



PLANIFICACIÓN RESILIENTE DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO FRENTE A EVENTOS SÍSMICOS.

Departamento de Eléctrica y Electrónica

Carrera de Ingeniería en Electromecánica

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
Ingeniero en Electromecánica

Autores: Inga Erazo, Daniela Lisbeth
Rodríguez Morales, José Ricardo.

Tutor: Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc PhD



AGENDA



AGENDA



Ecuador tiene una larga historia de actividad sísmica.

Mitigar los efectos causados por el terremoto en los sistemas eléctricos.

Motivación

Los desastres naturales son causantes de cuantiosas pérdidas económicas y humanas.

Las ocho infraestructuras críticas de una sociedad.

Ecuador se encuentra en una zona propensa a sufrir terremotos, mismos que han causado daños significativos a la sociedad, los cuales revelan el grado de vulnerabilidad que se encuentra el país ante dichos eventos.

En el informe de SENPLADES del terremoto ocurrido en el 2016 el costo total de reconstrucción indica que se utilizó alrededor de US\$196 millones en el sector eléctrico, es por ello que se debe generar alternativas que permitan reducir los efectos causados por un terremoto especialmente en los sistemas eléctricos.



Ilustración 1: Torres eléctricas de alta tensión después de un terremoto.

AGENDA



Objetivo General.

Desarrollar un marco metodológico mediante el uso de herramientas de optimización para realizar la planificación de la expansión de la red de transmisión y generación (Baterías y Diesel) de sistemas eléctricos ante la ocurrencia de eventos exógenos específicamente terremotos.

Objetivos Específicos.

- Calcular la matriz de vulnerabilidad de elementos eléctricos utilizando simulaciones de Monte Carlo (SMC) para lograr representar la indisponibilidad de los elementos del sistema de transmisión ante terremotos.
- Formular el problema de optimización estocástica mediante la revisión de la literatura técnica especializada para planificar la expansión del sistema de transmisión ante eventos exógenos considerando line switching.

Objetivos Específicos.

- Desarrollar un programa que permita resolver el problema de planificación de la expansión de la transmisión.
- Implementar y validar la propuesta metodológica en un sistema de transmisión eléctrica de prueba.
- Validar la efectividad de la propuesta metodológica y su escalabilidad en el sistema nacional interconectado ecuatoriano.
- Evaluar las métricas de resiliencia operativa y de infraestructura en las líneas de transmisión, identificando puntos vulnerables para mitigar los riesgos que están asociados al evento exógeno.

AGENDA



- **Evento Exógeno (Terremoto)**

La magnitud del movimiento Telúrico, la distancia de liberación del centro de energía y la profundidad focal.

- **Sistema Eléctrico**

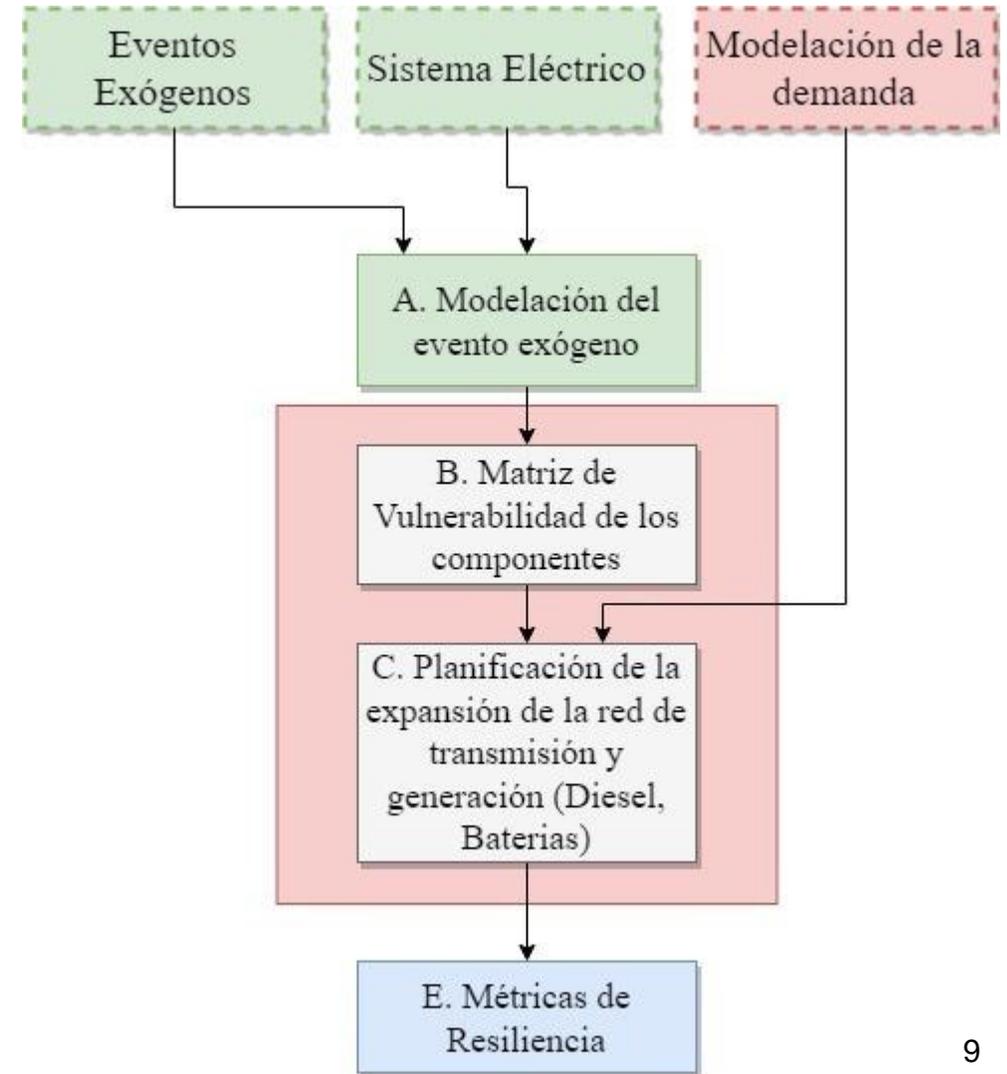
En los datos del sistema de transmisión eléctrica se puede visualizar el desempeño sísmico de los componentes inmersos para posterior estudio con el evento exógeno.

- **A. Modelación del evento exógeno**

Mediante la plataforma de programación y cálculo numérico de Matlab se plantea un modelo de simulación que permite obtener datos de los efectos que el terremoto estudiado tiene en la infraestructura eléctrica.

- **B. Matriz de vulnerabilidad**

La matriz de vulnerabilidad determina el daño que sufre la infraestructura, teniendo en cuenta la disponibilidad y la indisponibilidad de cada infraestructura en el sistema de transmisión eléctrico estudiado.



- **Modelación de la demanda**

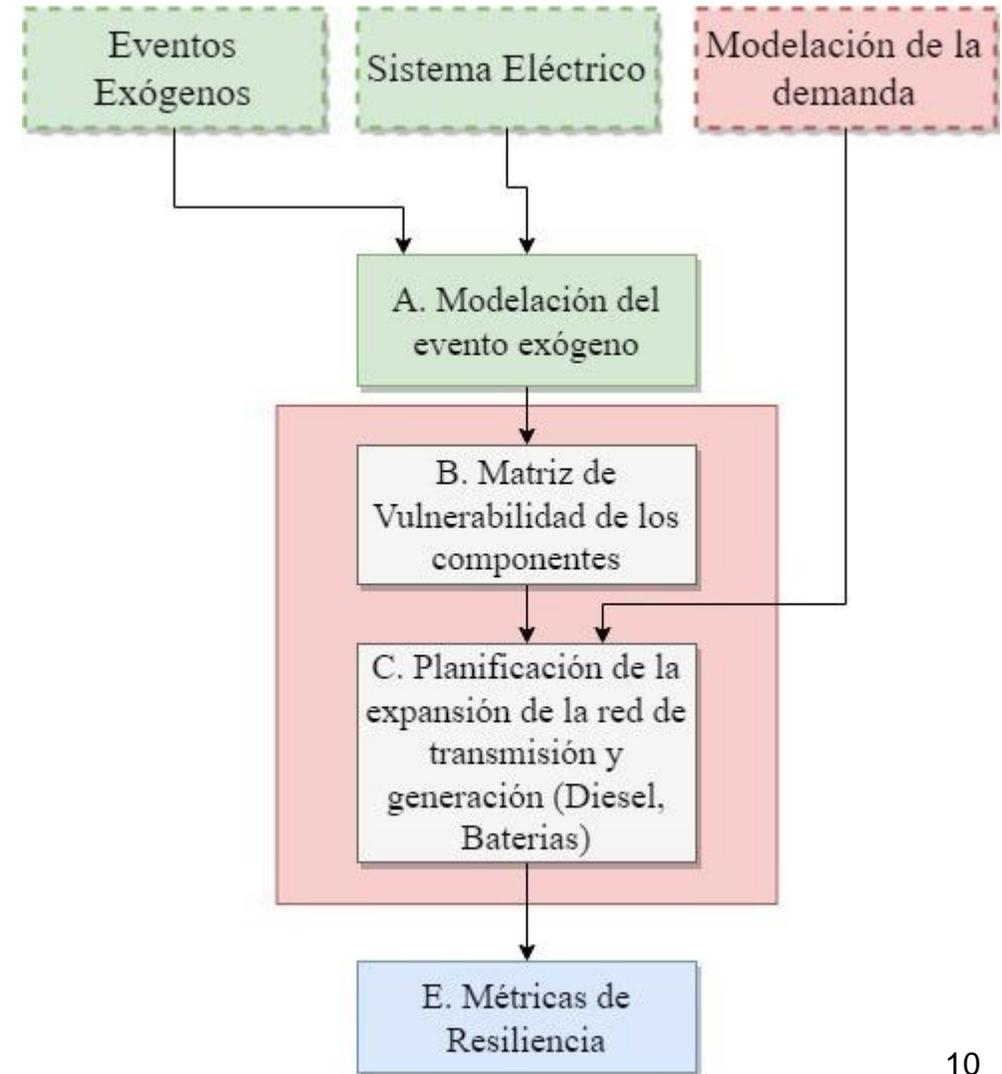
Se ingresa los datos de la demanda en el sistema eléctrico a lo largo del horizonte de estudio.

- **C. Planificación de la expansión de la red de transmisión y generación(Diesel, Baterías).**

Minimizar los costos de inversión y operación del sistema, para cubrir escenarios futuros de generación, demanda y terremotos, con el propósito de asegurar las condiciones operativas técnicas y físicas del sistema estudiado, teniendo en cuenta la matriz de recuperación de infraestructura eléctrica a medida que el tiempo aumenta en el estudio.

- **D. Métricas de resiliencia.**

Las métricas de resiliencia aplicadas son la EENS y la EIU que dependen de la energía no suministrada a lo largo del estudio efectuado y mediante la herramienta de Matlab con el diagrama de cajas.



AGENDA



MODELACIÓN DEL EVENTO EXOGENO (TERREMOTOS)



Ilustración 2: Valores de PGA en estaciones: APED (Pedernales); ACHN (Chone); AMNT (Manta); AGYE (Guayaquil).

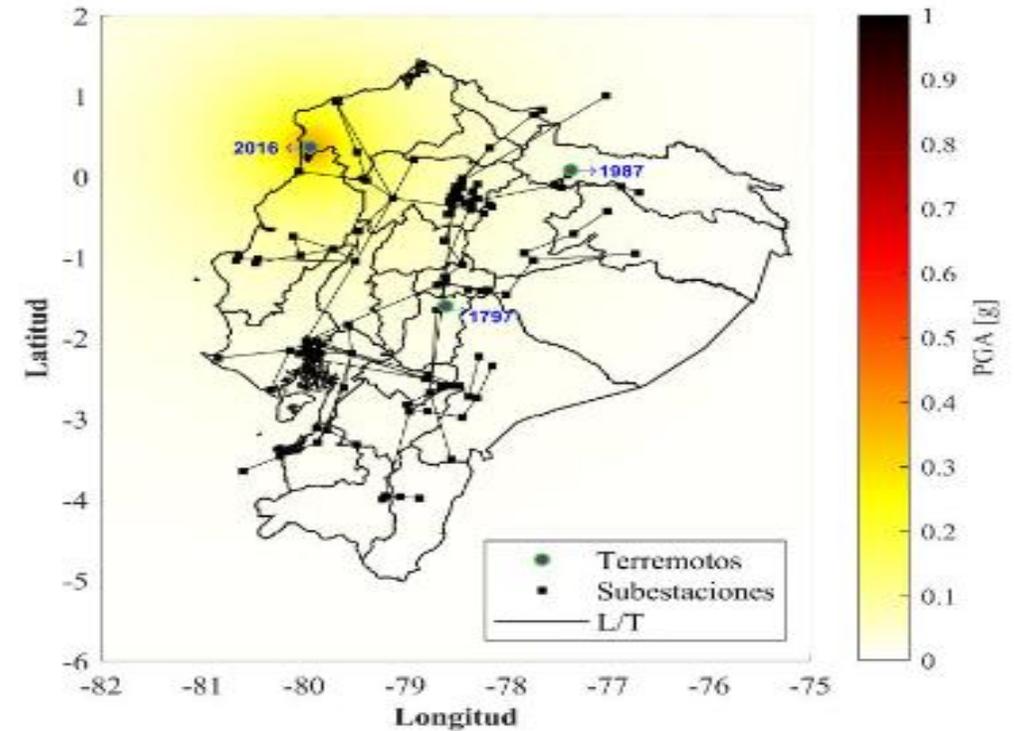


Ilustración 3: Localización de los terremotos en el territorio ecuatoriano y distribución de los valores de PGA para el terremoto en la ciudad de Pedernales acontecido en el año 2016.

VULNERABILIDAD DE LOS COMPONENTES

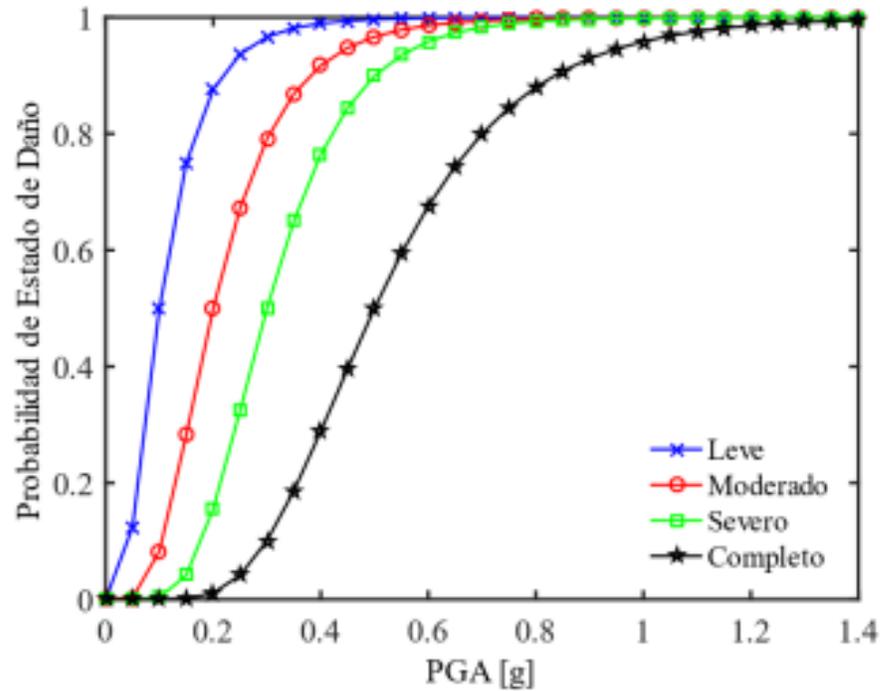


Ilustración 4: Curvas de fragilidad para subestaciones.

Peak Ground Acceleration			
Classification	Damage State	Median (g)	β
Low voltage (ESS2)	slight/minor	0.13	0.65
	moderate	0.26	0.50
	extensive	0.34	0.40
	complete	0.74	0.40
Medium voltage (ESS4)	slight/minor	0.10	0.60
	moderate	0.20	0.50
	extensive	0.30	0.40
	complete	0.50	0.40
High voltage (ESS6)	slight/minor	0.09	0.50
	moderate	0.13	0.40
	extensive	0.17	0.35
	complete	0.38	0.35

Ilustración 5: Datos de Aceleración máxima de la tierra.

$$FO = \text{Min}\{CI + CO\}$$

COSTO DE INVERSIÓN.

$$CI = \frac{frc}{8760} NT \left[C^{gi} \sum_{m=1}^{Ngi} P_m^{gi} + C^{Bess} \sum_{p=1}^{NBessC} P_p^{BESS} + \sum_{l=1}^{LT_C} (C_l^{LT_C} * LT_C_l) \right]$$

COSTO DE OPERACIÓN

$$CO = \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{t=1}^{NT} \pi_s \left[\sum_{k=1}^{Ng} C^{Var} * P_{k,t,s} + \sum_{r=1}^{Ngr} C^{Vert} * P_{r,t,s}^{gr} + \sum_{d=1}^{Nd} C^{ENS} * ENS_{d,t,s} \right]$$

St:

$$\sum_{i=1}^{Nb} \sum_{s=1}^{Ns} \sum_{t=1}^{NT} \left[\left(\sum_{k=1}^{Ng} \rho_{k,i,s} * P_{k,t,s} + \sum_{m=1}^{Ngi} P_{m,t,s} + \sum_{r=1}^{Ngr} P_{r,t,s}^{gr} + \sum_{l=1}^{LTE} \rho_{l,t,s} * f_{l,t,s}^E + \sum_{lc=1}^{LTC} f_{lc,t,s}^C + \sum_{p=1}^{NBess} P_{p,t,s}^{BD} \right) \right]$$

$$= \left[\sum_{d=1}^{Nd} (D_{d,t,s} - ENS_{d,t,s}) + \sum_{p=1}^{NBess} P_{p,t,s}^{BC} \right]$$

$$\forall t \in \Omega_{NT}, i \in \Omega_{Nb}, k \in \Omega_{Ng}, m \in \Omega_{Ngi}, r \in \Omega_{Ngr}, l \in \Omega_{LTE}, lc \in \Omega_{Ngc}, p \in \Omega_{NBess}, d \in \Omega_{Nd}$$

Potencia de Generación Convencional:

$$P_k^{min} * Xg_{k,t,s} * \rho_{k,i,s} < P_{k,t,s} \leq P_k^{max} * Xg_{k,t,s} * \rho_{k,i,s} \quad \forall k \in \Omega_{Ng}$$

Potencia de Generación Candidata:

$$P_m^{min} * Xgi_{m,t,s} < P_{m,t,s} \leq P_m^{max} * Xgi_{m,t,s} \quad \forall m \in \Omega_{Ngi}$$

Flujo en líneas de transmisión Existentes y Line

Switching:

$$-F_l^{maxE} * X_{l,t,s}^{LTE} * \rho_{l,t,s} * < f_{l,t,s}^E \leq F_l^{maxE} * X_{l,t,s}^{LTE} * \rho_{l,t,s} \quad \forall l \in \Omega_{LTE}$$

$$f_{l,t,s}^E \geq \sum_{i=1}^{Nb} \frac{\theta_{i,t,s}}{X_l^{LTE}} - (1 - X_{l,t,s}^{LTE}) * N \quad \forall l \in \Omega_{LTE}$$

$$f_{l,t,s}^E \leq \sum_{i=1}^{Nb} \frac{\theta_{i,t,s}}{X_l^{LTE}} + (1 - X_{l,t,s}^{LTE}) * N \quad \forall l \in \Omega_{LTE}$$

Flujo en líneas de transmisión Candidata:

$$-F_{lc}^{max} * \sigma_{lc} < f_{lc,t,s}^C \leq F_{lc}^{max} * \sigma_{lc} \quad \forall lc \in \Omega_{LTc}$$

Instalación de Baterías:

$$E0_{p,s} = 0.8 * P_p^{BESS} \quad \forall p \in \Omega_{NBess}$$

$$E_{p,t,s} = E0_{p,s} + P_{p,t,s}^{BC} * n^{inv} - \frac{P_{p,t,s}^{BD}}{n^{inv}} \quad \forall p \in \Omega_{NBess}$$

$$t \geq 2$$

$$E_{p,t,s} = E_{p,t-1,s} + P_{p,t,s}^{BC} * n^{inv} - \frac{P_{p,t,s}^{BD}}{n^{inv}} \quad \forall p \in \Omega_{NBess}$$

$$E_{p,t,s} \leq P_p^{BESS} \quad \forall p \in \Omega_{NBess}$$

$$0.2 * P_p^{BESS} \leq E_{p,t,s} \leq 0.95 * P_p^{BESS} \quad \forall p \in \Omega_{NBess}$$

$$0 \leq P_{p,t,s}^{BD} \leq P_p^{BESS} * n^{inv} \quad \forall p \in \Omega_{NBess}$$

$$-\frac{P_p^{BESS}}{n^{inv}} \leq -P_{p,t,s}^{BC} \leq 0 \quad \forall p \in \Omega_{NBess}$$

CASO DE ESTUDIO: SISTEMA GARVER 6 BARRAS

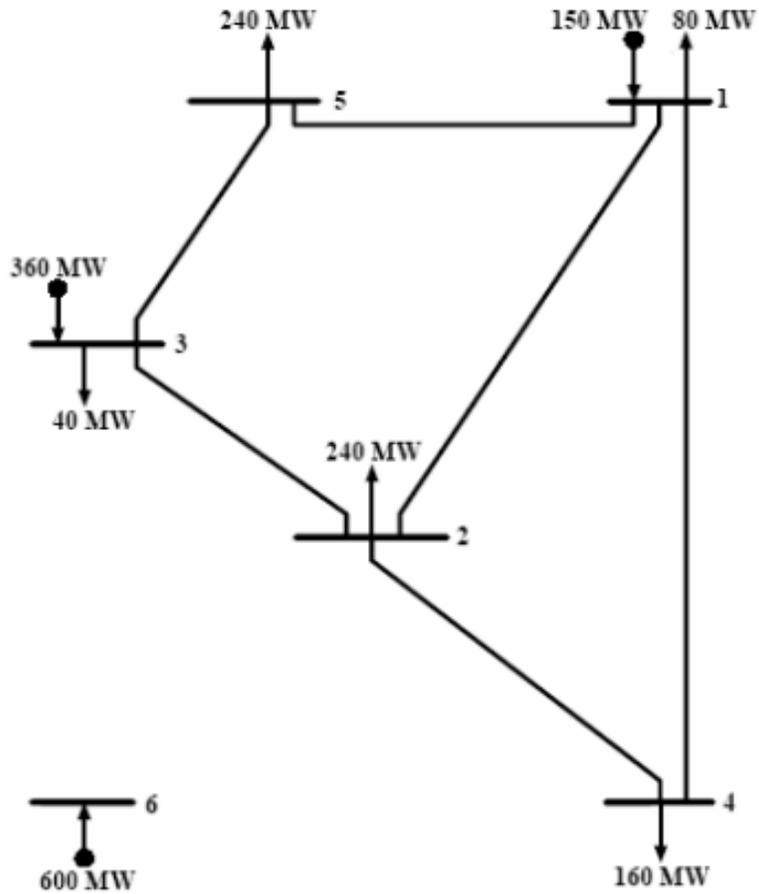


Fig 1: Sistema Garver 6 Barras.

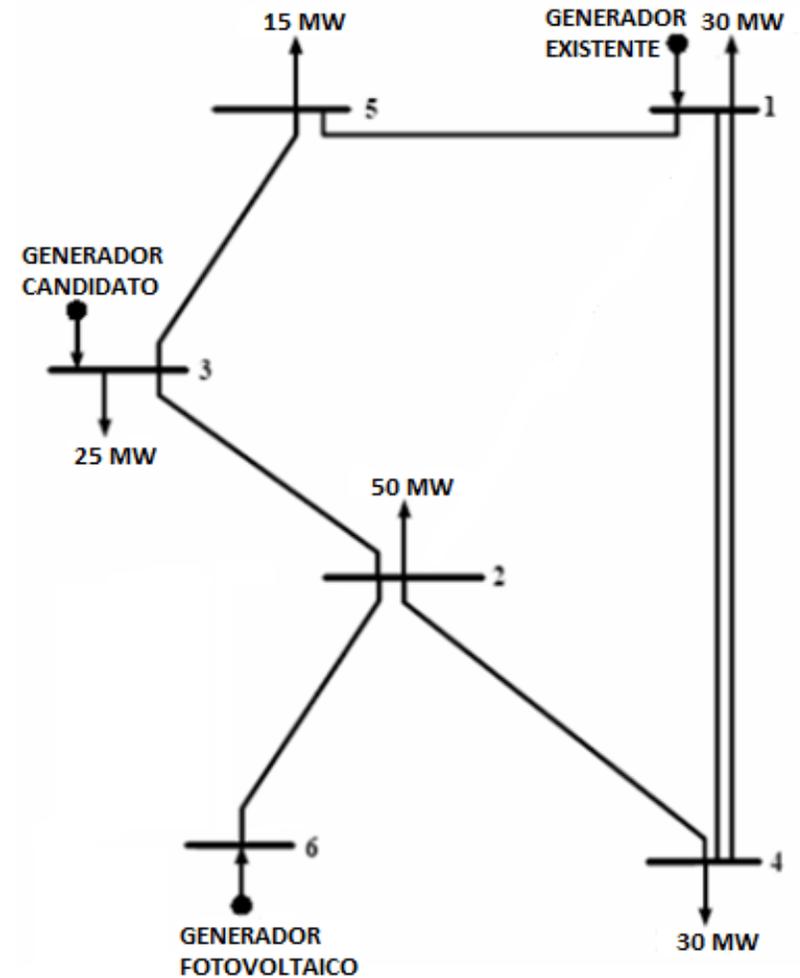


Fig 2: Sistema Garver 6 Barras modificado.

SISTEMA GARVER 6 BARRAS

SISTEMA GARVER PROPUESTO CON LÍNEAS EXISTENTES, LÍNEAS CANDIDATAS Y BATERÍAS.

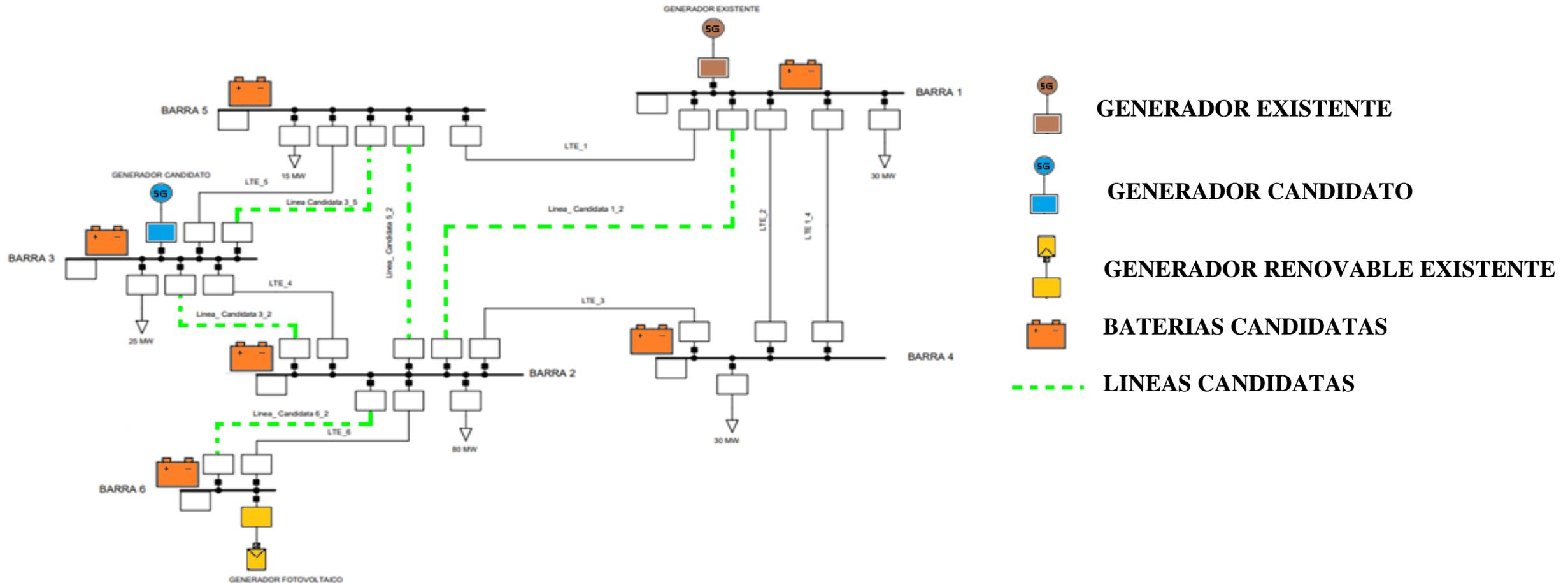


Fig 3. Sistema Garver Propuesto

SISTEMA GARVER DESPUES DEL TERREMOTO

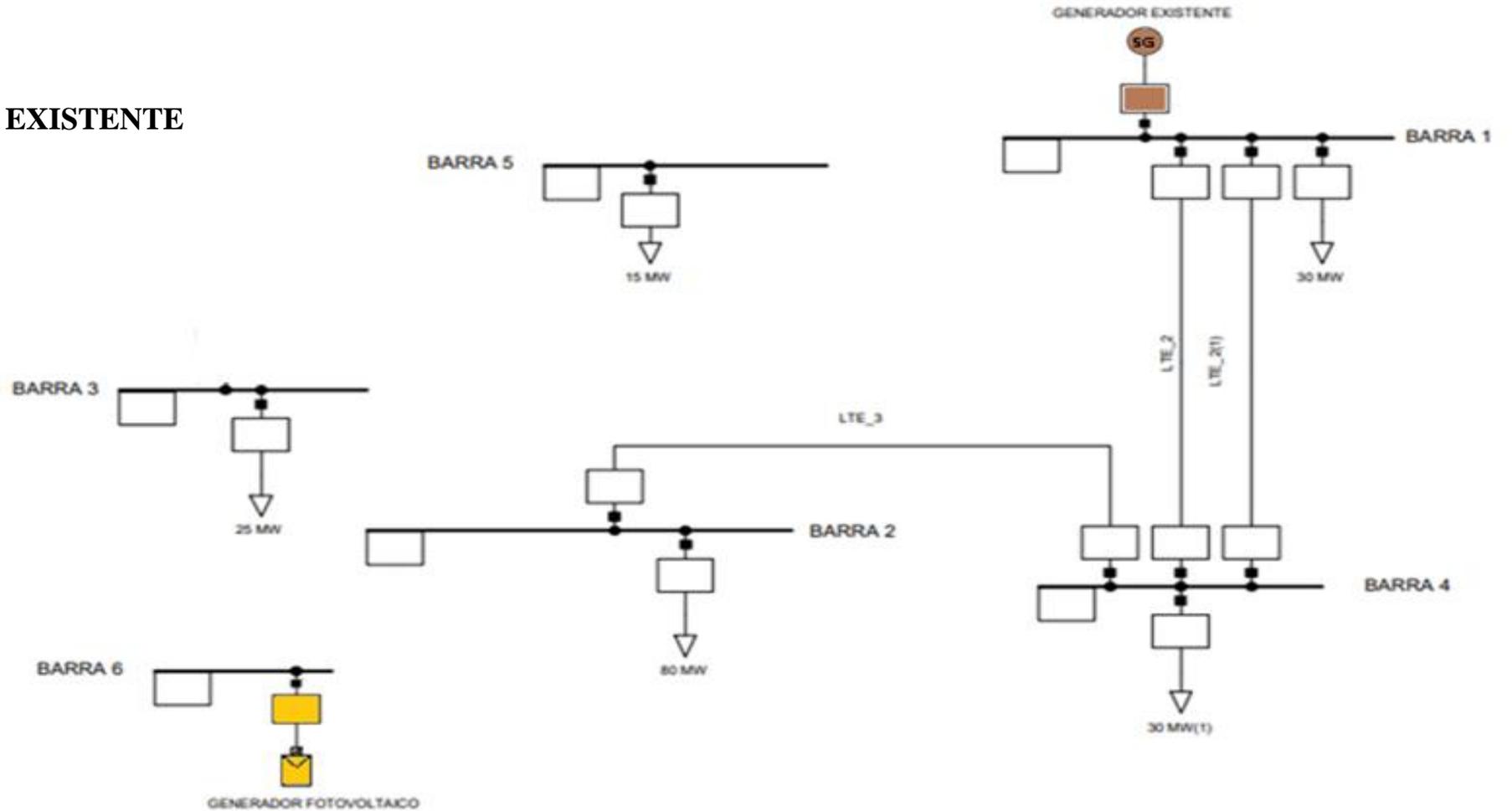
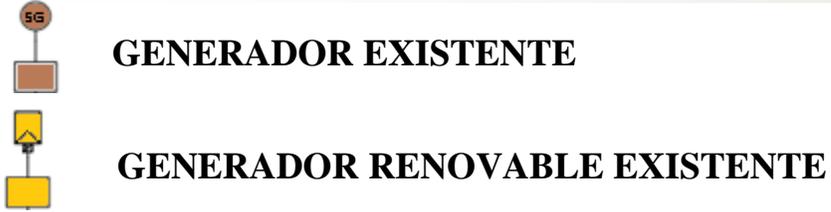


Fig 4. Sistema Garver modificado después del terremoto.

AGENDA



CASO DE ESTUDIO 1

LÍNEAS EXISTENTES FUERA DE SERVICIO DESPUES DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE TERREMOTOS Y TNEP CON LÍNEAS CANDIDATAS , GENERACIÓN DIESEL CANDIDATA Y BATERÍAS.

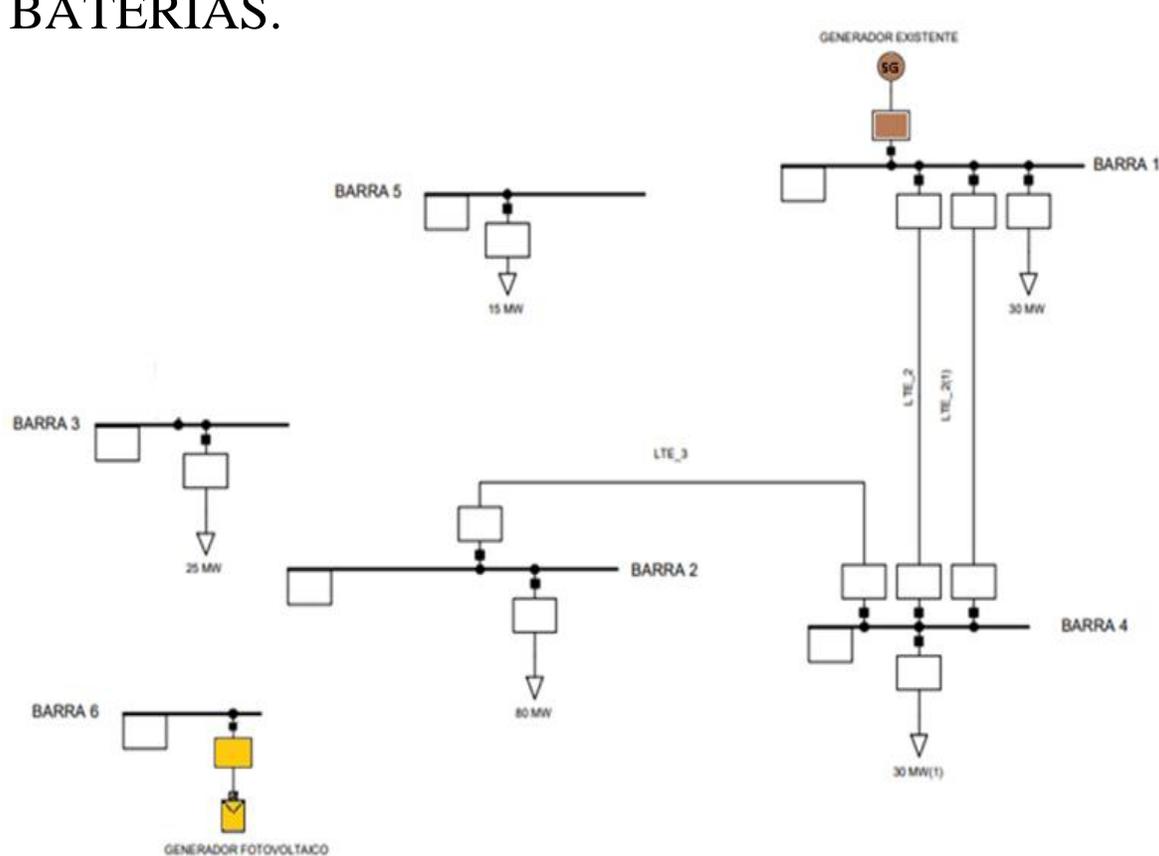


Fig 4. Sistema Garver modificado después del terremoto.

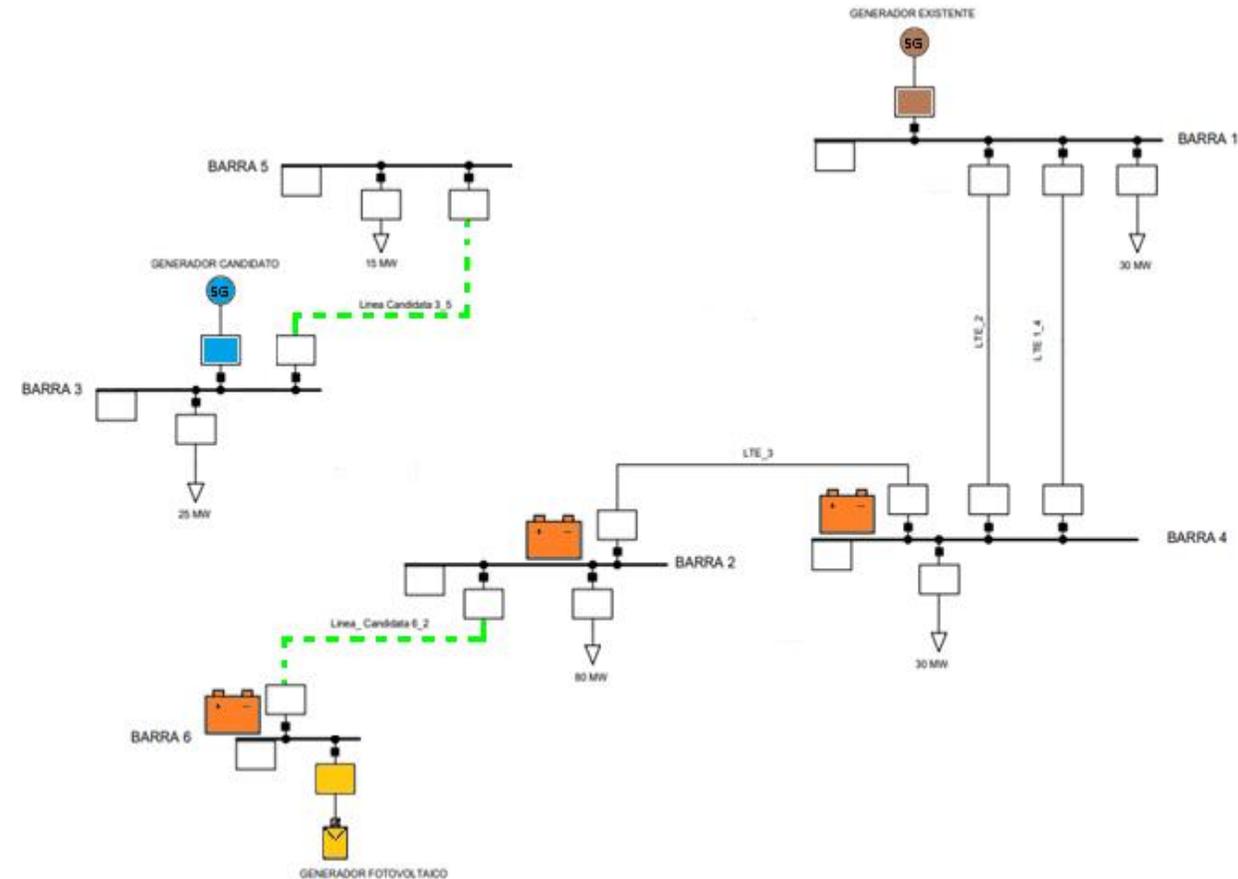


Fig 5. Sistema Garver resultante.

PARTICIPACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS PARA CUBRIR LA DEMANDA

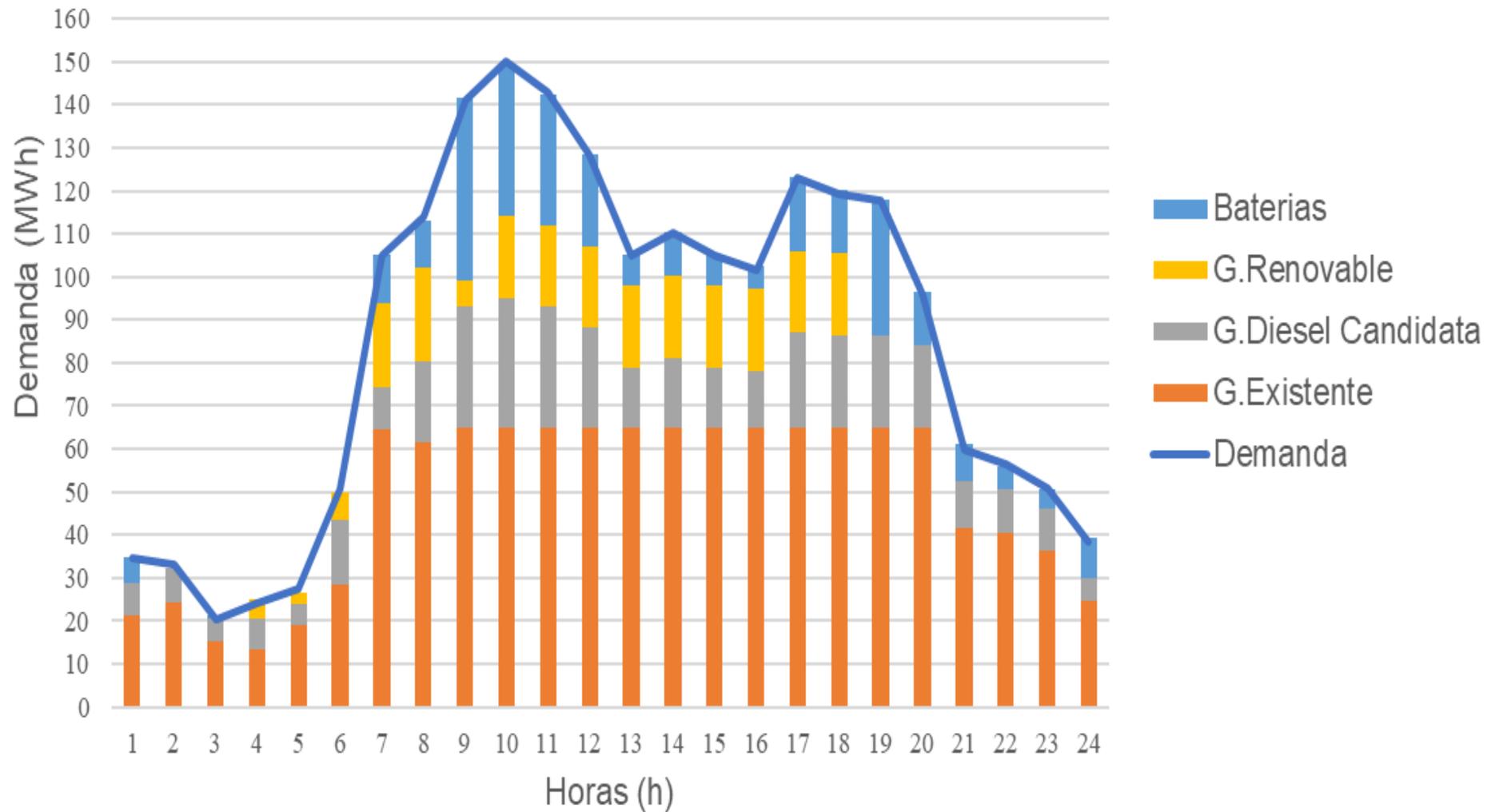


Fig 6. Tecnologías sin line switching.

CASO DE ESTUDIO 2

LÍNEAS EXISTENTES FUERA DE SERVICIO DESPUES DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE TERREMOTOS Y TNEP CON LÍNEAS CANDIDATAS, BATERÍAS Y LINE SWITCHING.

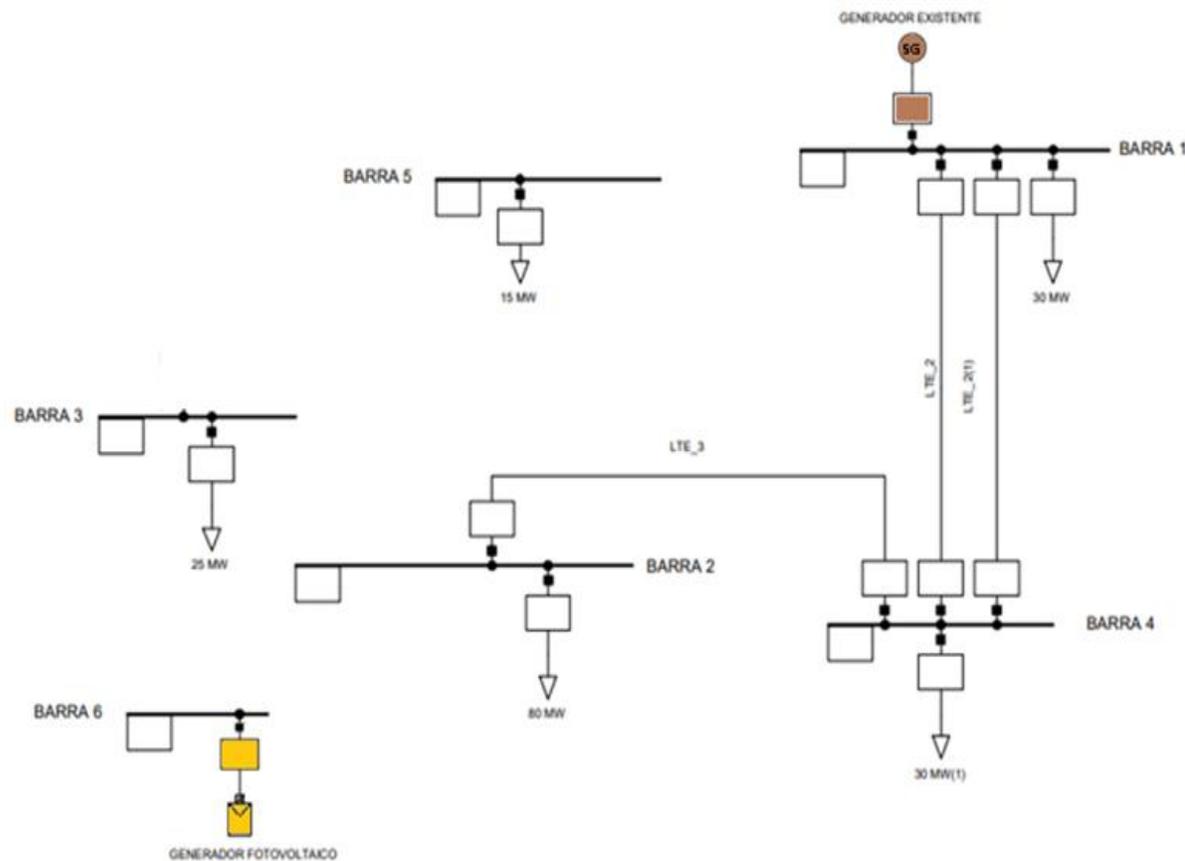


Fig 4. Sistema Garver modificado después del terremoto.

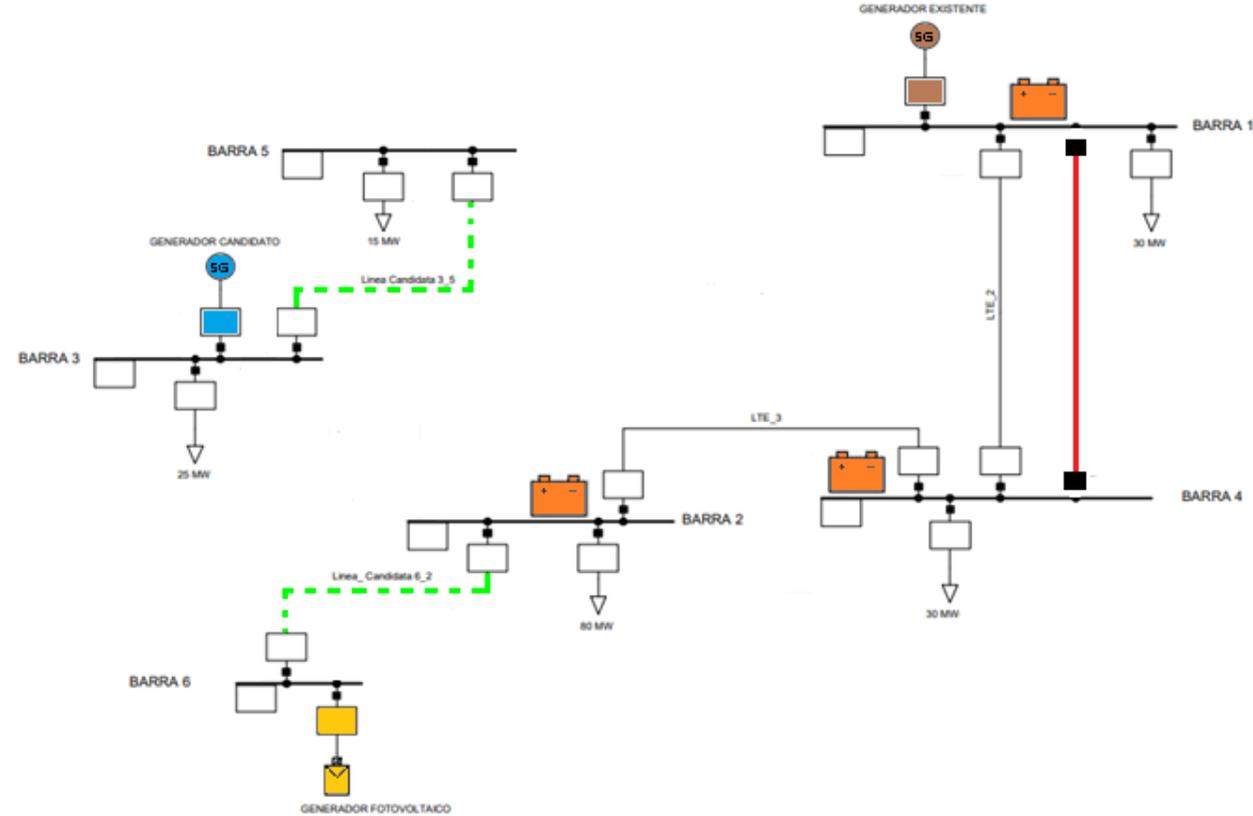


Fig 7. Sistema Garver con desconexión de líneas y proyección de líneas candidatas

PARTICIPACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS PARA CUBRIR LA DEMANDA

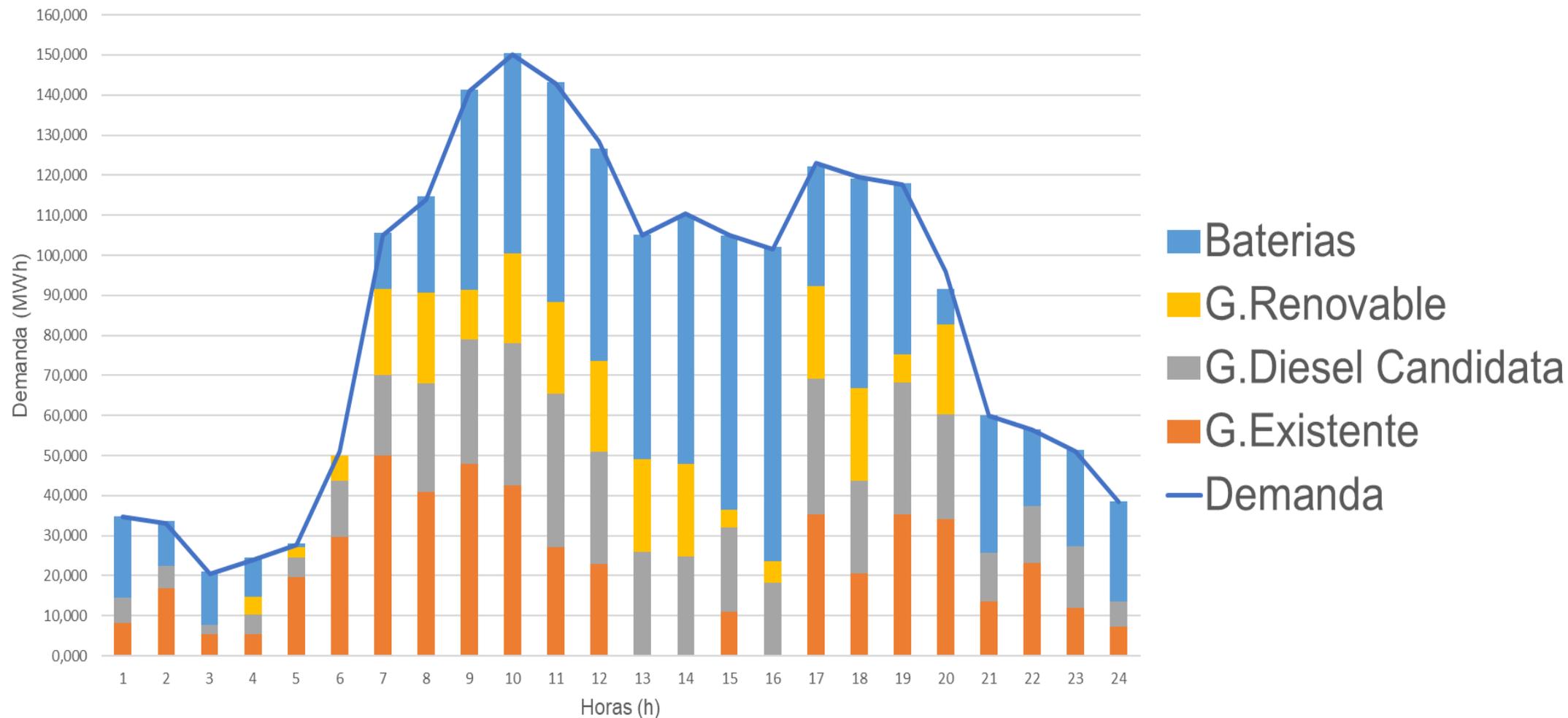


Fig 8. Tecnologías con line switching.

TABLA DESCRIPTIVA DE CASOS DE ESTUDIO

DESCRIPCIÓN	TNEP CON LT_C + BESS	TNEP CON LT_C+BESS+LINE SWITCHING
COSTO TOTAL	6,182 MDD	6,068 MDD
TOTAL BATERÍAS	2,013 MW	1,95 MW
INST BATERÍAS	BARRA 2, BARRA 4, BARRA 6	BARRA 1, BARRA 2, BARRA 4
LÍNEAS CANDIDATAS	LINEA 3_5 Y LINEA 6_2	LINEA 3_5 Y LINEA 6_2
LÍNEAS DESCONECTADAS		LINEA 1_4 EXISTENTE

AGENDA



CONCLUSIONES BASADAS EN EL ESTUDIO GARVER

- La inexistencia de baterías en la barra 5 es debido a que el costo de inversión de la línea es menor al costo de la batería proyectada en dicha barra, mientras que para la barra 3 el generador candidato entrega solo la potencia requerida para abastecer la demanda en las dos barras y no tiene potencia restante para poder cargar alguna batería.
- En la barra 6 se encuentra un generador renovable el cual entrega toda la potencia generada para abastecer la demanda de la barra 2, además que dicha generación al completar la demanda requerida tiene potencia restante para poder cargar la batería que se encuentra en la barra 6 para ayudar a cubrir los picos de potencia en la barra 2.
- El generador existente sin line switching abastece la demanda tanto en la barra 1 como en la barra 4 y la potencia restante la utiliza para cargar la batería de la barra 4, mientras que en el estudio con line switching desconecta una línea de transmisión 1_4 por ende la potencia restante la utiliza para cargar la nueva batería que el programa instala en la barra 1 debido a la holgura del sistema que ofrece line switching.
- La implementación de line switching en el sistema modifica el flujo de potencia de las líneas de transmisión y los ángulos de las barras para implementar baterías en las barras que verdaderamente necesitan, con el objetivo de minimizar costos y disminuir ENS.

AGENDA



CASO DE ESTUDIO: SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

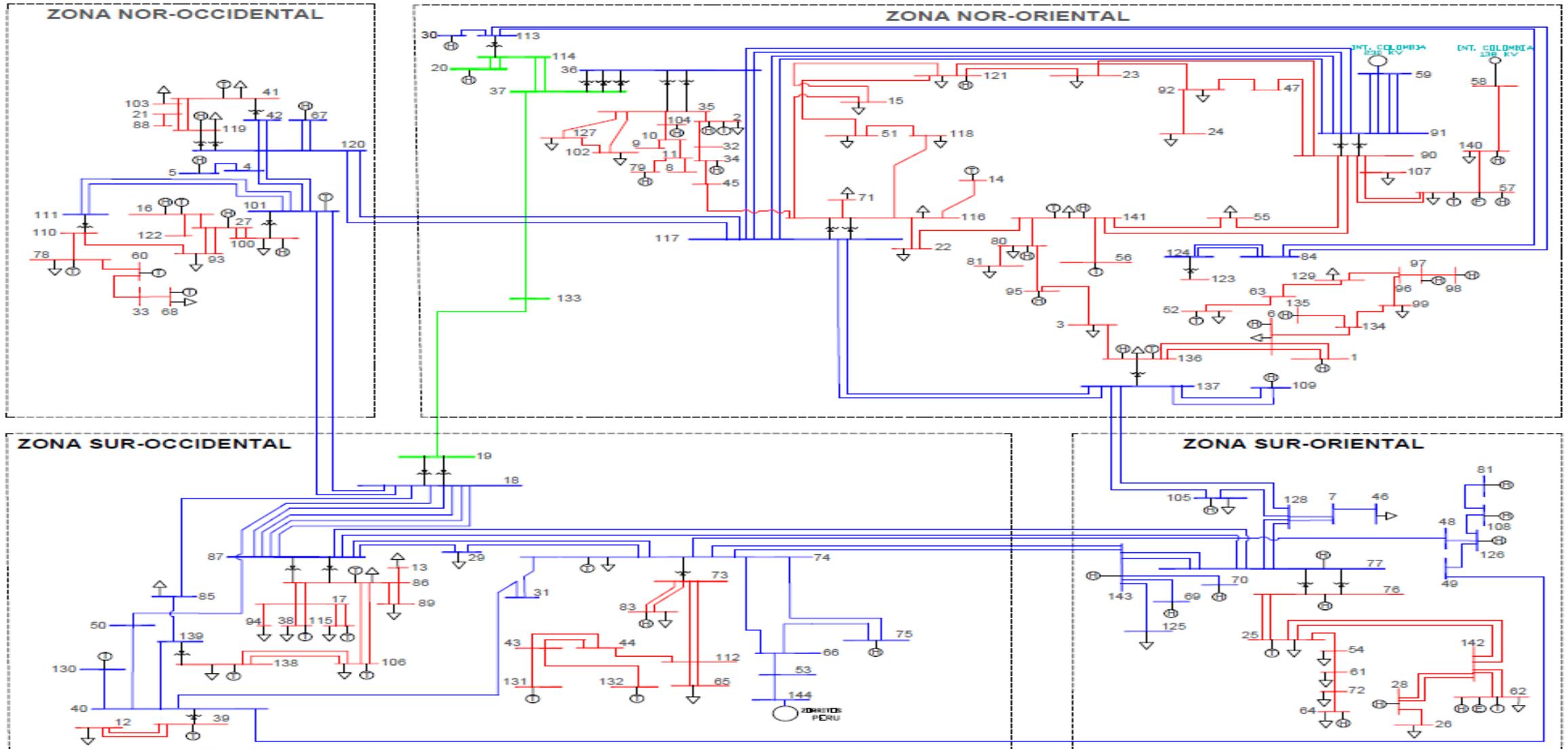


Fig 9. Sistema Nacional Interconectado Diciembre 2020



AGENDA



Se tomo como horizonte de evaluación del SNI de hasta 500 escenarios y 73 horas con un tiempo de restauración de líneas en la hora 24, 48 y 72 horas.

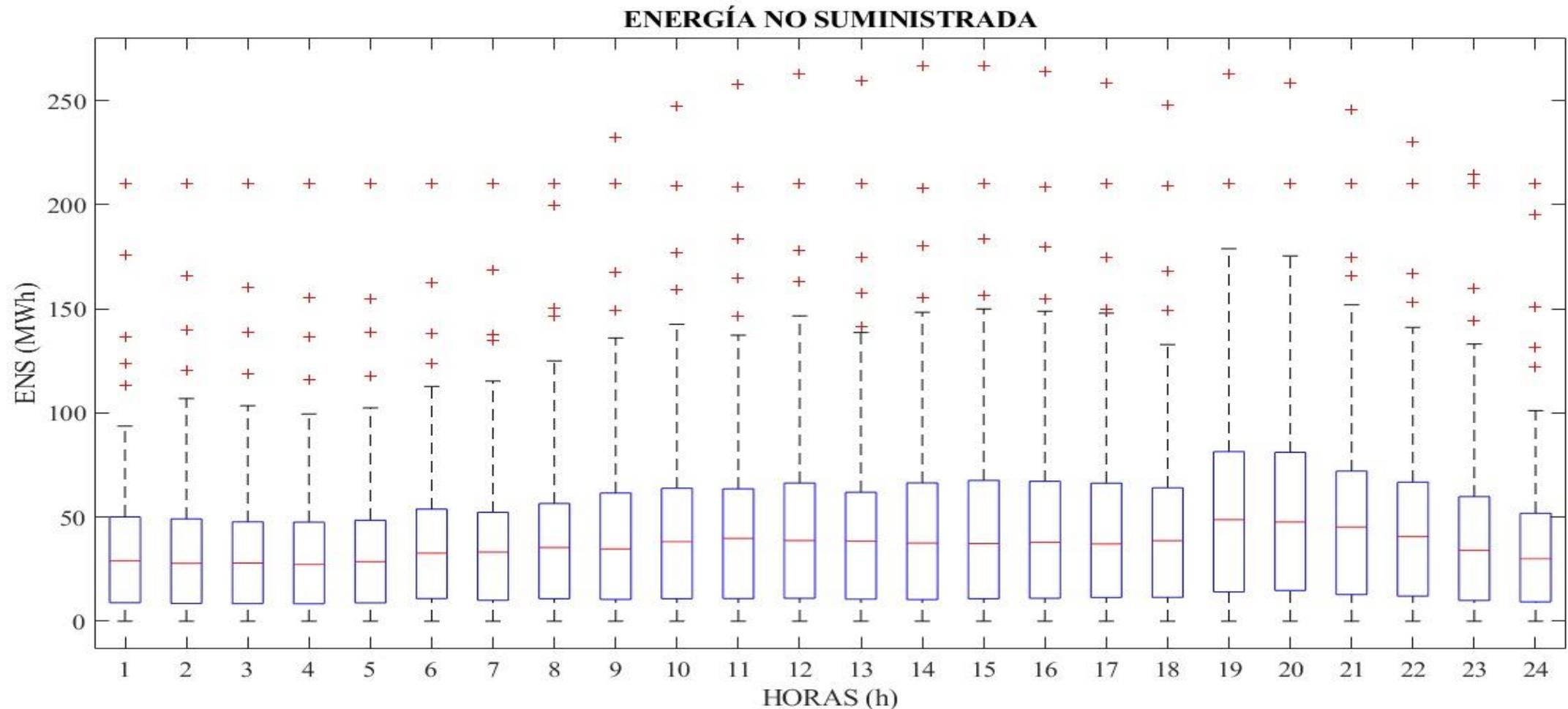


Fig 10. Diagrama de cajas de la ENS

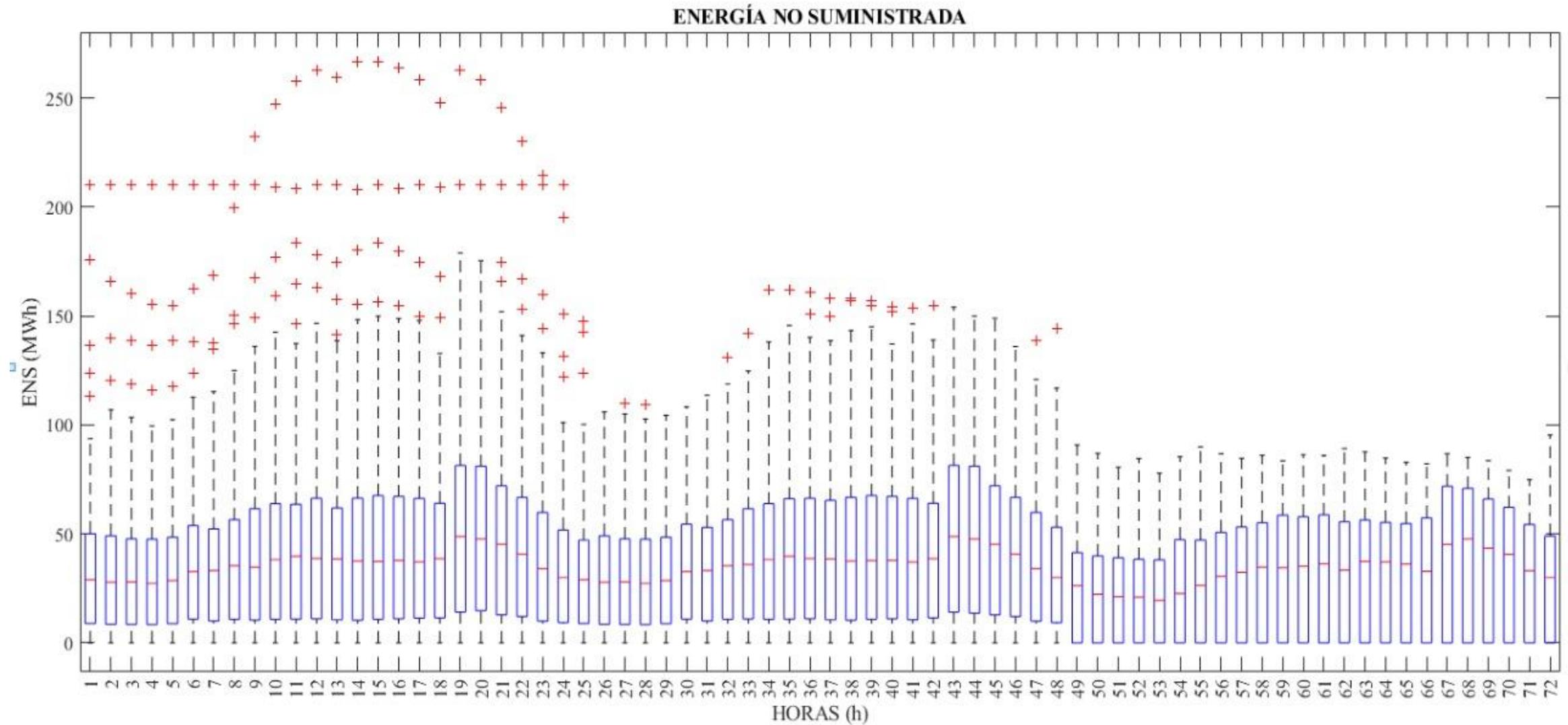


Fig 11. Diagrama de cajas de la ENS

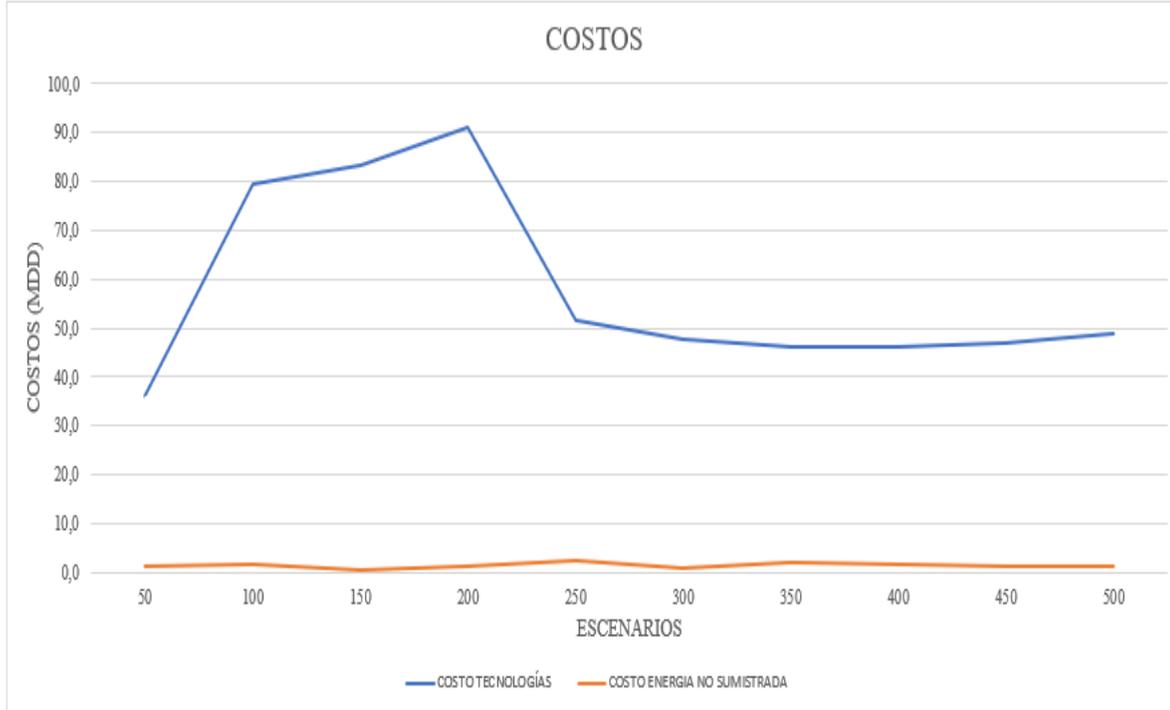


Fig. 12. Costos de inversión y operación

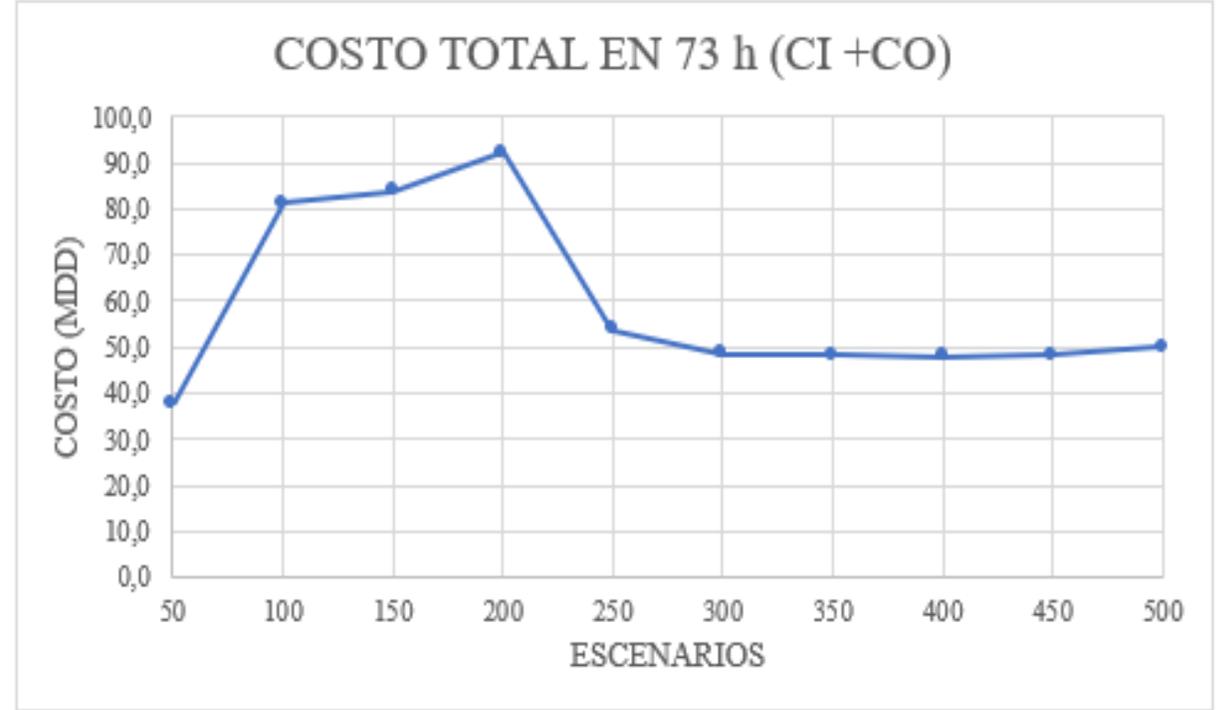


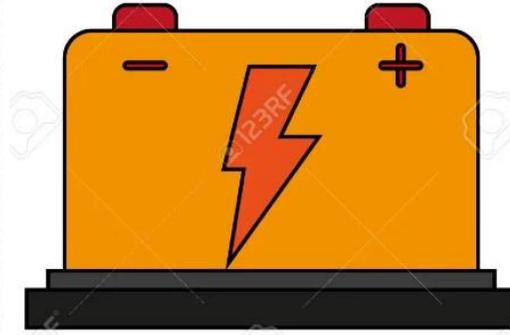
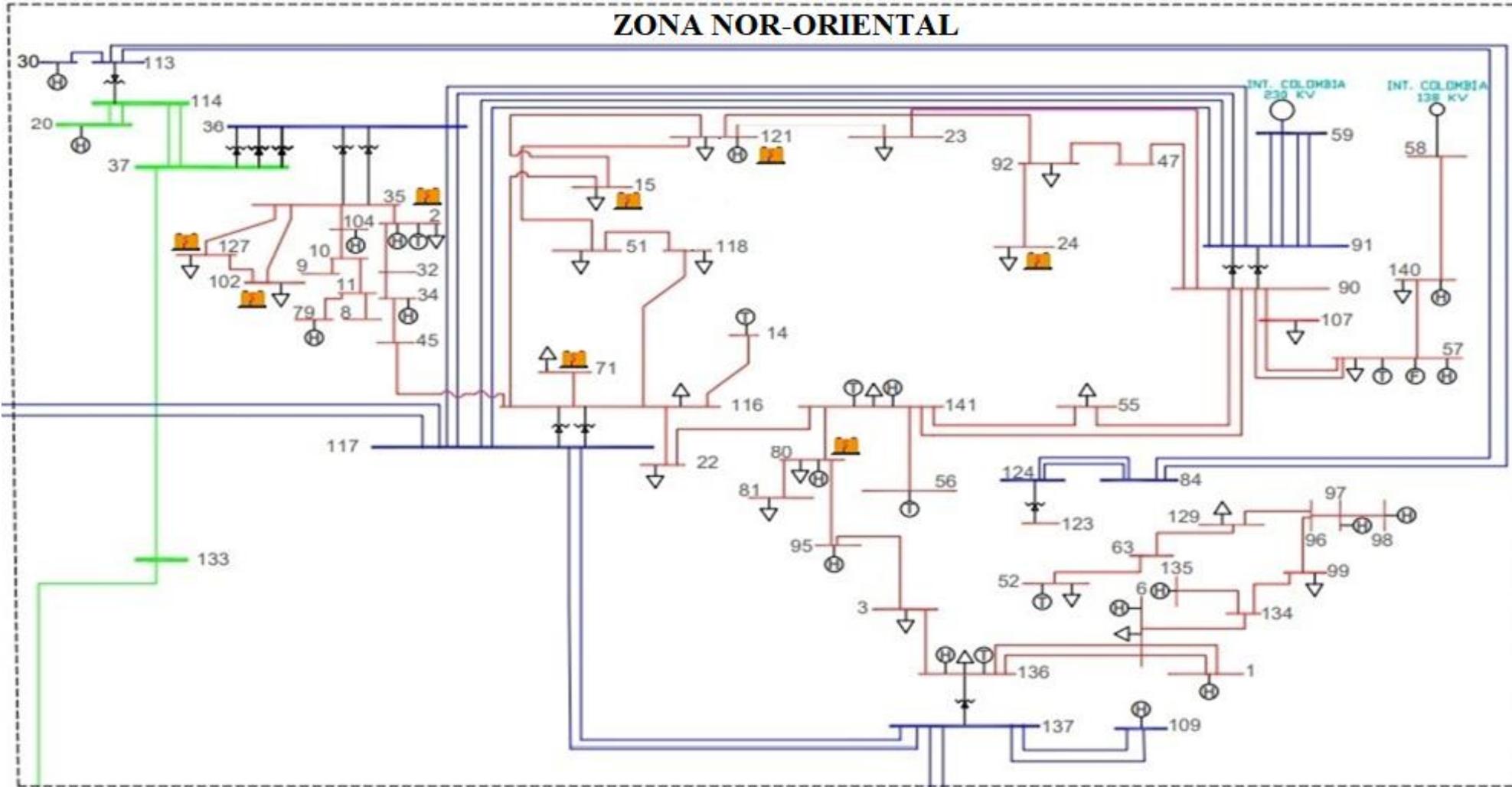
Fig. 13. Costo total

GRÁFICAS DE COSTOS

ESCENARIOS	COSTO DE INVERSIÓN (MDD)	COSTO DE OPERACIÓN (MDD)	BATERÍAS.	LÍNEAS CANDIDATAS.
300	47,8	0,7	2,3,14,15,16,22,24,51,52,71,80,82,92,118,121,122,127	33,34,35,60,136,139
350	46,0	2,2	2,15,22,23,24,71,80,82,91,92,102,121,127.	12,32,33,36,60, 139
400	46,2	1,7	2,3,15,60,68,71,78,80,82,93,102,107,110,121.122,127	33,48,49,60,106,131,139
450	47,0	1,1	2,15,61,69,71,80,82,102,121,127,141	33,60,67,136,139
500	48,8	1,1	2,3,15,22,24,52,53,55,57,63,71,80,82,91,99,118,121,122,127 ,129	33,48,49,105,136,139,177

ESCENARIOS	COSTO SIN INVERSIÓN (MDD)	COSTO CON INVERSIÓN (MDD)
300	78	48
400	75	47
500	100	50





BATERIA

Fig. 14. Zona Nor-Oriental con participación de baterías.

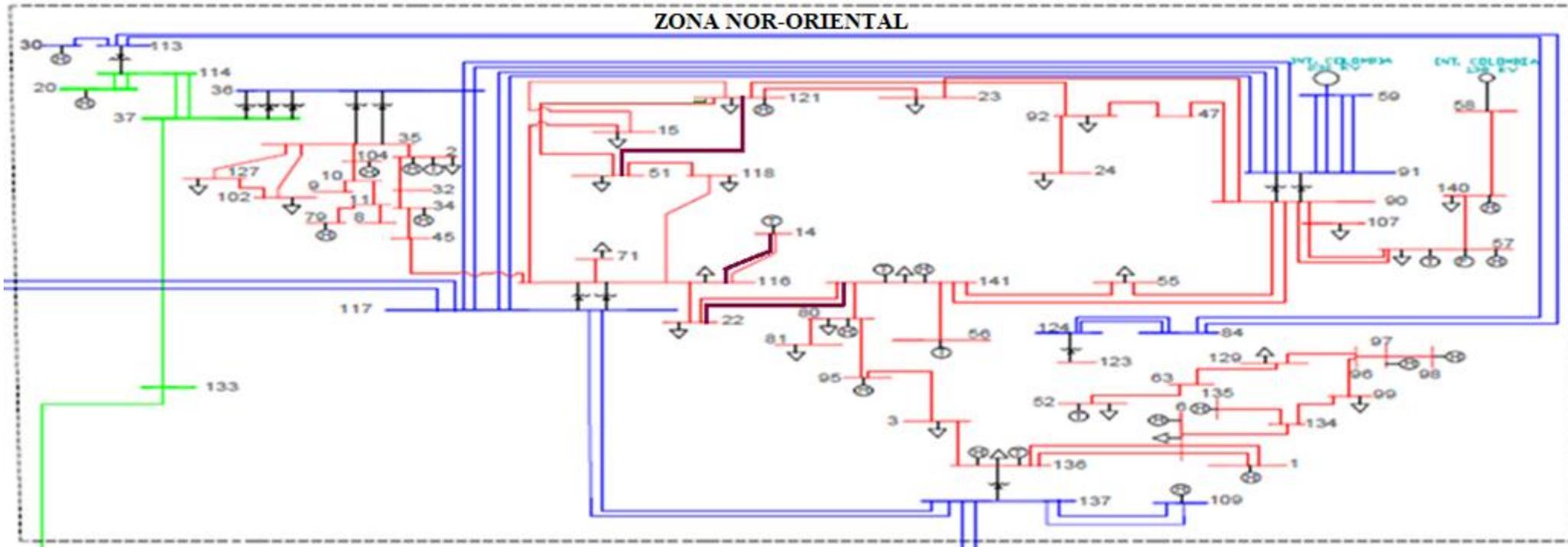


BATERÍAS RECURRENTE

NOMBRE DE LA BARRA	NÚMERO DE BARRA	24 HORAS	48 HORAS	72 HORAS
B_Alangasi(26)_138	2	7.32 MW	7.91 MW	8.15 MW
B_Chilibulo(SE5)_138	15	4.86 MW	5.43 MW	6.15 MW
B_CHCH_138	71	14.04 MW	14.15 MW	15.42 MW
B_Mulalo_138	80	20.98 MW	21.08 MW	21.95 MW
B_Novacero_138	82	27.65 MW	29.92 MW	31.53 MW
B_Selva_Alegre_138	121	0.8 MW	0.10 MW	0.98 MW
B_Quinche_138	102	10.17 MW	10.54 MW	10.85 MW
B_Tababela(31)_138	127	15.28 MW	15.90 MW	15.91 MW
B_Cristiania(SE18)_138	24	0.68 MW	0.70 MW	1.08 MW

LÍNEAS RECURRENTE

LÍNEA	NÚMERO DE LÍNEA	24 H	48 H	72 H
CGSR y Santa Rosa	139	✓✓	✓	✓✓
Vicentina y Conocoto	33	✓✓	✓	✓✓
Eugenio Espejo y Selva Alegre	60	✓✓	✓✓	✓

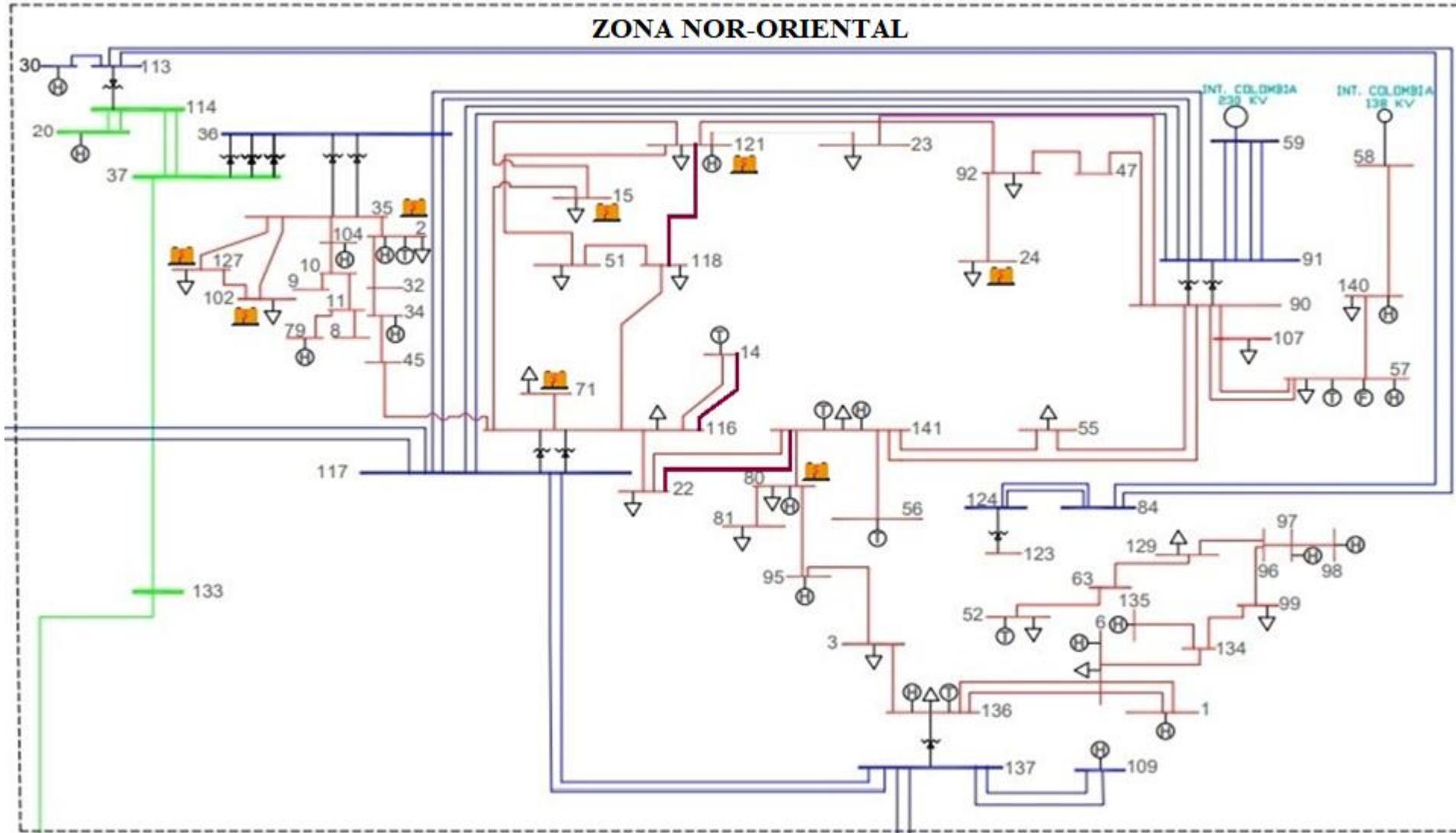


LÍNEA A CONSTRUIR

Fig. 15. Zona Nor-Oriental con participación de líneas candidatas.



RESULTADO DE LOS CASOS DE ESTUDIO 3 Y 4



BATERIA

**LÍNEA A
CONSTRUIR**

Fig. 16. Zona Nor-Oriental con participación de todas las tecnologías propuestas.



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

EXPECTED ENERGY NOT SUPPLIED.

$$EENS = \sum_{t=1}^{NT} \sum_{s=1}^{N_s} ENS_{s,t} * \pi_s$$

$$EENS_{\text{sin_Inversión}} = 202,21(\text{GWh}) * 1 = 202,21(\text{GWh})$$

$$EENS_{\text{Inversión}} = 172,46(\text{GWh}) * 1 = 172,46(\text{GWh})$$

ENERGY INDEX OF UNRELIABILITY.

$$EIU = \frac{EENS}{E} * 100\%$$

$$EIU_{\text{sin_Inversión}} = \frac{202,21(\text{GWh})}{203,02(\text{GWh})} * 100\% = 99,6\%$$

$$EIU_{\text{Inversión}} = \frac{172,46(\text{GWh})}{203,02(\text{GWh})} * 100\% = 84,95\%$$

AGENDA



- Se concluye que Line switching no tiene trascendencia en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador debido a que el sistema es muy robusto ante eventuales fallos en el sistema por su topología de red en malla.
- Después de un análisis de escenarios, se encontró barras estratégicas en el SNI que son recurrentes para la instalación de baterías, las mismas que son dimensionadas de acuerdo al horizonte de estudio, necesitando un total de 112,02 MWh.
- Pese al cambio de sensibilidades el optimizador persistentemente decide invertir en las líneas que se encuentran entre las barras Vicentina y Conocoto (33), entre las barras Eugenio Espejo y Selva Alegre (60) y entre las barras CGSR y Santa Rosa (139), debido a que dichas líneas se encuentran unidas a barras con demandas altas.
- Utilizando la metodología propuesta se logro reducir hasta un 14,65% de EIU en las cargas del sistema, accediendo a mejorar la resiliencia en las redes de transmisión frente a la ocurrencia de terremotos.

AGENDA



- Utilizar la mayor cantidad de escenarios posibles para que la solución del modelo matemático propuesto se acerque mas a la realidad, mejorando los recursos computacionales para mayor facilidad de resolución del modelo matemático con el fin de ampliar el horizonte de evaluación.