

REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

“automatización de reconectores ubicados en los primarios A, C y G de la subestación Cotocollao; provisión, configuración e integración del gateway al SCADA de la EEQ, conexión de los reconectores a los gateways que incluya pruebas de operación. Capacitación al personal de la EEQ”

1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

Se analizaron las desconexiones mayores a 3 minutos (según Regulación vigente) de los alimentadores A, C y G de la Subestación Cotocollao (SE19), en los últimos 5 años (2012-2016). Los resultados se observan en las figuras 1, 2 y 3.

Gráfico 1.- Desconexiones alimentador A SE 19

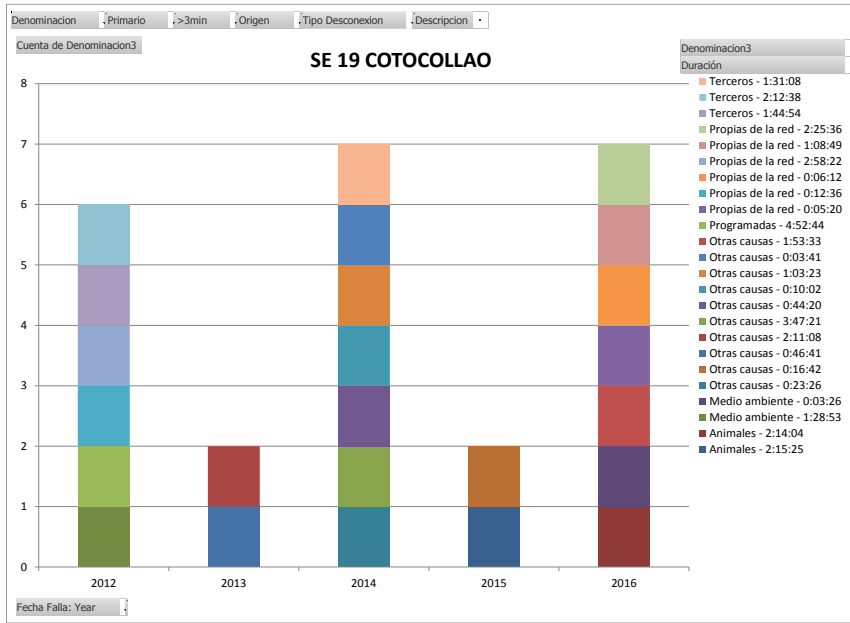


Gráfico 2.- Desconexiones alimentador G SE 19

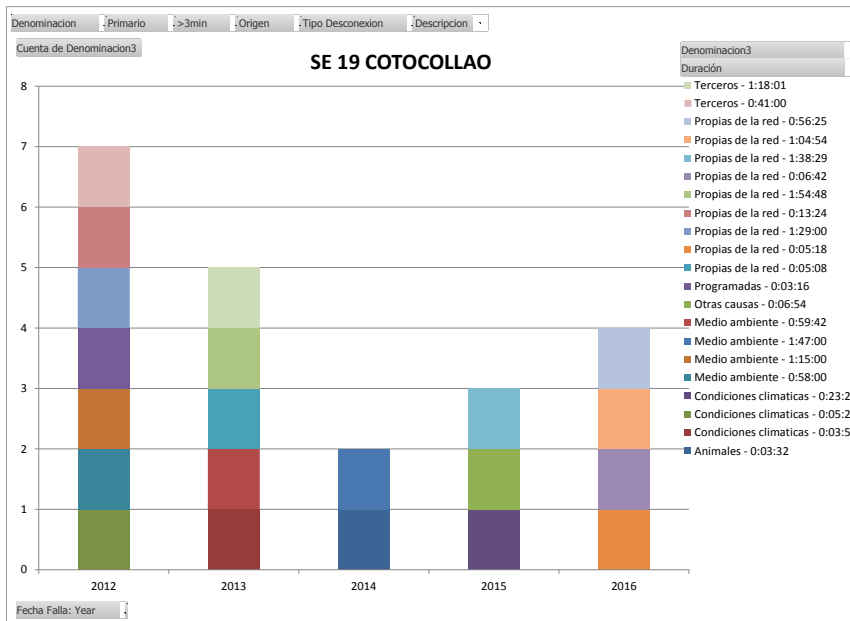
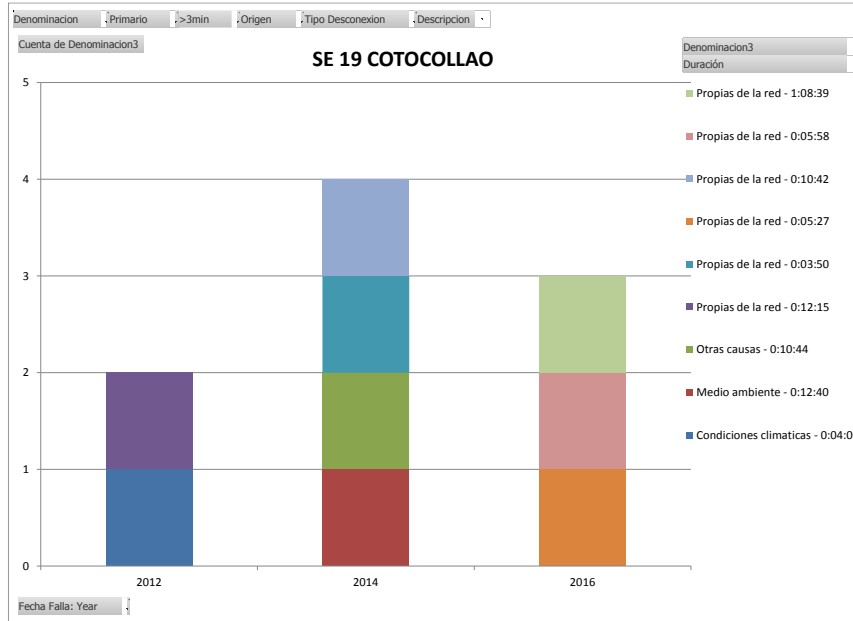


Gráfico 3.- Desconexiones alimentador C SE 19



- A. El alimentador A, ha sufrido 24 desconexiones mayores a 3 minutos, las mismas que han sido originadas tanto en distribución como en subtransmisión, con un promedio de duración de 1h 26 min por desconexión. Las desconexiones originadas en distribución son 21, con un promedio de 1h 37min.
- B. El alimentador G, ha presentado 21 desconexiones por fallas originadas tanto en distribución como en subtransmisión, con un promedio de 43 minutos por desconexión. Las desconexiones originadas en distribución son 16, con un promedio de duración de 44 minutos.
- C. El alimentador C, ha sufrido 7 desconexiones con un promedio de 17 minutos por desconexión. Las desconexiones originadas en distribución son 5, con un promedio de 8 minutos. Aunque este último no tenga desconexiones con tiempos prolongados como los otros dos, el mismo es importante para poder realizar las transferencias necesarias para la reposición del servicio.
- D. En los tres casos, al ocurrir una falla permanente aguas abajo de un reconectador, se desconecta la porción fallada aguas abajo. Luego se procede a realizar la transferencia aislando manualmente la falla y cerrando el punto de interconexión, también manualmente. Esto conlleva extensos tiempos de reposición del servicio a las zonas sin falla.

2. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

En base a las desconexiones de los primarios en estudio, como de los reconectores instalados, se elaboró un análisis de confiabilidad. Para ello se realizó el estudio de desconexiones debidas a distribución y a subtransmisión, para conocer cuántas de las fallas podrían necesitar una transferencia de toda la carga de los primarios del transformador T3.

Inicialmente se dividió cada primario en tramos, cada tramo se encuentra delimitado por dos equipos de protección (ya sea instalados o los nuevos a instalar), considerando que ese tramo puede ser transferido a otro primario. En el caso de reconectores que protegen derivaciones sin posibilidad de transferencias aguas abajo, no se consideran como un tramo individual sino que forman parte del tramo que puede ser transferido.

Para el cálculo de los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI, CAIDI y ASUI se tomaron en cuenta el promedio anual de desconexiones, el promedio de duración de las mismas (obtenido de los históricos mencionados en el punto anterior) y el número de usuarios servidos de los primarios en estudio (obtenido del ARC Gis).

Para el cálculo de la ENS, se descargó la curva de demanda de los primarios en estudio del último año, para obtener la potencia media demandada. Esta demanda se distribuyó a través del software CYMDIST, para obtener la potencia media para cada tramo.

En la siguiente tabla se resumen los datos obtenidos para el cálculo de los índices de confiabilidad, sin considerar la implementación del proyecto en cuestión:

Tabla 1.- Información base por tramo

	ALIMENTADOR A		ALIMENTADOR C		ALIMENTADOR G	
	USUARIOS	DEMANDA PROMEDIO [kW]	USUARIOS	DEMANDA PROMEDIO [kW]	USUARIOS	DEMANDA PROMEDIO [kW]
Tramo 1	3173	1580.74	10386	2197.3	2020	344
Tramo 2	938	396.7	100	29	6161	1396.8
Tramo 3	5444	1929.7	4879	1044.9	10443	2654.7
Tramo 4	845	346.1	637	550.6		
TOTAL	10400	4253.24	16002	3821.8	18624	4395.5

Tabla 2.- Desconexiones por tramo – sin automatización alimentador A

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3			CARGA TRAMO 4		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año
Tramo 1	Relé	4	1.44	5.78	4	1.44	5.78	4	1.44	5.78	4	1.44	5.78
Tramo 2	R1	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44
Tramo 3	R489			0.00			0.00	2	1.49	2.98			0.00
Tramo 4	R2	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44	1	1.44	1.44
	Totales	6	4.33	8.67	6	4.33	8.67	8	5.83	11.65	6	4.33	8.67

Tabla 3.- Desconexiones por tramo – sin automatización alimentador C

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3			CARGA TRAMO 4		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año
Tramo 1	Relé	1.4	0.25	0.35	1.4	0.25	0.35	1.4	0.25	0.35	1.4	0.25	0.35
Tramo 2	R395			0.00	1	2.20	2.20	1	2.20	2.20	1	2.20	2.20
Tramo 3	R637			0.00			0.00	1	0.25	0.25			0.00
Tramo 4	R3	1	0.25	0.25	1	0.25	0.25	1	0.25	0.25	1	0.25	0.25
	Totales	2.4	0.50	0.60	3.4	2.70	2.80	4.4	2.95	3.05	3.4	2.70	2.80

Tabla 4.- Desconexiones por tramo – sin automatización alimentador G

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año
Tramo 1	Relé	3.6	0.73	2.63	3.6	0.73	2.63	3.6	0.73	2.63
Tramo 2	R392			0.00	4	0.87	3.48	4	0.87	3.48
Tramo 3	R652			0.00			0.00	3	0.73	2.19

	CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3		
Totales	3.6	0.73	2.63	7.6	1.60	6.10	10.6	2.33	8.29

Luego se realizó el mismo análisis, considerando la implementación de la automatización de los primarios, incrementando algunos reconectores y aumentando la posibilidad de realizar transferencia a otros primarios.

Inicialmente, al incorporar nuevos reconectores, la incidencia de una falla en un tramo específico, se reduce a dicho tramo solamente. Los tramos aguas abajo del tramo fallado se ven afectados por un tiempo menor, asumiendo la posibilidad de transferirlos a otro alimentador. El tiempo de transferencia se asume de 30 segundos (puede llegar a más de 60 segundos sin afectar notablemente los resultados obtenidos)

En este caso, se asumieron probabilidades de realizar la transferencia de la siguiente forma:

1. **Probabilidad de transferencia del primer tramo.** Cuando la desconexión es de todo un primario, puede resultar por dos motivos: el primero por una falla en el primer tramo y el segundo por una desconexión a nivel del transformador. Sólo en el segundo caso, es posible transferir el primario completo. Para ello se consideraron cuantas desconexiones de cada primario en estudio fue por falla ocasionada en distribución y cuantas ocasionadas en subtransmisión. Con esos datos, se obtuvo un índice de ocurrencia de fallas en subtransmisión, las cuales requieren una transferencia de todo el primario. Ese dato se tomó como probabilidad de transferencia de ese tramo.
2. **Probabilidad de transferencia de los segundos, terceros y cuartos tramos.** En este caso, la probabilidad de transferir la carga aumenta, pues se trata de una carga menor. En función de las corrientes de carga de los primarios que recibirían la carga, se ha asumido que existe un 90- 95% de probabilidad de transferencia en estos casos.

Tabla 5.- Probabilidades de transferencia

	A	C	G
Tramo 1	0.12	0.12	0.23
Tramo 2	0.9	0.9	0.9
Tramo 3	0.95	0.95	0.95
Tramo 4	0.95	0.95	

Con estas asunciones, los índices de fallas y tiempos de reparación quedan como se indica a continuación:

Tabla 6.- Desconexiones por tramo – con automatización alimentador A

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3			CARGA TRAMO 4		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año
Tramo 1	Relé	4	1.27	5.09	4	0.15	0.61	4	0.08	0.32	4	0.08	0.32
Tramo 2	R1			0.00	1	1.44	1.44			0.00			0.00
Tramo 3	R489			0.00			0.00	2	1.49	2.98			0.00
Tramo 4	R2			0.00			0.00			0.00	1	1.44	1.44
Totales		4	1.27	5.09	5	1.60	2.05	6	1.57	3.30	5	1.52	1.77

Tabla 7.- Desconexiones por tramo – con automatización alimentador C

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3			CARGA TRAMO 4		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año
Tramo 1	Relé	1.4	0.22	0.31	1.4	0.03	0.05	1.4	0.02	0.03	1.4	0.02	0.03
Tramo 2	R395			0.00	1	2.20	2.20	1	0.12	0.12	1	0.12	0.12
Tramo 3	R637			0.00			0.00	1	0.17	0.17			0.00
Tramo 4	R3			0.00			0.00			0.00	1	0.17	0.17
Totales		1.4	0.22	0.31	2.4	2.23	2.25	3.4	0.30	0.31	3.4	0.30	0.31

Tabla 8.- Desconexiones por tramo – con automatización alimentador G

		CARGA TRAMO 1			CARGA TRAMO 2			CARGA TRAMO 3		
		Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año	Fallas /año	Treparación /falla	h/año
Tramo 1	Relé	3.6	0.56	2.03	3.6	0.08	0.29	3.6	0.04	0.16
Tramo 2	R392			0.00	4	0.87	3.48	4	0.05	0.21
Tramo 3	R652			0.00			0.00	3	0.73	2.18
Totales		3.6	0.56	2.03	7.6	0.95	3.77	10.6	0.82	2.55

Como se puede observar, los tiempos de reparación se reducen en gran medida, como también en ciertos casos, la cantidad de desconexiones que afectan a los tramos no fallados.

En la tabla siguiente se comparan los índices de calidad obtenidos, en la situación actual, como al implementar la automatización de los primarios.

Tabla 9.- Índices de calidad

ALIMENTADOR	ÍNDICE	ACTUAL	CON AUTOMATIZACION	
		VALOR	VALOR	MEJORA
A	SAIDI (horas/cliente.año)	10.23	3.61	65%
	SAIFI (int/cliente.año)	7.05	5.22	26%
	CAIDI (horas/cliente.int)	1.45	0.69	52%
	ASUI (%)	0.12	0.04	65%
	ENS (MWh/año)	42.63	15.85	63%
C	SAIDI (horas/cliente.año)	1.44	0.32	78%
	SAIFI (int/cliente.año)	3.06	2.10	31%
	CAIDI (horas/cliente.int)	0.47	0.15	68%
	ASUI (%)	0.02	0.00	78%
	ENS (MWh/año)	6.11	1.24	80%

ALIMENTADOR	ÍNDICE	ACTUAL	CON AUTOMATIZACION	
		VALOR	VALOR	MEJORA
G	SAIDI (horas/cliente.año)	6.95	2.89	58%
	SAIFI (int/cliente.año)	8.85	8.85	0%
	CAIDI (horas/cliente.int)	0.79	0.33	58%
	ASUI (%)	0.08	0.03	58%
	ENS (MWh/año)	31.44	12.72	60%

Con estos resultados, se espera una reducción de Energía No Suministrada de 50MWh/año.

3. ALCANCE DEL PROYECTO

El objetivo del proyecto es implementar la automatización de la distribución de los primarios A, B, C, F, G e I de la Subestación 19 Cotocollao y el primario A de la subestación 22 San Antonio, al incorporar lógicas de inteligencia en los reconectores marca NOJA Modelo OSM27 instalados en los primarios A, C, G e I de la Subestación 19 Cotocollao.

El medio de comunicación entre los reconectores se realizará mediante fibra óptica y radio enlaces según corresponda.

Los reconectores deberán comunicarse con el concentrador de datos ubicado en la subestación, mediante el protocolo IEC61850 o DNP3 TCP/IP (en función de lo que defina la EEQ en la etapa de ejecución). El concentrador de datos deberá conocer el estado de prefalla de los reconectores y de los relés de cabecera, para poder tomar la decisión de realizar o no la transferencia, evitando sobrecargar el/los primarios que reciben la carga. Igualmente, no deberá transferirse la zona fallada. Deberá incluirse en las lógicas, el deslastre de carga en caso de sobrecarga.

Los reconectores deberán modificar su grupo de protección al llevarse a cabo una transferencia por lógicas del concentrador de datos.

Es necesario que las lógicas puedan ser anuladas automáticamente al recibir mandos desde el SCADA o local desde el reconnector, en caso de trabajos de mantenimiento.

Al momento de restablecer el servicio, una vez reparada la falla de la red eléctrica, éste se realizará de forma manual.

4. PRESUPUESTO

El presupuesto referencial sin incluir el IVA es de USD 157,501.13 (ciento cincuenta y siete mil quinientos con 13/100 dólares americanos), ver Tabla 10.

Tabla 10. Presupuesto asignado

Lote	Descripción del lote	Presupuesto referencial sin IVA (USD)
1	Automatización de alimentadores primarios A, C, G e I, de la subestación Cotocollao utilizando reconectores instalados en varios puntos de la red; provisión, configuración e integración de los relés de la subestación y los reconectores al concentrador de datos, incluye pruebas de operación y capacitación al personal de la EEQ.	157,501.13
TOTAL		157,501.13

5. ETAPAS DEL PROYECTO

5.1. Automatización de los reconectores – capacitación

La automatización debe considerar el aislamiento de la zona fallada y restablecimiento del servicio a las zonas sin falla en un tiempo menor a 2 minutos, contado desde la condición de bloqueo (luego de la reconexión automática) del equipo de protección hasta la ejecución del sistema de automatización. Para ello, el concentrador de datos debe incorporar lógicas que permitan realizar el análisis del sistema previo a la ocurrencia de la falla, para efectuar la transferencia o no, previendo no sobrecargar el primario ni los reconectores que recibirán la carga. Los reconectores, mediante los mandos enviados por el concentrador, deben poder cambiar de grupo ante diferentes esquemas de transferencia.

Es necesario considerar que el concentrador debe recibir información de los relés, para asegurar que no se efective la transferencia ante un evento de baja frecuencia.

Se debe incluir el análisis de la pérdida de comunicación y/o falla de los reconectores en la red, para que las lógicas se modifiquen al ocurrir un evento de estos.

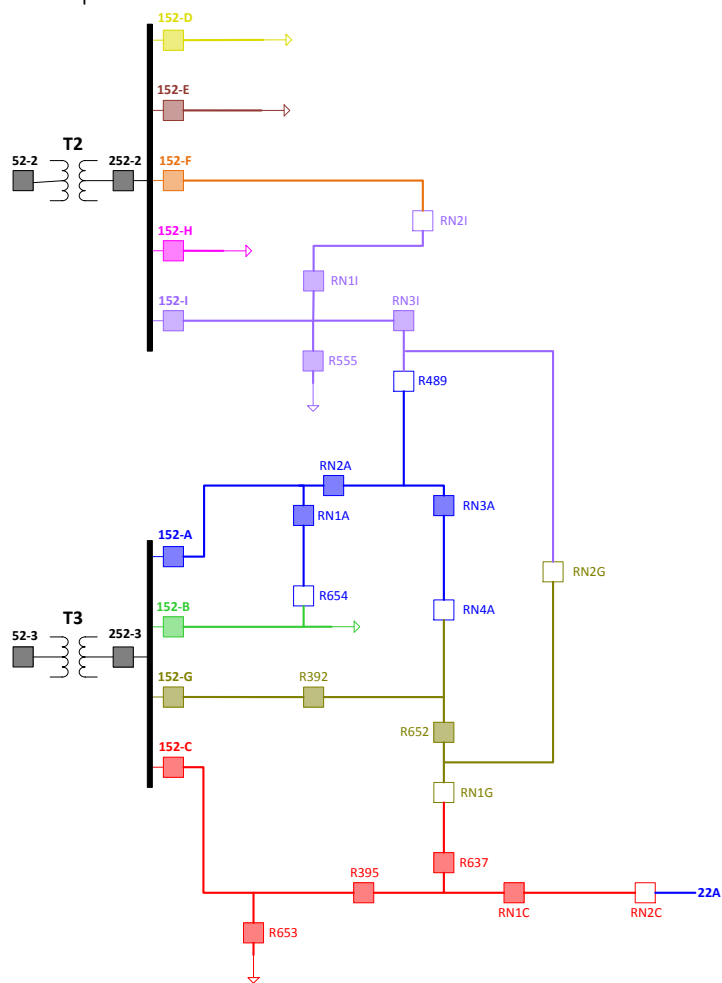
Las lógicas deben incluir:

- Transferencia en caso de falla en tramos entre dos reconectores, al actuar cualquiera de las funciones 50/51, 50N/51N, verificando con el estado de apertura del reconector que despeja la falla. Para lo cual, la EEQ indicará al contratista cuales equipos están coordinados en protecciones y cuales requieren cambio de grupo de ajustes para la reconfiguración.
- Deslastre de carga, en caso de sobrecarga de uno de los reconectores que recibe la carga.
- Transferencia en caso de falla en el primer tramo del alimentador, al actuar cualquiera de las funciones 50/51, 50N/51N, verificando con el estado de apertura del disyuntor de cabecera.
- Transferencia en caso de falla en la barra de alta tensión, en la barra de baja tensión o en el transformador, al actuar la función 27, verificando con el estado de apertura del disyuntor de cabecera.
- No transferencia en caso de actuación de la función de baja frecuencia 81.
- Análisis de transferencia o no en caso de colapso del sistema.
- En caso de no poder ejecutar la transferencia como se establece en los escenarios de falla, es necesario que el sistema de automatización pueda analizar una segunda opción para transferir por otro camino.

Se presenta a continuación, el diagrama unifilar del escenario normal de operación, los 17 escenarios de falla de referencia considerados por la EEQ y las transferencias. Estos escenarios serán los utilizados en la implementación y pruebas. Sin embargo, esto no limita el número de escenarios que podrían surgir durante la ejecución del proyecto.

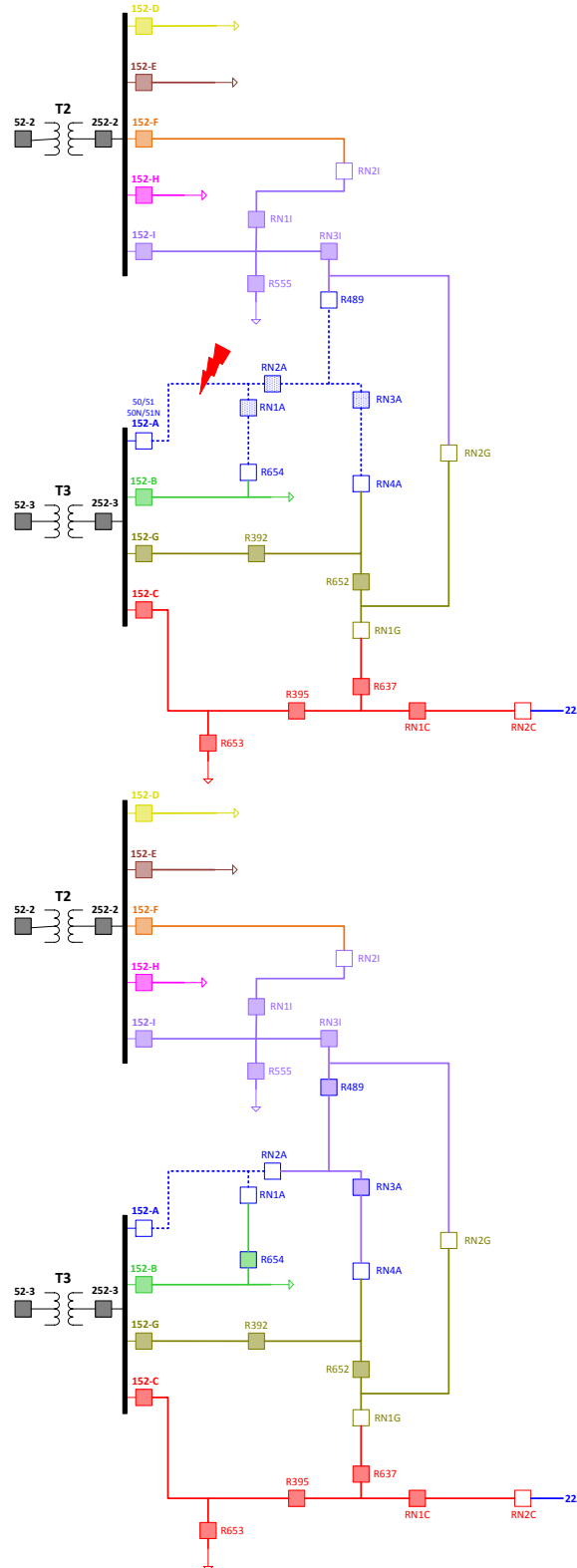
Cabe aclarar que el sistema debe ser escalable para ajustarse a la dinámica del sistema de distribución de la EEQ, permitiendo la modificación e implementación de nuevos equipos.

1. Escenario normal de operación:



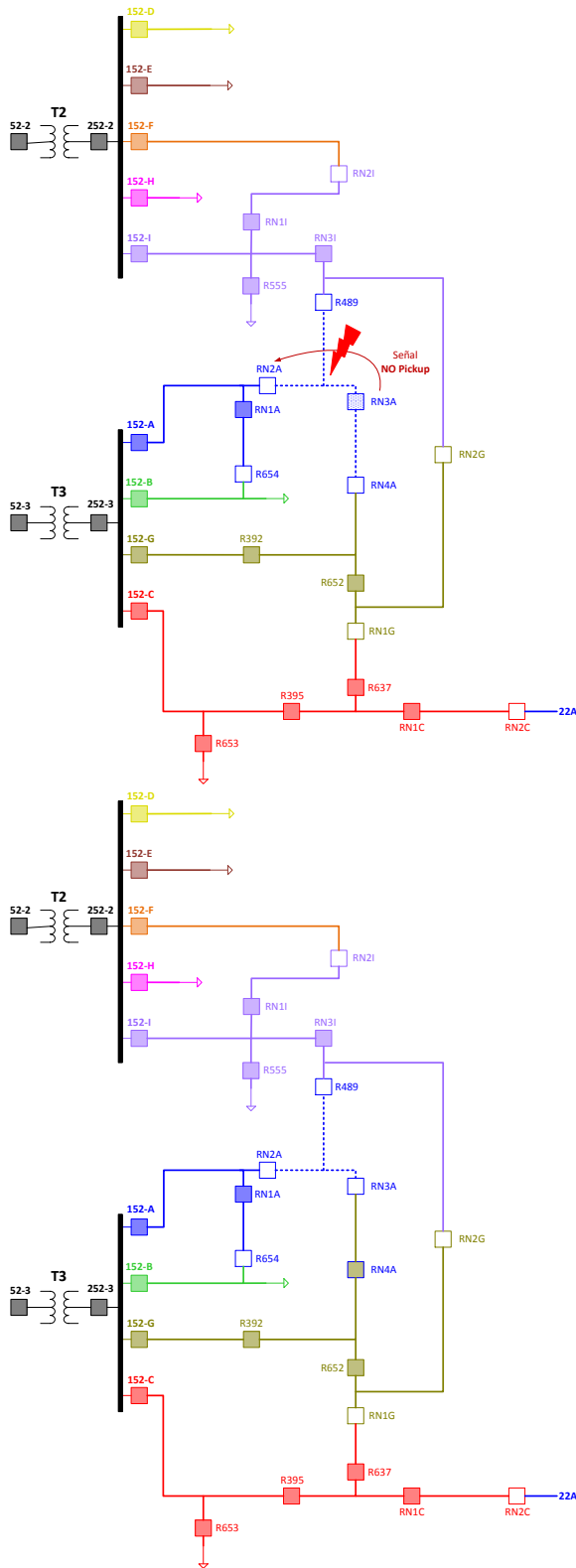
2. Escenario falla 1: aguas abajo del 152-A

Una falla en el primer tramo del alimentador A, produce la desconexión del disyuntor 152-A. Luego de efectuada la reconexión automática sin éxito, la actuación de cualquiera de las funciones 50/51, 50N/51N y la apertura del disyuntor 152-A da una señal permisiva para que los reconectores RN2A y RN1A abran. Una vez abiertos los reconectores RN2A y RN1A, éstos envían los mandos de cierre a los reconectores R489 y R654 para completar la transferencia.

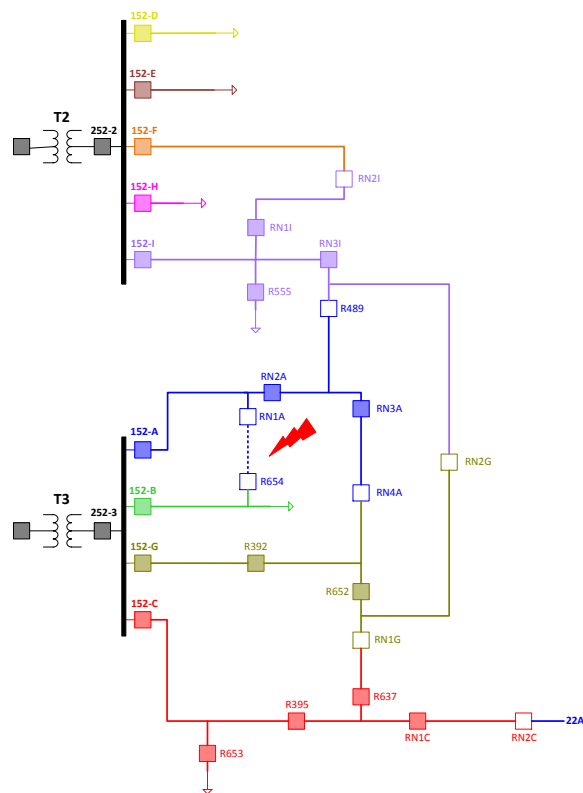


3. Escenario falla 2: aguas abajo del RN2A

En este caso, el reconectador RN2A actuará y realizará su reconexión. En caso de no ser exitosa la reconexión, el reconectador RN3A abrirá y RN4A cerrará para transferir la zona sin falla.



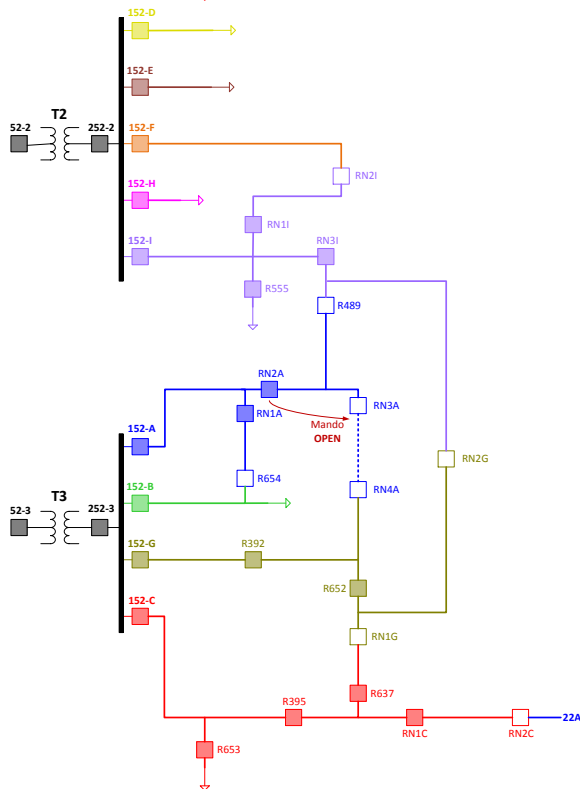
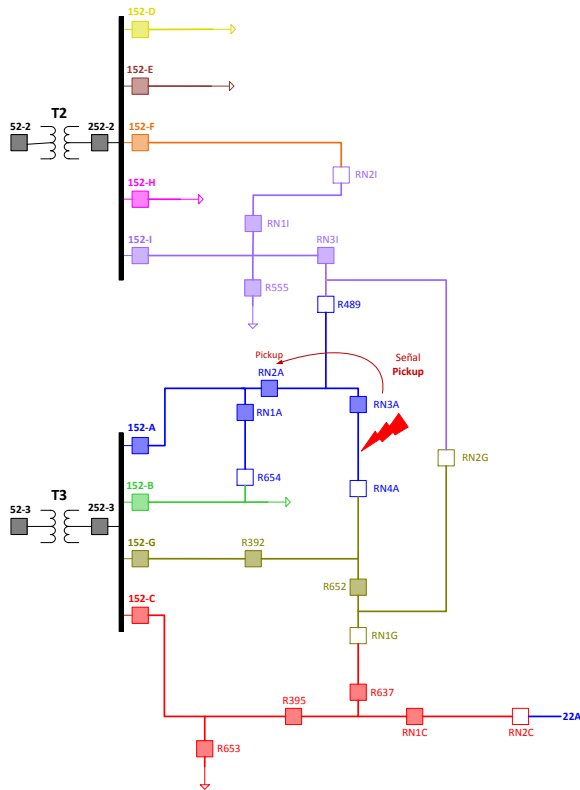
4. Escenario falla 3: aguas abajo del RN1A



Para este escenario, y bajo esas condiciones operativas, no se puede realizar ninguna transferencia.

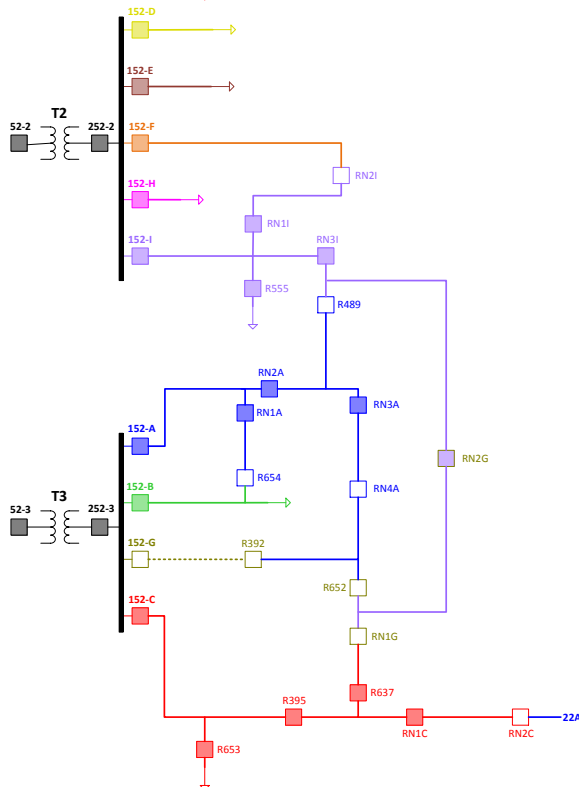
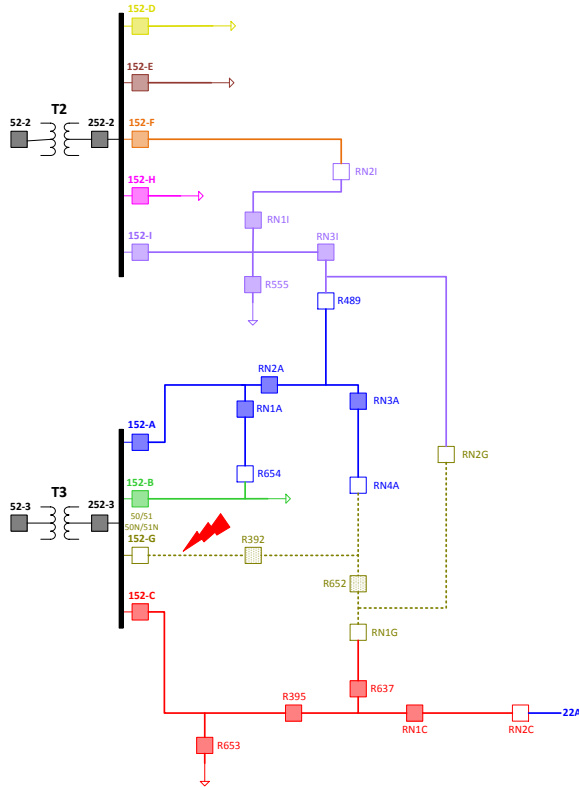
5. Escenario falla 4: aguas abajo del RN3A

Para este escenario, y bajo esas condiciones operativas, no se puede realizar ninguna transferencia.



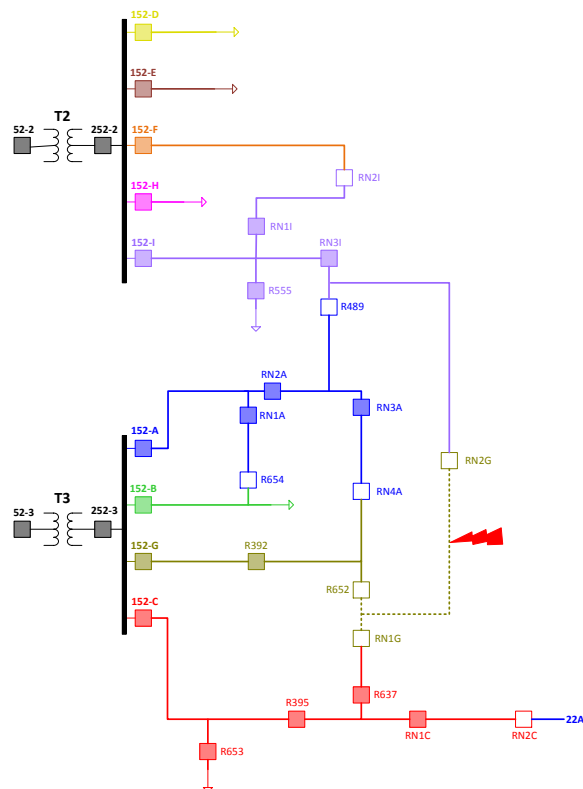
6. Escenario falla 5: aguas abajo del 152-G

Una falla en el primer tramo del alimentador G, produce la desconexión del disyuntor 152-G. Luego de efectuada la reconexión automática sin éxito, la actuación de cualquiera de las funciones 50/51 50N/51N y la apertura del disyuntor 152-G da una señal permisiva para que los reconectores R392 y R652 abran. Una vez abiertos dichos reconectores, éstos envían los mandos de cierre a los reconectores RN4A y RN2G para completar la transferencia.

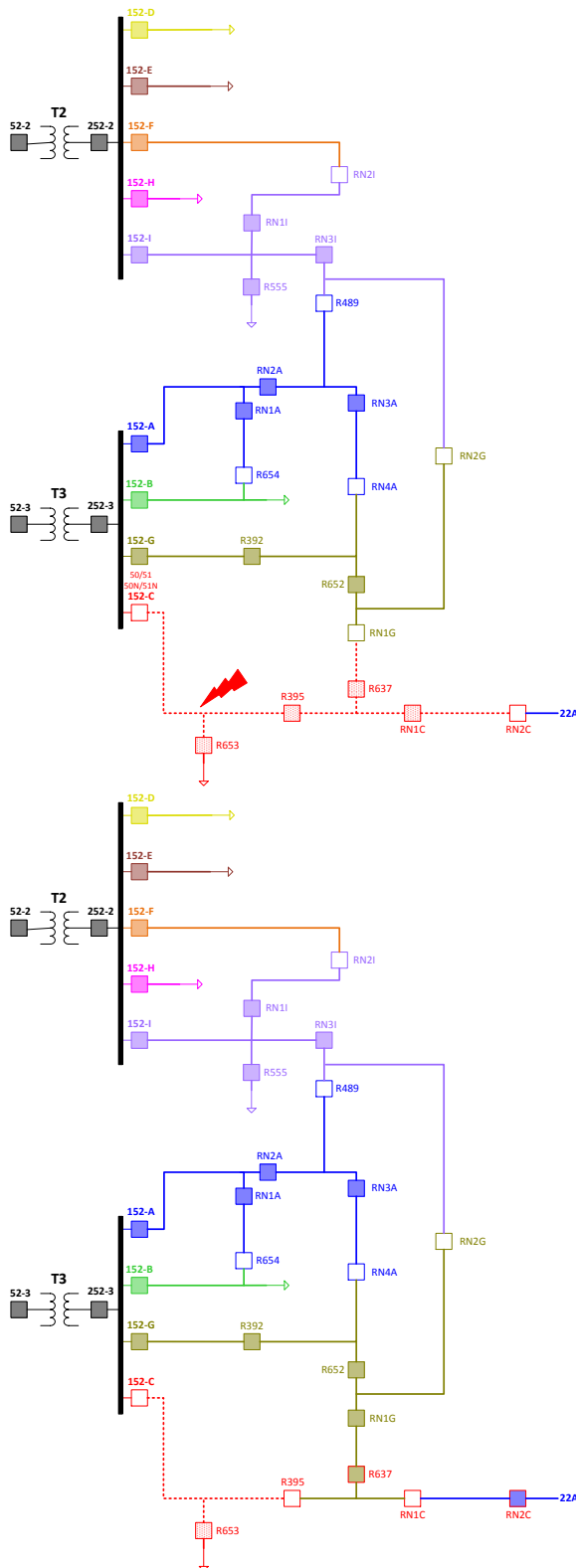


8. Escenario falla 7: aguas abajo del R652

En esta condición no se pueden realizar transferencias.



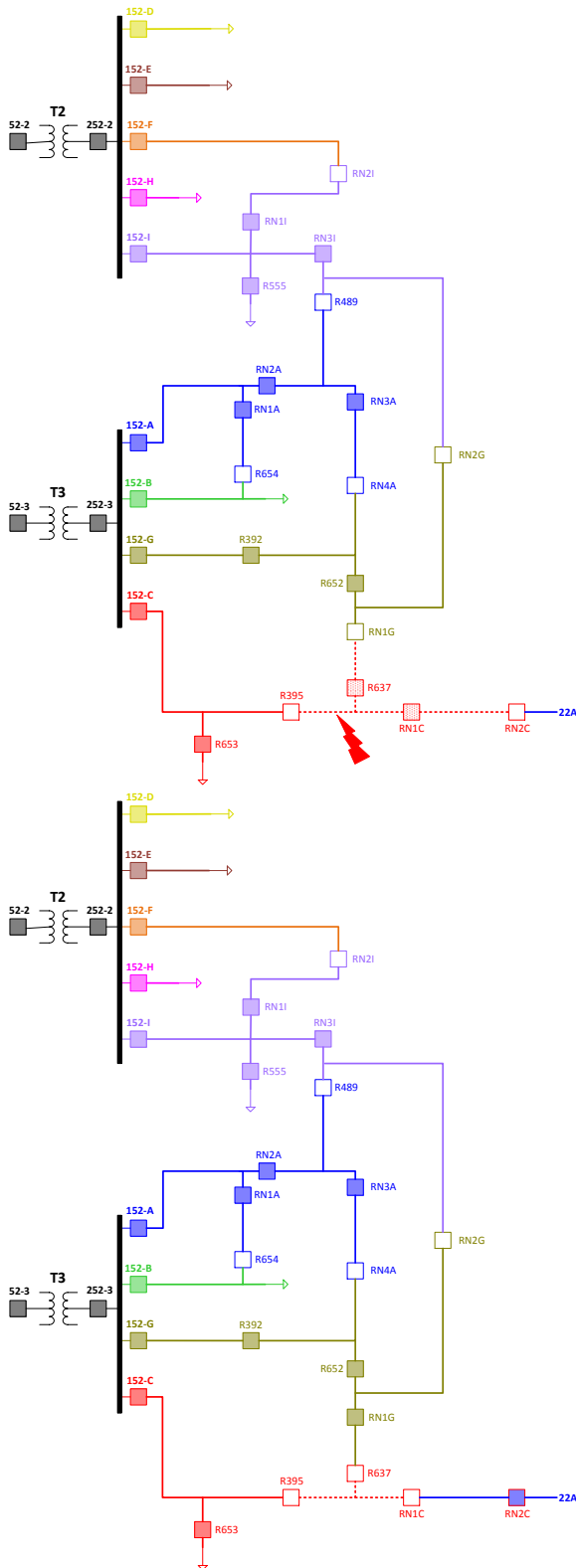
9. Escenario falla 8: aguas abajo del 152-C



Una falla en el primer tramo del alimentador C, produce la desconexión del disyuntor 152-C. Luego de efectuada la reconexión automática sin éxito, la actuación de cualquiera de las funciones 50/51 50N/51N y la apertura del disyuntor 152-C da una señal permisiva para que los reconectores R395 y RN1C abran. Una vez abiertos dichos reconectores, éstos envían los mandos de cierre a los reconectores RN1G y RN2C para completar la transferencia.

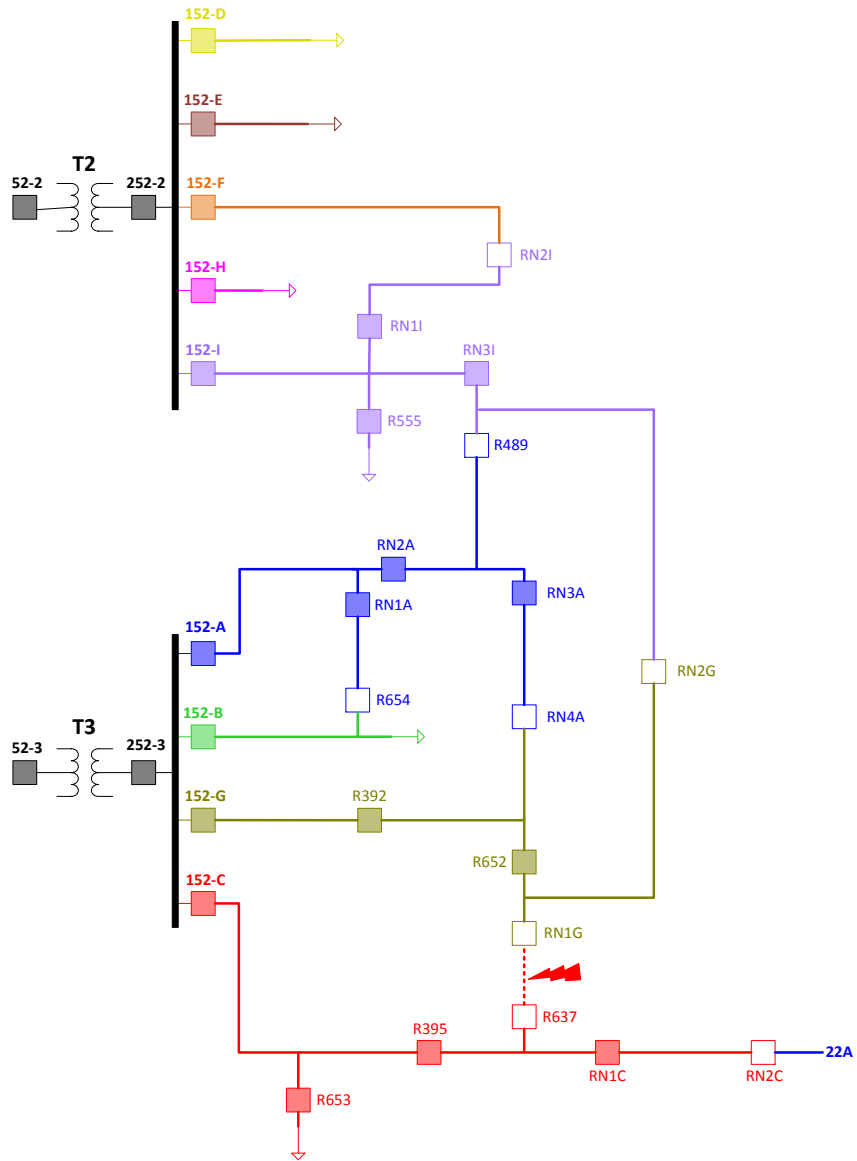
10. Escenario falla 9: aguas abajo del R395

En este caso, en R395 realizará su esquema de reconexión. Una vez bloqueado, se enviará una señal a los reconectores R637 y RN1C para que realicen la apertura y luego a los reconectores RN1G y RN2C para que cierren, completando las transferencias.



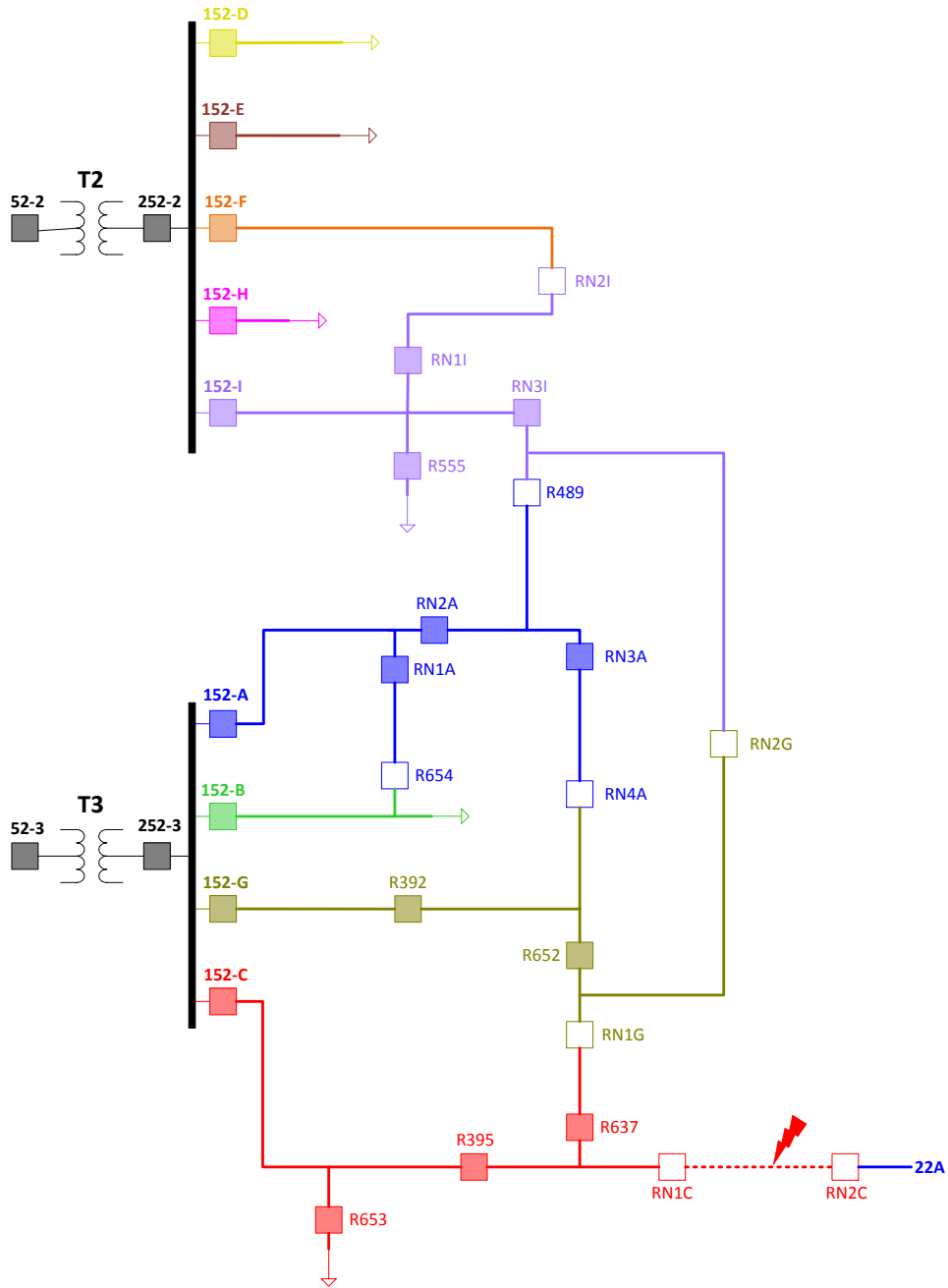
11. Escenario falla 10: aguas abajo del R637

En esta condición no se pueden realizar transferencias.



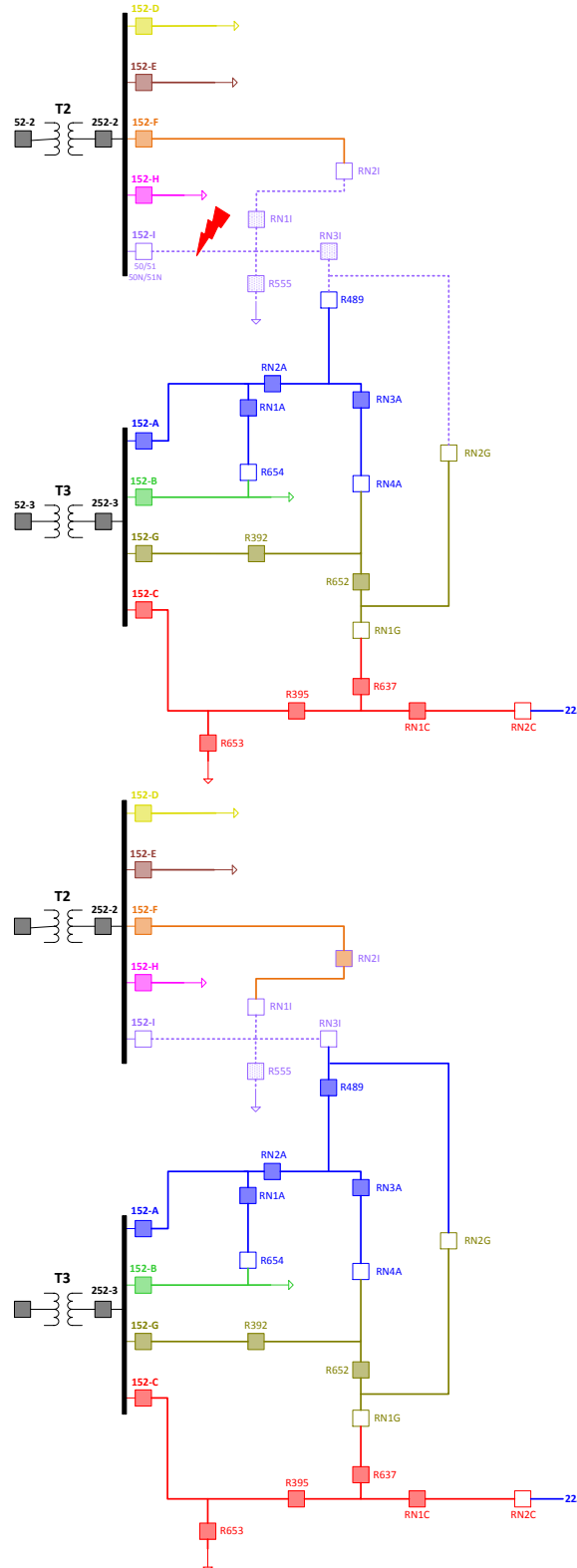
12. Escenario falla 11: aguas abajo del RN1C

En esta condición no se puede realizar transferencias.



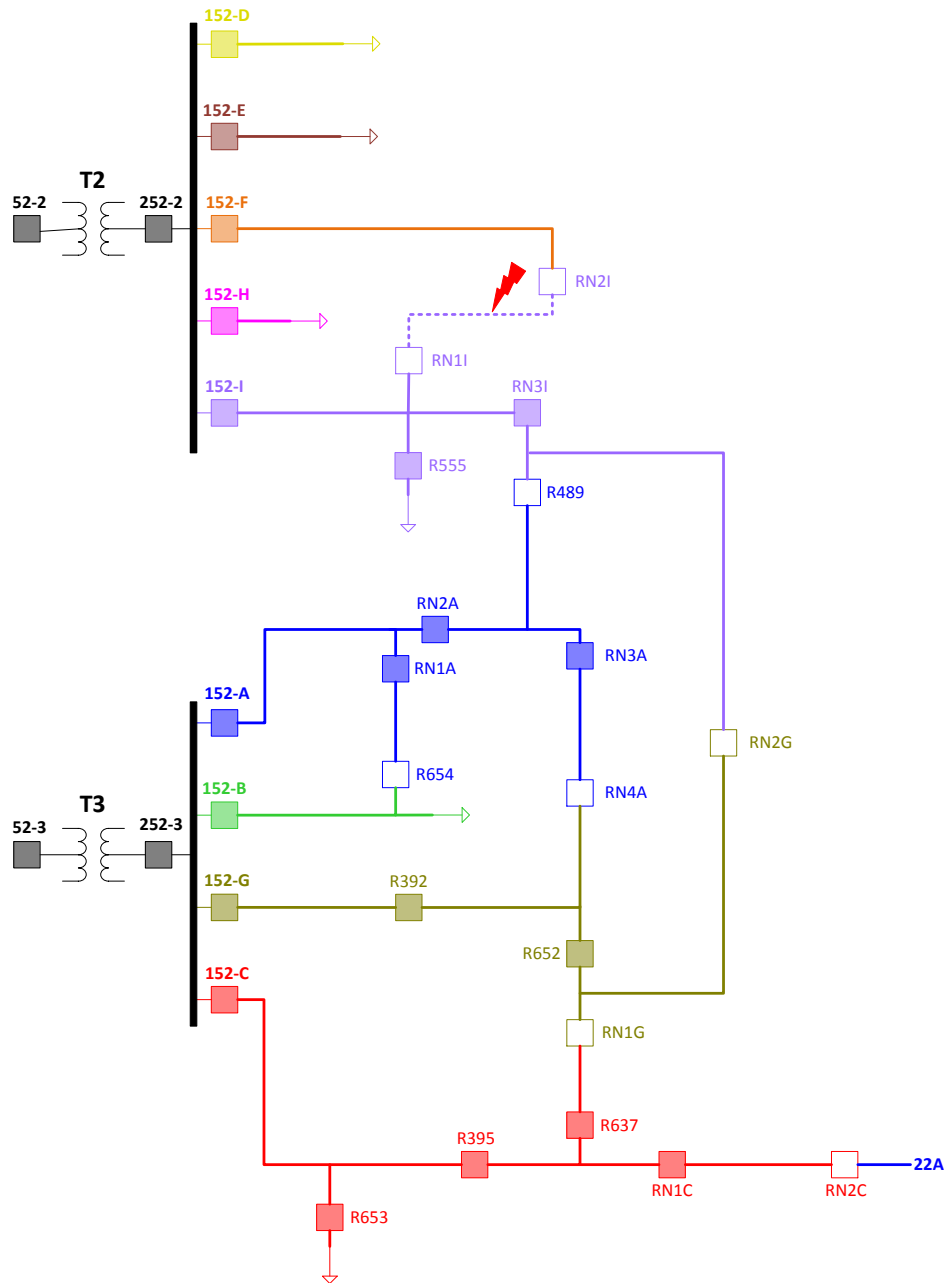
13. Escenario falla 12: aguas abajo del 152-I

Una falla en el primer tramo del alimentador I, produce la desconexión del disyuntor 152-I. Luego de efectuada la reconexión automática sin éxito, la actuación de cualquiera de las funciones 50/51 50N/51N y la apertura del disyuntor 152-I da una señal permisiva para que los reconectores RN1I y RN3I abran. Una vez abiertos dichos reconectores, éstos envían los mandos de cierre a los reconectores RN2I y R489 para completar la transferencia.



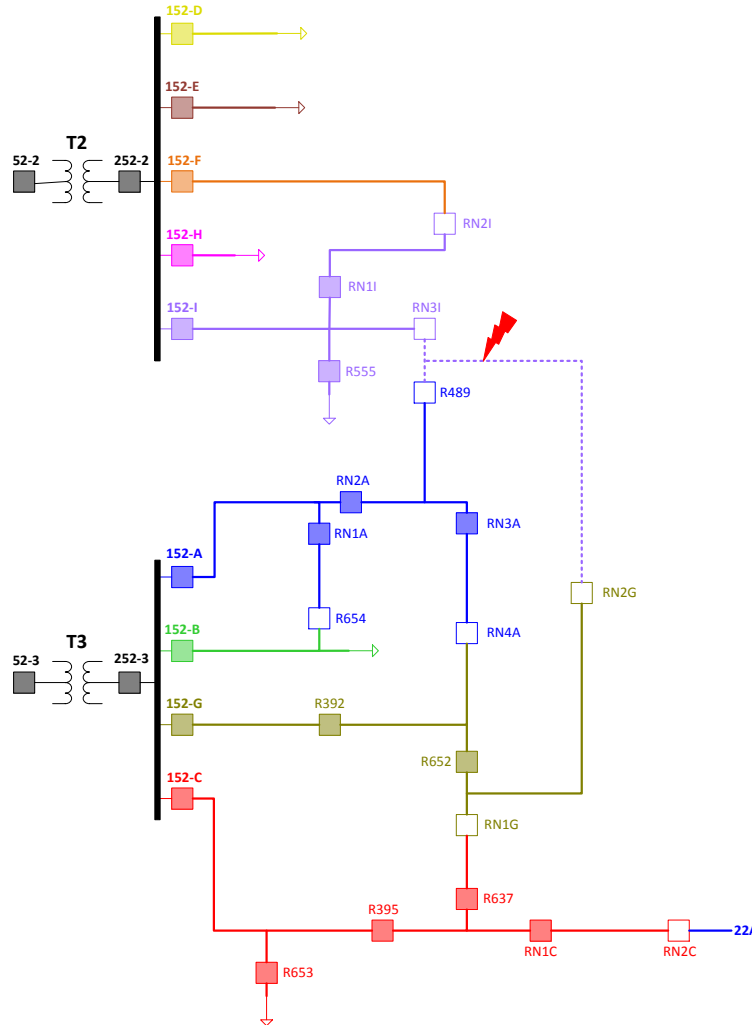
14. Escenario falla 13: aguas abajo del RN11

En esta condición no se puede realizar transferencias.



15. Escenario falla 14: aguas abajo del RN3I

En esta condición no se puede realizar transferencias.



16. Escenario falla 15: falla en la subestación, desconexión T3

En este caso, dependiendo de la falla, abrirá el disyuntor 52-3, 252-3 o ambos, con la consecuente operación de los relés de los primarios por actuación de la función de bajo voltaje (27). Esta operación, y el estado de apertura de los disyuntores 152-A, 152-C y 152G, permitirán a los reconectores realizar las transferencias. En este caso, es necesario conocer la corriente de carga previa a la falla en cada primario, para que el concentrador de datos pueda calcular si pueden transferir completamente o no. En caso de que no pueda realizarse la transferencia completa, se establecerá una prioridad de carga a transferir. Igualmente, en caso de colapso total del sistema, el sistema de automatización deberá realizar el análisis respectivo de transferir o no la carga

17. Escenario falla 16: falla en la subestación, desconexión T2

En este caso, dependiendo de la falla, abrirá el disyuntor 52-2, 252-2 o ambos, con la consecuente operación de los relés de los primarios por actuación de la función de bajo voltaje (27). Esta operación, y el estado de apertura del disyuntor 152-I, permitirán a los reconectores realizar las transferencias. En este caso, es necesario conocer la corriente de carga previa a la falla en cada primario, para que el concentrador de datos pueda calcular si puede transferir completamente o no. En caso de que no pueda realizarse la transferencia completa, se establecerá una prioridad de carga a transferir. Igualmente, en

caso de colapso total del sistema, el sistema de automatización deberá realizar el análisis respectivo de transferir o no la carga

18. Escenario falla 17: actuación del esquema de baja frecuencia

Por problemas en el SNI, puede actuar el esquema de baja frecuencia, desconectando alguno de los alimentadores. En estos casos, no se realiza ninguna secuencia de automatización.

Los escenarios de falla indicados, se realizan mediante programación de bloques lógicos implementados bajo el estándar IEC61131-3, deben ser anuladas automáticamente al recibir mandos desde el SCADA o desde el reconector, en caso de trabajos de mantenimiento, al habilitar la función de Línea Viva.

5.2. Implementación del sistema de automatización

Para la implementación del sistema de automatización, la EEQ entregará al contratista la información necesaria para la automatización de la red de distribución, como sigue:

- Diagramas unifilares
- Esquemas de protección
- Arquitectura de red
- Información de los equipos que conforman la red
- Calibre de conductores a lo largo de la red
- Ubicación de cargas importantes
- Manuales de los re conectores instalados
- Ajustes de protección de relés de protección y re conectores de todos los grupos de ajustes
- Listado de señales de los re conectores que se suben al SCADA

Considerando los equipos de la red, el contratista deberá realizar la automatización semicentralizada mediante protocolo IEC61850 o DNP3 TCP/IP (en función de lo que defina la EEQ en la etapa de ejecución).

El sistema de automatización contará con la inteligencia en el concentrador de datos ubicado en la Subestación Cotocollao, el cual debe realizar una secuencia lógica de acciones que consiste en monitorear la red, aislar la zona con falla y restaurar el servicio a los usuarios posibles.

El sistema deberá estar en capacidad de integrar futuros re conectores, determinar la zona afectada de la red y realizar la reconfiguración automática de la misma tomando en consideración las restricciones existentes, como: trabajos en la línea, cargabilidad de los alimentadores, falla de comunicación, automatización deshabilitada, etc. El sistema deberá evaluar de manera automática que la transferencia de carga sea segura primero para el personal operativo y luego para la red, también deberá realizar las funciones que se especifican a continuación:

- Localizar la zona de la red afectada por la presencia de una falla
- Detectar la zona de la red que presente una falla permanente
- Aislar la zona afectada
- Evaluar las restricciones operativas de la zona
- Restablecer el sistema para los usuarios afectados fuera de la zona con falla permanente
- Minimizar el número de usuarios afectados
- Proteger los equipos sin descuidar la seguridad
- Evitar la sobrecarga de los equipos en la red debido a una reconfiguración del sistema
- Debe ser capaz de realizar un deslastre de cargas, según las condiciones del sistema
- Notificar en tiempo real al Centro de Control sobre eventos y condiciones anormales de la red

Después que el sistema ha sido reconfigurado, el personal de mantenimiento es informado por el Centro de Control sobre la ubicación de la falla y se dirige al sitio para el diagnóstico de la falla y la reparación.

Cuando se encuentra reparada la falla el Centro de Control será quien determine las operaciones para normalizar las transferencias.

El correcto funcionamiento de la reconfiguración automática de los diferentes escenarios de falla de la red que puedan presentarse, serán evaluados por la EEQ considerando los escenarios que se presentan en el Item 5.1 durante la ejecución de las pruebas.

Además, el contratista deberá probar los escenarios planteados por la EEQ y los nuevos que surjan durante el proyecto:

- Mediante simulación
- En laboratorio, para lo cual la EEQ suministrará los reconectores y el contratista suministrará los equipos de pruebas
- En sitio, en coordinación con la EEQ

5.3. Funcionalidades

Las funcionalidades a considerar son las siguientes:

- El concentrador de datos para condiciones de sobrecarga, debe considerar las características de placa de los transformadores y dispositivos mecánicos, límites de cargabilidad de los conductores, etc.
- El Concentrador de datos debe asegurar que son alternados correctamente los grupos de protecciones de los reconectores. Estos mismos equipos deben confirmar al concentrador de datos que han hecho el cambio de grupo de protecciones adecuado para la nueva configuración de la red
- El concentrador de datos realizará las reconfiguraciones de la red a partir de las señales que obtiene de los IEDs de los relés y los reconectores en protocolo IEC61850 o DNP3 TCP/IP (en función de lo que defina la EEQ en la etapa de ejecución)
- El concentrador de datos de los reconectores recibirá información del concentrador de datos de la subestación mediante protocolo 60870-5-104

5.4. Restricciones de operación

El concentrador de datos debe monitorear condiciones anormales en el estado de los equipos de la red para poder responder automáticamente, estas condiciones corresponden a:

- Trabajo en línea viva
- Recierre deshabilitado
- Fallas en el equipo de protección
- Fallas de comunicaciones

5.5. Integración

El Concentrador de datos será instalado en la subestación Cotocollao sobre el rack existente, por lo tanto, debe cumplir con características constructivas para equipos de subestación, debe comunicarse con los equipos de la red en protocolo IEC61850 o DNP3 TCP/IP (en función de lo que defina la EEQ en la etapa de ejecución).

La integración del concentrador de datos al SCADA, contempla los siguientes aspectos:

- Integración de reconectores marca Noja modelo OSM27, con control RC10, cuyas características técnicas se encuentran en los pliegos, al concentrador de datos, en protocolo IEC61850 o DNP3 TCP/IP (en función de lo que defina la EEQ en la etapa de ejecución).

- De requerirse el contratista integrará señales de los relés marca SIEMENS 7SJ641 de los primarios de la SE Cotocollao, al concentrador de datos de los reconectores, en protocolo IEC 61850.
- De requerirse el contratista integrará señales disponibles en el Concentrador de Datos de Marca Telvent, Modelo Saitel 2000, instalado en la Subestación Cotocollao, al Concentrador de Datos que dispone de la información de los Reconectores
- Implementación de lógicas de control en el concentrador de datos de reconectores, basados en información provenientes de los reconectores y de los IEDs de los relés de la subestación Cotocollao, para la operación automática de los Reconectores.
- Parametrización y Configuración de señales y canal de comunicación, en protocolo IEC 60870-5-104
- Implementación y Publicación en protocolo IEC 60870-5-104, de las señales que se deben integrar al SCADA de la EEQ

5.6. Pruebas del sistema de automatización

- Pruebas de los escenarios de falla previo a su implementación
- Pruebas de implementación de los escenarios de falla
- Pruebas previas y de integración de señales de reconectores, en el concentrador de datos de Reconectores
- Pruebas previas y de integración de lógicas control, en concentrador de datos de reconectores
- Pruebas previas y de integración del concentrador de datos de reconectores con el sistema SCADA de la EEQ

5.7. Capacitación

La capacitación al personal de la EEQ deberá tener una duración de al menos diez (10) días en las instalaciones de la Empresa, el o los instructores deberán ser especialistas que hayan participado en la implementación del proyecto, deberá considerarse mínimo los siguientes aspectos:

- Configuración de reconectores
 - Programación de lógicas de control
- Configuración del concentrador de datos
 - En protocolo 61850 y DNP3
 - En protocolo IEC 60870-5-104
 - Integración de información del concentrador de datos de la subestación al concentrador de datos de reconectores
 - Lógicas de Control para la implementación de la automatización
- Mantenimiento, administración y gestión del concentrador de datos
- Integración del concentrador de datos al sistema SCADA de la EEQ.
- Escenarios futuros
 - Descoordinación de protecciones,
 - Reguladores de voltaje, indicadores de falla, bancos de capacitores,
 - Recursos distribuidos (generación fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía, etc.)
 - Optimización de pérdidas de la red considerando reguladores de voltaje y bancos de capacitores

5.8. Garantía

El proveedor debe ofrecer una garantía mínima de 3 años sobre el objeto de la contratación, incluyendo software, licencias y servicios de ingeniería. También, debe incluir la asistencia técnica vía telefónica y por correo electrónico, durante la implementación y operación del sistema.

5.9. Soporte

El oferente deberá brindar soporte del funcionamiento del sistema de automatización implementado durante tres (3) años.