



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA



**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTROMECAÁNICA**

**TEMA: Óptima conmutación de líneas de transmisión con análisis de  
estabilidad angular en la integración de centrales fotovoltaicas en el  
sistema eléctrico**

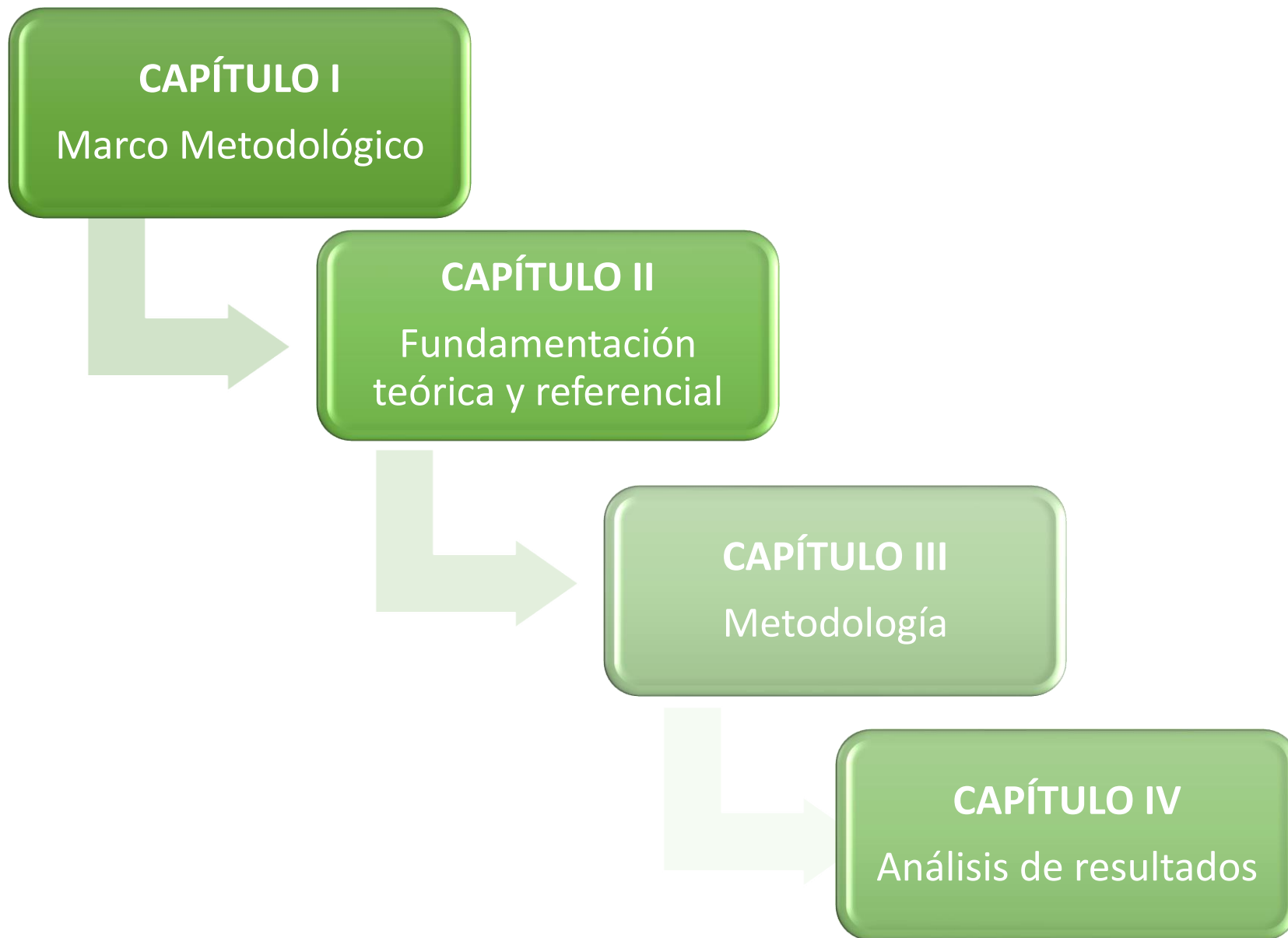
**AUTOR:  
ALBUJA FLORES, CARLOS ANÍBAL**

**DIRECTOR DE PROYECTO:  
ING. MASACHE ALMEIDA, PAUL ANDRES**

**LATACUNGA  
ENERO 2024**



# AGENDA



## Introducción:

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es la infraestructura encargada de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los consumidores finales, asegurando la eficiencia y seguridad en el suministro.



## Justificación:

La configuración del sistema eléctrico ha evolucionado, integrando centrales fotovoltaicas cerca de los consumos, favoreciendo el uso de recursos limpios. La investigación actual se centra en el impacto de estas centrales en la transmisión y estabilidad angular del SEP.



## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA



Crecimiento de sistemas fotovoltaicos y su impacto

Se ha registrado un aumento significativo en la integración de sistemas fotovoltaicos a la red, especialmente en áreas de media y baja tensión, lo que puede alterar las pérdidas eléctricas y los flujos de potencia.

Consecuencias de la variación de flujos de potencia

Los cambios en los flujos de potencia por la integración fotovoltaica pueden causar sobretensiones y sobrecargas, afectando la operación de la red y pudiendo resultar en la pérdida de líneas vitales.

Investigación sobre la estabilidad y conmutación óptima

El estudio se enfoca en cómo las centrales fotovoltaicas influyen en la estabilidad del sistema eléctrico, abordando la reconfiguración de las líneas de transmisión y la estabilidad angular para asegurar un funcionamiento eficiente y seguro del sistema.



# OBJETIVOS



## Objetivo general

- Analizar la óptima conmutación de las líneas de transmisión con análisis de estabilidad angular e integración de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico.



## Objetivos específicos



Implementar la metodología óptima conmutación de líneas de transmisión con flujos óptimos AC.



Modelar la estabilidad angular en el sistema eléctrico antes y después de la conmutación.



Integrar los modelos de centrales fotovoltaicas en el sistema eléctrico de potencia.



# ANTECEDENTES



**Impacto de la Generación Fotovoltaica:** Quishpe y Jony describen cómo la integración fotovoltaica mantiene la estabilidad y operación del SEP; Hernández & Medina enfatizan la calidad del suministro frente a la alta penetración de renovables.

**Configuración y Estabilidad del SEP:** Masache & Carrión (2019) destacan la importancia de adaptar la red eléctrica a diversas fuentes energéticas.

**Optimización mediante OTS:** Masache & Carrión (2019) y Pinzón et al. (2021) resaltan la mejora de la red a través de OTS.



# MARCO TEÓRICO

## Generación y Tipos de Centrales

(Marín, 2018; Machado, 2021): Describe la generación eléctrica como transformación de diversas fuentes energéticas a electricidad, destacando las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, y fotovoltaicas.

**Transmisión y Componentes (Arguello, 2007; CONELEC, 2015):** Explica la infraestructura necesaria para transportar electricidad desde generación a distribución, incluyendo líneas de alta tensión y subestaciones.

**Estabilidad del Sistema Eléctrico (Pareja, 2021):** Refiere a la capacidad del sistema de mantener un estado de equilibrio después de perturbaciones, esencial para la operación segura y eficiente.

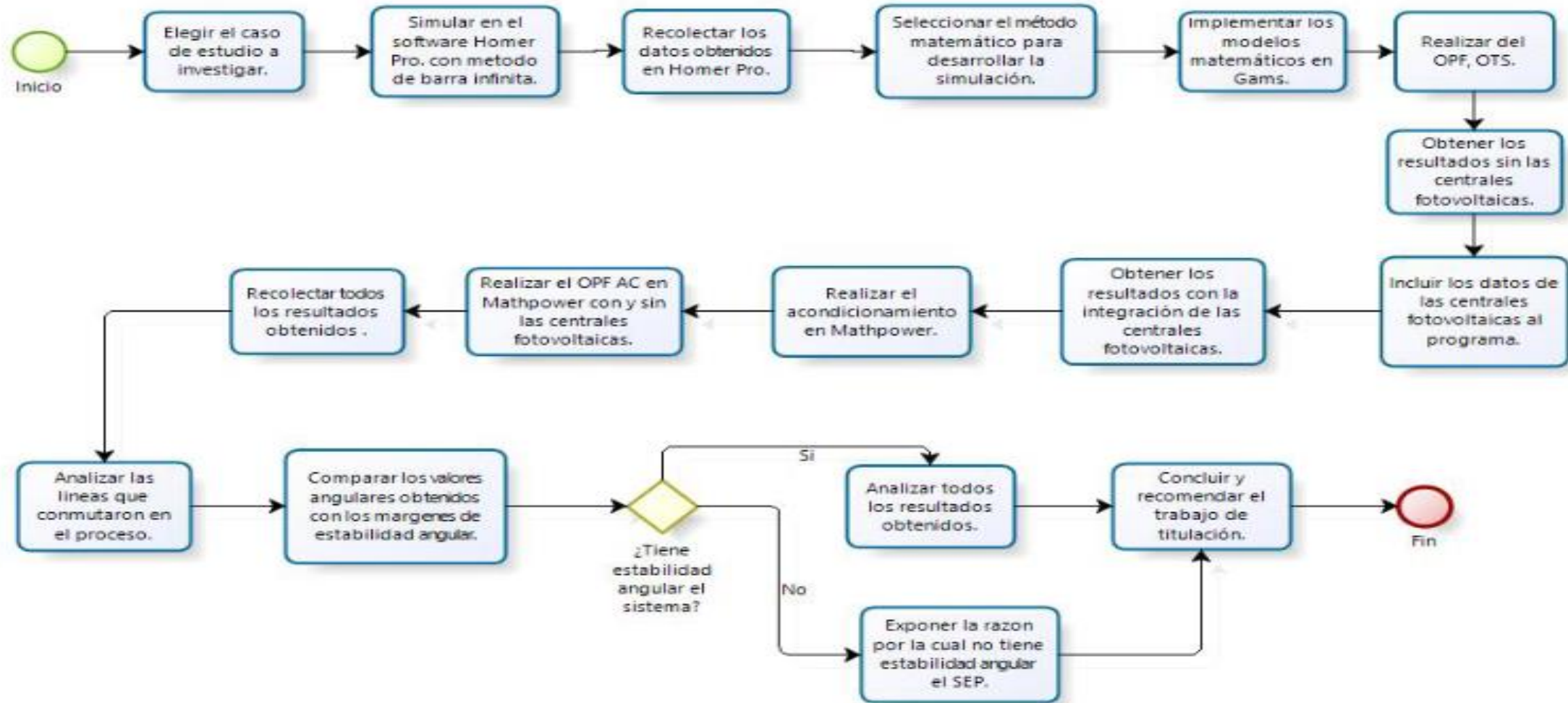
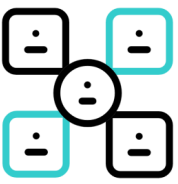
AUTORES  
QUE  
SUSTENTAN  
EL ESTUDIO

## Flujo Óptimo de Potencia (OPF)

(Noriega, 2022; Machado, 2021): Aborda la optimización de escenarios operativos de sistemas eléctricos para minimizar costos manteniendo restricciones operativas y técnicas.

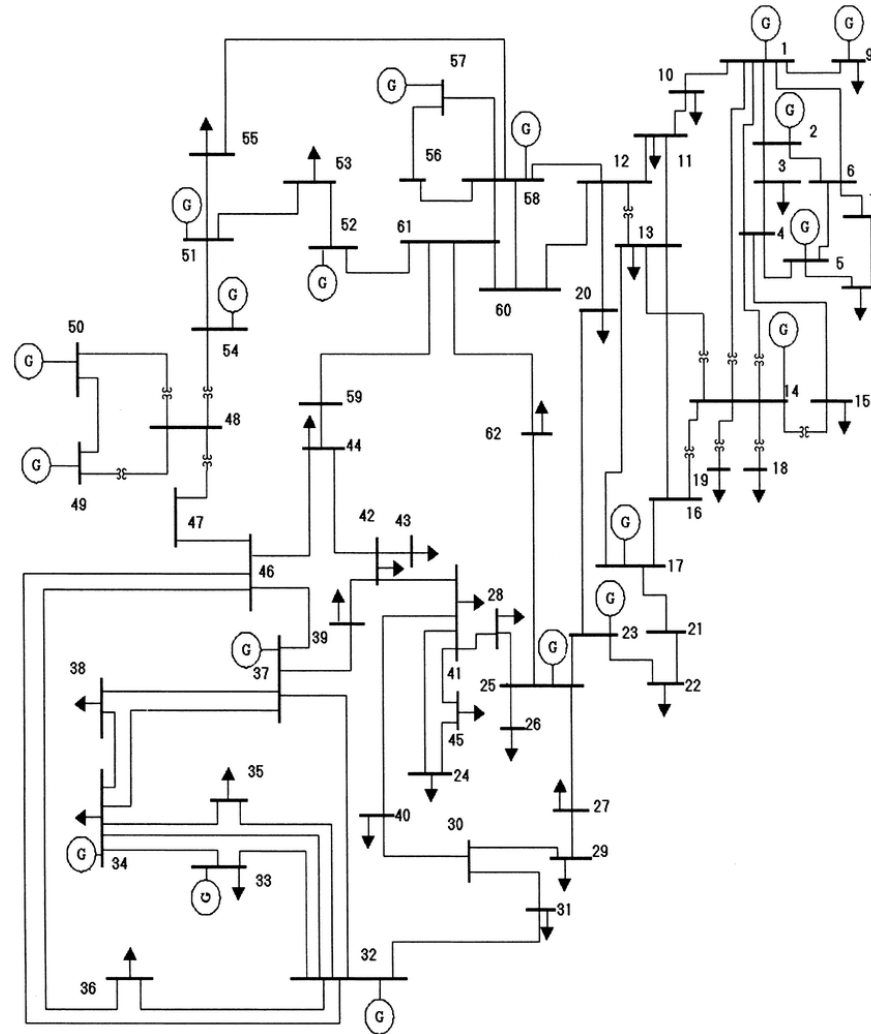


# MARCO METODOLÓGICO

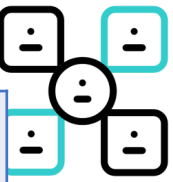




# CASO DE ESTUDIO



# DATOS DEL CASO DE ESTUDIO

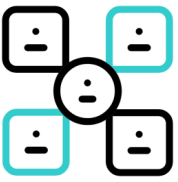


ID del Generador	b	Pmin (MW)	Pmax (MW)
g1	6.80	50	300
g2	4.00	50	450
g3	4.00	50	450
g4	0.85	0	100
g5	4.60	50	300
g6	4.00	50	450
g7	4.70	50	200
g8	5.00	50	500
g9	6.00	0	600
g10	0.50	0	100
g11	1.60	50	150
g12	0.85	0	50
g13	1.80	50	300
g14	1.60	0	150
g15	4.70	50	500
g16	1.40	50	150
g17	0.85	0	100
g18	1.60	50	300
g19	5.50	100	600

Barra	Potencia (MW)	Barra	Potencia (MW)	Barra	Potencia (MW)
1	0	22	64	43	25
2	0	23	0	44	109
3	40	24	58	45	20
4	0	25	0	46	0
5	0	26	116	47	0
6	0	27	85	48	0
7	0	28	63	49	0
8	109	29	0	50	0
9	66	30	77	51	0
10	40	31	51	52	0
11	161	32	0	53	24
12	155	33	46	54	0
13	132	34	100	55	94
14	0	35	107	56	0
15	155	36	20	57	0
16	0	37	0	58	0
17	0	38	166	59	0
18	121	39	30	60	0
19	130	40	25	61	0
20	80	41	92	62	93
21	0	42	30		



# Flujo Óptimo de Potencia



Función objetivo **Paso 1**

$$FO = \min \sum_{i=1}^{N_{gen}} F_i(P_{gen_i})$$

Función costo de generación **Paso 2**

$$F_i(P_{gen_i}) = b_i P_{gen_i}$$

Flujo por las líneas de transmisión en potencia activa **Paso 3**

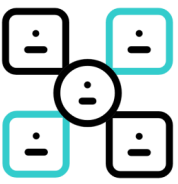
$$P_{ij} = B_{ij} * (\theta_i - \theta_j)$$

Balance nodal de potencia activa **Paso 4**

$$\sum_{i=1}^{N_{barra}} P_{gen_i} - P_{load_i} = \sum_{i,j=1}^{N_{barra}} P_{ij}$$



# ÓPTIMA CONMUTACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN



Flujo por las líneas de transmisión en potencia activa

$$P_{ij} - B_{ij} * (\theta_i - \theta_j) \leq (1 - \psi_{ij}) * ML$$

$$P_{ij} - B_{ij} * (\theta_i - \theta_j) \geq (\psi_{ij} - 1) * ML$$

Balance de potencia activa

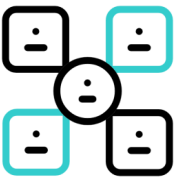
$$\sum_{ij} (P_{gen_i}) - \sum_i (P_{d_i}) = \sum_{ij} (P_{ij})$$

Estado de las líneas

$$\psi_{ij} \in 0,1$$



# INTEGRACIÓN DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS



## Flujos óptimos de potencia

Función objetivo

$$FO = \min \sum_{i=1}^{N_{gen}} F_i(P_{gen_i}) + \min \sum_{i=1}^{N_{genf}} F_i(P_{genf_i})$$

Función costo de generación

$$FO = \sum b_i P_{gen_i} + \sum sf_i P_{genf_i}$$

Balance nodal de potencia activa

$$\left( \sum P_{gen} + \sum P_{genf} \right) - P_{load} = \sum P_{ij}$$



# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## Asignación de Centrales

Barra

	4	6	7	12	16	21	30	46	47	48	56	59	60	61
1	0	5	4	4	1	5	2	1	3	1	3	5	1	3
2	1	2	0	1	0	1	4	4	4	4	2	0	2	3
3	0	2	2	4	3	0	1	4	1	2	3	3	1	3
4	2	4	0	3	4	0	2	0	3	1	0	2	2	1
5	2	0	3	4	2	2	2	1	4	2	2	3	2	3
6	0	0	0	4	3	3	0	1	0	4	0	2	3	4
7	1	0	1	3	3	1	1	1	2	0	0	2	2	0
8	2	4	1	4	0	2	2	2	2	3	2	2	3	0
9	1	2	2	0	1	2	3	3	4	4	1	0	4	4
10	1	2	1	2	4	1	0	2	3	3	2	3	0	3

*Resultado de la realización del Método Húngaro*

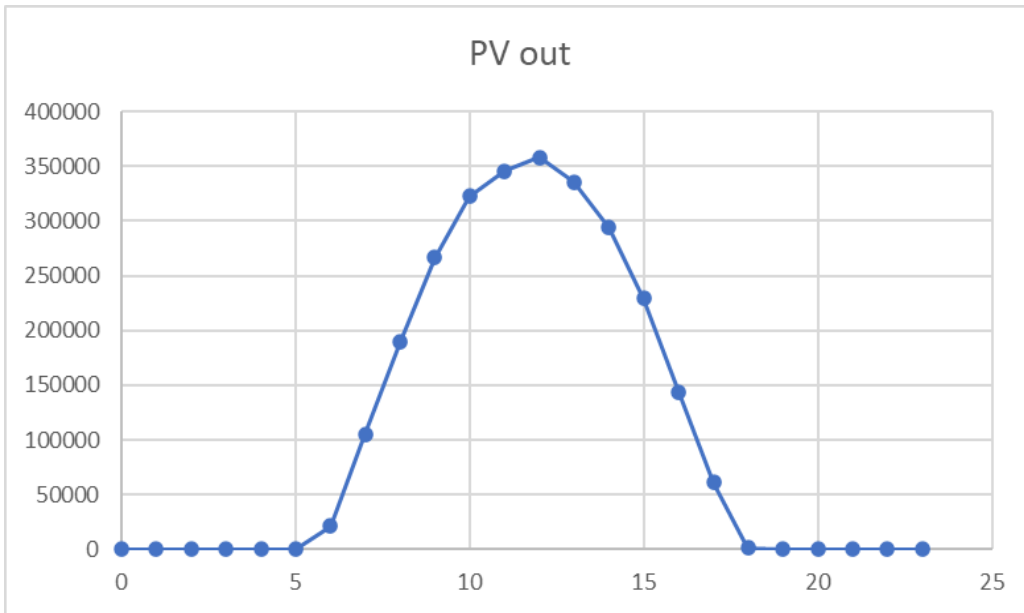
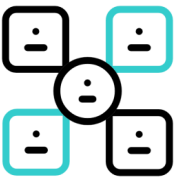
**1. Asignación de Centrales Fotovoltaicas:** La sección examina cómo se asignan óptimamente las centrales fotovoltaicas a las barras del sistema eléctrico mediante el método húngaro, mejorando la eficiencia y sostenibilidad.

**2. Evaluación y Selección de Barras:** Identifica las ubicaciones ideales para centrales fotovoltaicas basándose en criterios técnicos y de capacidad, marcando las seleccionadas en verde para fácil visualización.

**3. Impacto en la Estabilidad del Sistema:** La asignación estratégica promueve la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico, fomentando la integración de energías renovables.



# ANÁLISIS DE RESULTADOS



Hora	PV out (KW)
0	0
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	21112,31
7	105070,84
8	189876,75
9	266843,59
10	322291,93
11	345724,06
12	357792,96
13	335550,37
14	294007,35
15	229009,78
16	143536,69
17	60838,89
18	1615,97
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0

## Análisis de Rendimiento

**Fotovoltaico:** Utiliza resultados de HOMER Pro para examinar el desempeño anual de los sistemas fotovoltaicos y planificar el equilibrio entre oferta y demanda.



# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## Análisis de resultados sin Fotovoltaicos caso 1

Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)
1.2	-150000	14.4	-133200	27.25	-129200
1.4	43.8	14.13	115800	27.29	44.2
1.6	-100000	14.15	9.6	28.25	-63
1.9	-34	14.16	49.3	29.27	-44.2
1.10	132800	14.18	121000	29.30	44.2
1.14	157400	14.19	130000	30.29	-44.2
2.1	150000	15.4	-145400	30.31	2
2.3	137700	15.14	-9.6	30.40	-34.8
2.6	27.2	16.11	118200	31.30	-2
3.2	-137700	16.14	-49.3	31.32	-49
3.4	97.7	16.17	-68.9	32.31	49
4.1	-43.8	17.13	100000	32.33	-27.1
4.3	-97.7	17.16	68.9	32.34	3.6
4.5	-137100	17.21	109800	32.35	103700
4.14	133200	18.14	-121000	32.36	13.2
4.15	145400	19.14	-130000	32.37	0.3
5.4	137100	20.12	-62.5	32.46	-4
5.6	89.1	20.23	-17.5	33.32	27.1
5.8	92.7	21.17	-109800	33.34	26.9
6.1	100000	21.22	109800	34.32	-3.6
6.2	-27.2	22.21	-109800	34.33	-26.9
6.5	-89.1	22.23	45.8	34.35	3.3

Se detalla la generación de energía de 19 generadores en el escenario 1, sin centrales fotovoltaicas, utilizando simulaciones GAMS. Resalta la gestión y distribución de carga, con generadores g2, g3 y g8 como principales contribuyentes, y g14, g15 y g13 con menores aportes, operando como unidades de respaldo. Se enfatiza en la optimización de flujos para balancear demanda y oferta, subrayando la importancia de la adaptabilidad y eficiencia del sistema en ausencia de generación renovable.

Generador	Potencia del Generador (MW)
g1	50.00
g2	314.90
g3	318.8
g4	100.00
g5	135.00
g6	278.70
g7	200.00
g8	323.20
g9	138.60
g10	100.00
g11	150.00
g12	50.00
g13	50.00
g14	40.00
g15	12.90
g16	55.10
g17	50.00
g18	216.70
g19	100.00





# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## Análisis de resultados sin Fotovoltaicos caso 2 y 3

Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)
1.2	-147.7	14.1	-165.9	27.25	-120.9
1.4	46.9	14.4	-139.1	27.29	35.9
1.6	-99.3	14.13	87.4	28.25	-63
1.9	-34	14.15	7	29.27	-35.9
1.1	118.2	14.16	12.1	29.30	35.9
1.14	165.9	14.18	121	30.29	-35.9
2.1	147.7	14.19	130	30.31	0
2.3	140	15.4	-148	30.40	-41.1
2.6	24.9	15.14	-7	31.30	0
3.2	-140	16.11	102.1	31.32	-51
3.4	100	16.14	-12.1	32.31	51
4.1	-46.9	16.17	-90	32.33	-22.7
4.3	-100	17.13	90.2	32.34	35.4
4.5	-140.2	17.16	90	32.35	120.8
4.14	139.1	17.21	69.3	32.36	24
4.15	148	18.14	-121	32.37	10.3
5.4	140.2	19.14	-130	32.46	7
5.6	90	20.12	-44.5	33.32	22.7
5.8	93.4	20.23	-35.5	33.34	30
6.1	99.3	21.17	-69.3	34.32	-35.4
6.2	-24.9	21.22	69.3	34.33	-30
6.5	-90	22.21	-69.3	34.35	-13.8

Las tablas indican resultados de flujos de potencia para escenarios 2 y 3 sin generadores fotovoltaicos, con condiciones de operación y configuración de red similares, reflejando flujos idénticos. Demostrando la complejidad y necesidad de ajustes en el sistema. La dependencia de fuentes convencionales limita la flexibilidad del sistema, subrayando el potencial de mejora con la integración de energías renovables. Los generadores g2 y g8 destacan por su alta producción, mientras que g5 es menor y g14 no está operativo, indicando diversas condiciones de funcionamiento y capacidad. Generadores como g1, g12 y g13, con 50 MW, sugieren operación de base, contribuyendo a la estabilidad del sistema.

Generadores	Potencia de los Generadores (MW)
g1	50
g2	312.6
g3	323.5
g4	100
g5	52.4
g6	249.4
g7	200
g8	346.6
g9	225.8
g10	98.7
g11	150
g12	50
g13	50
g14	0
g15	9.5
g16	58.4
g17	90
g18	216.6
g19	100



# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## Análisis de resultados con Fotovoltaicos caso 1

Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)
1.2	-129.5	14.1	-141.8	27.25	-112.3
1.4	40.8	14.4	-117.7	27.29	27.3
1.6	-75.5	14.13	37.3	28.25	-63
1.9	-34	14.15	16.5	29.27	-27.3
1.1	106.4	14.16	4.6	29.30	27.3
1.14	141.8	14.18	121	30.29	-27.3
2.1	129.5	14.19	130	30.31	-18.7
2.3	125.2	15.4	-138.5	30.40	-31
2.6	50	15.14	-16.5	31.30	18.7
3.2	-125.2	16.11	94.6	31.32	-69.7
3.4	85.2	16.14	-4.6	32.31	69.7
4.1	-40.8	16.17	-90	32.33	-25.2
4.3	-85.2	17.13	50	32.34	20
4.5	-94.5	17.16	90	32.35	112.6

La integración de las centrales fotovoltaicas se abordó sistemáticamente mediante el método húngaro, optimizando su ubicación en la red eléctrica. Se consideraron factores como la irradiación solar y la capacidad de la red. La optimización resultó en la asignación eficiente de centrales a diversas barras del sistema, mejorando la distribución de carga y reduciendo las pérdidas de transmisión. Las fórmulas de flujos óptimos de potencia y balance nodal de potencia activa se aplicaron para minimizar costos y asegurar un sistema equilibrado y eficiente. Este enfoque estratégico permitió una integración efectiva de la energía fotovoltaica, contribuyendo a la sostenibilidad y eficiencia del sistema

Generadores	Potencia del Generador (MW)
g1	50
g2	304.6
g3	157.6
g4	100
g5	50
g6	131.9
g7	200
g8	352
g9	200.7
g10	100

Generadores	Potencia del Generador (MW)
g11	150
g12	50
g13	50
g14	0
g15	5.4
g16	62.6
g17	90
g18	207.8
g19	100

Generador fotovoltaico	Potencia del Generador (MW)
f1	35.7
f2	35.7
f3	35.7
f4	35.7
f5	35.7
f6	35.7
f7	0
f8	35.7
f9	35.7
f10	35.7



# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## Análisis de resultados con Fotovoltaicos casos 2 y 3

En los escenarios 2 y 3 con generadores fotovoltaicos, se observan cambios significativos en los flujos de potencia, indicativos de la redistribución de la carga debido a la integración de energía solar. La potencia en líneas específicas, como la 1.2 y 1.6, disminuye, reflejando una menor necesidad de transmisión de larga distancia y una distribución de carga más equilibrada. Además, algunos flujos cambian de negativos a positivos, mostrando el impacto positivo de la generación fotovoltaica en la red. La consistencia en la producción de los generadores fotovoltaicos a 35.7 MW cada uno, subraya su contribución uniforme y significativa al sistema, aliviando la carga en generadores convencionales y fomentando una matriz energética más sostenible.

Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)
1.2	-91.3	14.1	-136.1	27.25	-119.6
1.4	36.3	14.4	-118.1	27.29	34.6
1.6	-88	14.13	50	28.25	-63
1.9	-34	14.15	16.3	29.27	-34.6
1.1	90.9	14.16	-13.1	29.30	34.6
1.14	136.1	14.18	121	30.29	-34.6
2.1	91.3	14.19	130	30.31	0
2.3	102.9	15.4	-138.7	30.40	-42.4
2.6	-50	15.14	-16.3	31.30	0
3.2	-102.9	16.11	76.9	31.32	-51
3.4	62.9	16.14	13.1	32.31	51
4.1	-36.3	16.17	-90	32.33	-25.2
4.3	-62.9	17.13	65.1	32.34	20
4.5	-121.9	17.16	90	32.35	112.5

Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)	Línea	Pot. en la Línea (MW)
4.14	118.1	17.21	6.5	32.36	17.6
4.15	138.7	18.14	-121	32.37	5.5
5.4	121.9	19.14	-130	32.46	0.5
5.6	87.4	20.12	-37.2	33.32	25.2
5.8	88.2	20.23	-42.8	33.34	28.8
6.1	88	21.17	-6.5	34.32	-20
6.2	50	21.22	42.2	34.33	-28.8
6.5	-87.4	22.21	-42.2	34.35	-5.5

Generadores	Potencia del Generador (MW)
g1	50
g2	144.2
g3	297.5
g4	100
g5	50
g6	161.6
g7	200
g8	363.3
g9	181.9
g10	100
g11	150
g12	50
g13	50
g14	0
g15	5.1
g16	62.9
g17	90
g18	206.2
g19	100

Generador fotovoltaico	Potencia del Generador (MW)
f1	35.7
f2	35.7
f3	35.7
f4	35.7
f5	35.7
f6	35.7
f7	0
f8	35.7
f9	35.7
f10	35.7



# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## *Análisis de la óptima conmutación de las líneas de transmisión para el caso de estudio*

LÍNEAS CONMUTADAS			
Escenario 1 sin fotovoltaicos	Escenario 2 y 3 sin fotovoltaicos	Escenario 1 con fotovoltaicos	Escenario 2 y 3 con fotovoltaicos
48-54	30-31	11-12	30-31



# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## Análisis de ángulo de Barra

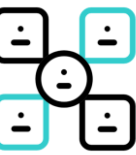
Barra	Angulo escenario 1 sin generadores fotovoltaicos	Angulo escenario 2 y 3 sin generadores fotovoltaicos	Angulo escenario 1 con fotovoltaicos	Angulo escenarios 2 y 3 con fotovoltaicos
1	-9.752	-7.151	-7.597	-7.582
2	-9.141	-6.563	-7.027	-7.070
3	-9.934	-7.348	-7.614	-7.663
4	-10.554	-7.959	-8.035	-8.092
5	-8.873	-6.304	-6.757	-6.830
6	-9.267	-6.689	-7.081	-7.150
7	-9.299	-6.722	-7.088	-7.168
8	-9.328	-6.751	-7.115	-7.194
9	-9.515	-6.916	-7.408	-7.393
10	-12.866	-10.060	-11.005	-9.938
11	-13.456	-10.557	-11.880	-10.325
12	-10.476	-6.899	-4.493	-6.864
13	-12.300	-9.420	-8.472	-9.315
14	-11.342	-8.732	-8.731	-8.817
15	-11.868	-9.266	-9.155	-9.225
16	-10.827	-8.234	-8.346	-8.331
17	-9.793	-7.283	-7.207	-7.453
18	-11.780	-9.170	-9.103	-9.189
19	-13.803	-11.195	-10.812	-10.898
20	-12.610	-10.292	-8.082	-10.166
21	-10.734	-8.948	-7.146	-8.177
22	-11.406	-10.138	-8.304	-9.923
23	-11.052	-9.925	-8.110	-9.898
24	-10.148	-9.395	-7.593	-9.371
25	-11.442	-10.286	-8.429	-10.273
26	-13.985	-12.859	-10.934	-12.774
27	-12.182	-12.061	-9.616	-11.989
28	-13.102	-11.965	-10.065	-11.906
29	-11.414	-11.765	-9.078	-11.696
30	-8.374	-10.586	-6.953	-10.525

Barra	Angulo escenario 1 sin generadores fotovoltaicos	Angulo escenario 2 y 3 sin generadores fotovoltaicos	Angulo escenario 1 con fotovoltaicos	Angulo escenarios 2 y 3 con fotovoltaicos
31	-6.044	-2.063	-5.158	-2.063
32	0.000	0.000	0.000	0.000
33	1.470	1.347	1.462	1.346
34	0.708	0.445	0.686	0.434
35	-0.049	-0.062	-0.050	-0.062
36	0.266	0.114	0.184	0.106
37	2.358	1.511	1.975	1.450
38	-0.605	-1.154	-0.785	-1.181
39	0.243	-0.448	0.281	-0.504
40	-7.617	-8.750	-6.153	-8.721
41	-6.578	-6.818	-5.088	-6.819
42	-5.905	-6.135	-4.523	-6.144
43	-6.505	-6.740	-5.110	-6.739
44	-4.643	-3.784	-2.446	-3.806
45	-7.499	-7.522	-5.772	-7.517
46	2.741	1.657	2.140	1.597
47	11.347	6.588	7.204	6.473
48	26.199	15.080	15.971	14.892
49	27.991	16.995	17.887	16.808
50	26.561	15.464	16.357	15.277
51	-4.131	5.771	6.986	5.494
52	-5.166	0.872	2.570	0.794
53	-8.065	-0.148	1.315	-0.323
54	-3.107	8.792	9.930	8.536
55	-6.036	0.236	1.962	0.152
56	-4.889	-0.329	1.647	-0.313
57	-4.543	0.020	2.002	0.041
58	-5.479	-0.922	1.044	-0.916
59	-5.385	-2.854	-1.248	-2.875
60	-6.326	-2.049	-0.100	-2.066
61	-6.136	-1.911	-0.026	-1.930
62	-10.506	-7.885	-6.004	-7.879

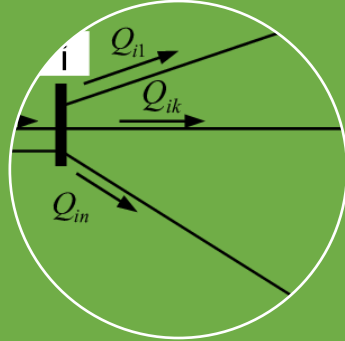
1. La inclusión de fotovoltaicos mejora la estabilidad angular, aproximando los ángulos de las barras hacia el rango teórico de 0 a 90 grados.
2. Los escenarios con fotovoltaicos presentan ángulos menos negativos, indicando un sistema más equilibrado.
3. Las mejoras se observan en múltiples barras, subrayando el efecto estabilizador de la energía solar.
4. Las simulaciones de MatPower confirman la estabilidad angular dentro de rangos seguros.



# Conclusiones



La investigación evidencia la eficacia de la conmutación óptima de líneas y la integración fotovoltaica, mejorando la eficiencia y estabilidad del sistema eléctrico.



Implementar la metodología optimizada mejora los flujos de potencia y la resiliencia del sistema, adaptándose a distintas condiciones operativas.



La integración de energía solar en el sistema eléctrico reduce la dependencia de fuentes no renovables, fomentando un modelo energético sostenible

0	3		
10	4		
5	0		
0	2	4	8
9	0	3	0
	10	4	
	5	0	
	2	4	

El uso del método húngaro para asignar centrales fotovoltaicas optimiza la red, asignando eficientemente recursos en barras específicas.



## Recomendaciones



Es fundamental realizar revisiones constantes para identificar nuevas oportunidades de conmutación óptima y actualizar modelos de estabilidad angular, adaptándose a cambios en la demanda y tecnología.

Implementar soluciones automáticas, como inteligencia artificial, para adaptar la red en tiempo real y capacitar al personal en tecnologías emergentes.

Ampliar investigaciones para incluir diversos escenarios de perturbación y configuraciones de red, mejorando así la comprensión y gestión de la estabilidad.

Incentivar la interacción entre desarrolladores, operadores del sistema y reguladores para una integración eficaz de la energía solar, considerando ubicación y capacidad de las instalaciones y promoviendo la investigación en almacenamiento energético.



**GRACIAS POR SU ATENCIÓN**



**ESPE**  
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA