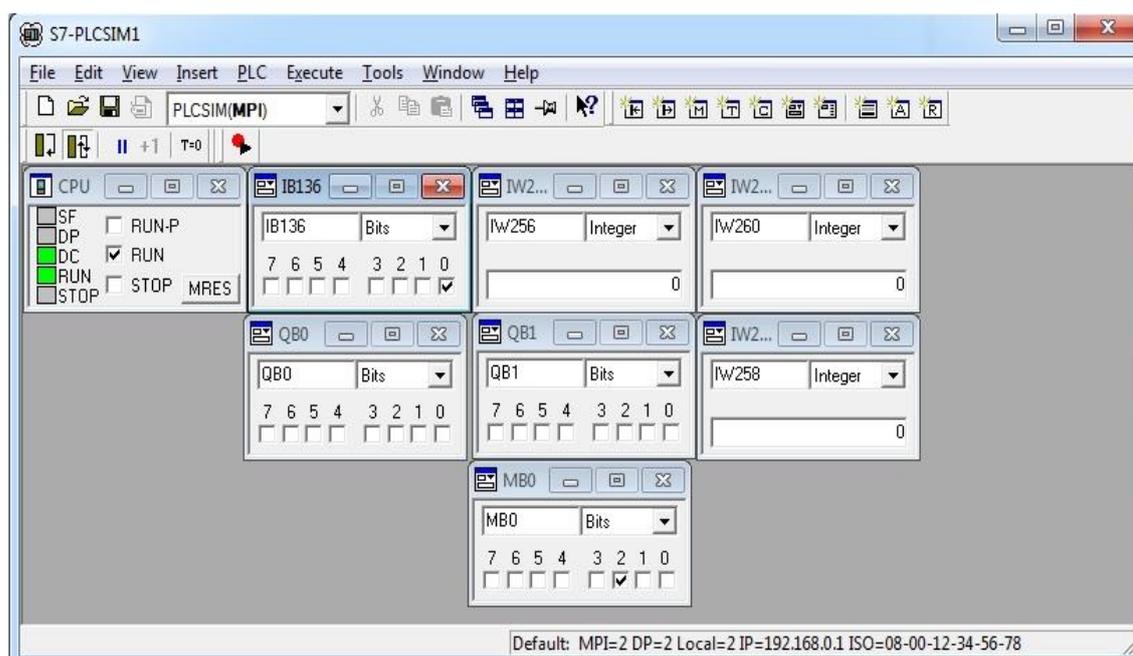


Figura 4. Resultados de la Simulación

A nivel de simulación se observa que empleando el algoritmo del PLC con las operaciones de maniobras declaradas en el esquema de la red Petri, el restablecimiento y normalización del sistema de distribución incluyendo la falla le toma alrededor de **51 minutos**.

2.6 DATOS REALES DE TIEMPO DE DESPEJE DE FALLAS TRIFÁSICAS SIN LA AUTOMATIZACIÓN

Los datos reales de restablecimiento del sistema incluyendo el tiempo de falla se consideran en la siguiente tabla 7, estos tiempos van de acuerdo a registros históricos según anexo 1:

Subestaciones	Horas para normalizar el sistema ante una falla
Subestación 1	1.21
Subestación 2	1.23
Subestación 3	1.23
Subestación 4	1.04
Promedio	1.18

Tabla 7. Tiempo Real de Fallas en Punto de Entrega*

**Fuente: Empresa Eléctrica CNEL Guayaquil*

Como se logra observar en la tabla 7 los datos reales de tiempo de despeje de fallas trifásicas sin la automatización es en promedio **1.18 horas o 70.8 min.**

2.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SITUACION ACTUAL VERSUS RESULTADOS ESPERADOS CON EL SISTEMA AUTOMATIZADO.

Según tabla 7 los restablecimientos de las empresas distribuidoras incluyendo las fallas producidas por el ente transmisor están alrededor de 1.18 horas en un esquema estándar, y bajo el algoritmo de simulación considerando todos criterios de un ingeniero de campo que realiza las restauraciones de este tipo de eventos se observa que:

- a) La automatización de la operación o maniobra para restablecer la energía en una subestación afectada por una falla del punto de entrega cubre una mejora en disminución de tiempo de 1.4 veces más rápida que sin la automatización.
- b) Mejora considerablemente la flexibilidad operativa traducida en la disminución de los tiempos y número de veces de interrupción de servicio eléctrico.

CONCLUSIONES

- I. La automatización de maniobras en el sistema de distribución mediante el diseño de un algoritmo con potencial lectura por el SCADA evidencia un alto nivel de control de los tiempos en la restauración ante una falla.
- II. Para el modelo efectuado se logró simular el cumplimiento de la calidad del servicio eléctrico mediante la validación de sentencias durante la maniobra de restablecimiento del sistema ante falla.
- III. En el presente trabajo se empleó la teoría de una Red Petri acoplado a un sistema de distribución para restablecer una falla ocasionada por el ente transmisor de energía
- IV. Se evidenció el desempeño de la programación con lógica secuencial en el PLC Simatic Step 7 simulando una maniobra a nivel de subtransmisión para el restablecimiento de energía en la zona afectada por la falla.
- V. La simulación de la respuesta del mecanismo de restablecimiento ante fallas evidenció un tiempo aproximado de 51 minutos que representa 1.4 veces más rápido que la situación en tiempo real para despeje de falla.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] MORENO EDGAR A, “Ranking de contingencias para el sistema nacional interconectado del ecuador utilizando programación en dgsilent –dpl”, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2009.
- [2] GERS JUAN M, “Automatización de subestaciones y centros de control”, Ingenieros Consultores GERS, México, 2011.
- [3] CONELEC, “Regulación No. CONELEC – 004/01, Regulación sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”, Quito, 2001 (<http://www.regulacioneolica.gob.ec/regulaciones/>).
- [4] CONELEC, “Reglamento Sustitutivo del Suministro del Servicio de Electricidad”, Quito, 2005 (<http://www.regulacioneolica.gob.ec/reglamentos/>).
- [5] HERMAN STEPHEN L., “Industrial Motor Control”, Fifth Edition, 2005

ANEXOS

ANEXO 1. Datos Históricos de fallas, [1]

ANEXO 2. Arquitectura de comunicación con el SCADA, [2]

ANEXO 3. Regulación CONELEC 004/01, Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución,
[3]

ANEXO 1

Niveles de voltaje	Tipos de Elementos	Total de Elementos expuestos a la falla	Total de Fallas
230 kV	Seccionador	57	6
138 kV		51	4
69 kV		39	5
230 kV	Disyuntores	10	3
138 kV		13	3
69 kV		10	4
230 kV	Barras	2	0
138 kV		2	1
69 kV		2	0
230 kV	Autotransformadores	1	3
138 kV		1	0
69 kV		1	4

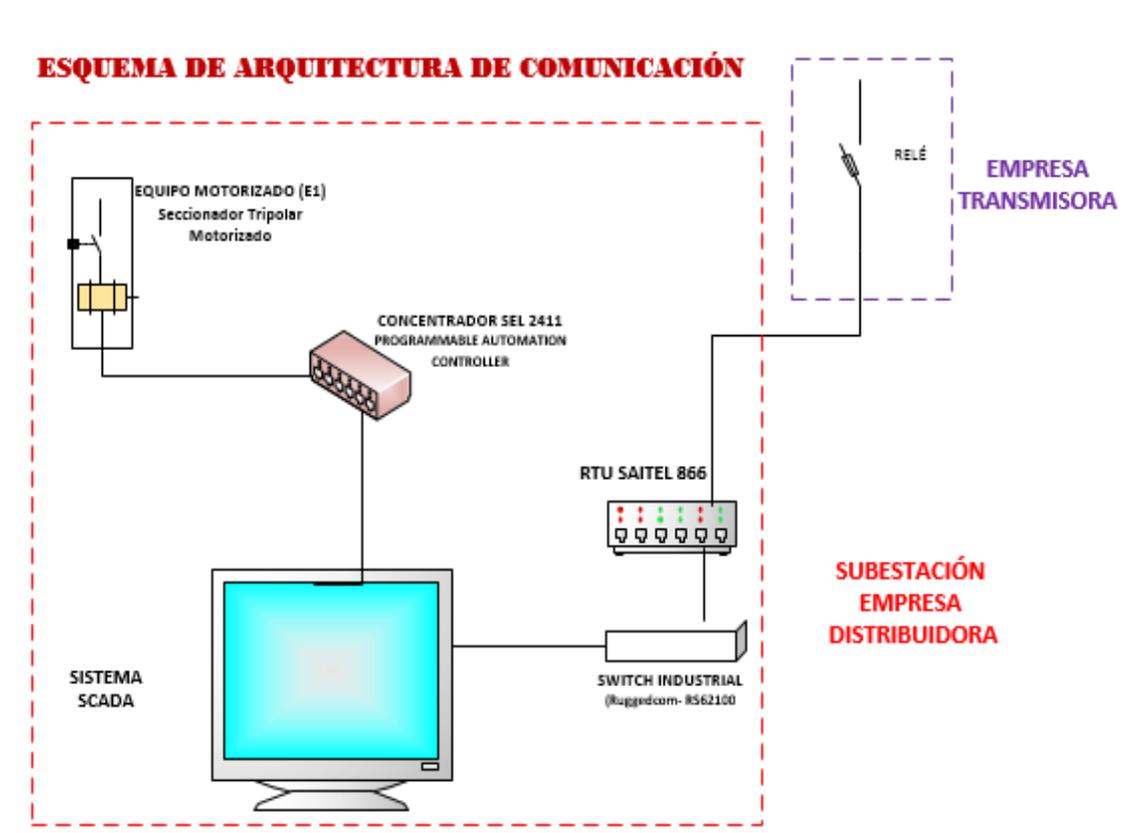
Tabla. Datos históricos de falla

Nivel de Voltaje	Elementos	Tasa de Falla (fallas/años)	Tasa de Reparación (reparación /horas)
230 kV	Seccionadores	0,02105263	0,1182266
	Disyuntores	0,06	0,0371516
	Barras	0,29957	0,0833333
138 kV	Seccionadores	0,01568627	0,2245089
	Disyuntores	0,04415385	0,000608
	Barras	0,1	0,2006688
69 kV	Seccionadores	0,02564103	0,157663
	Disyuntores	0,08	0,1980198
	Barras	0,29957	0,0833333
230/138 kV	ATT (Transformadores)	0,6	0,1053248
230/138 kV	ATU (Transformadores)	0,59915	0,0416666
138/69 kV	ATR (Transformadores)	0,8	0,0141143

Tabla. Tasas de Falla y Reparación de Elementos

ANEXO 2

ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN CON EL SCADA NACIONAL



Fuente: Elaboración: Luis Galarza

ANEXO 3

REGULACIÓN CONELEC No. 004/01, CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN