



Marco metodológico para el análisis del impacto de inserción de generación distribuida fotovoltaica en los sistemas eléctricos de distribución. Caso de estudio: alimentador Oriental de la subestación El Calvario de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.

**Departamento de Eléctrica y Electrónica
Carrera de Ingeniería en Electromecánica**

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

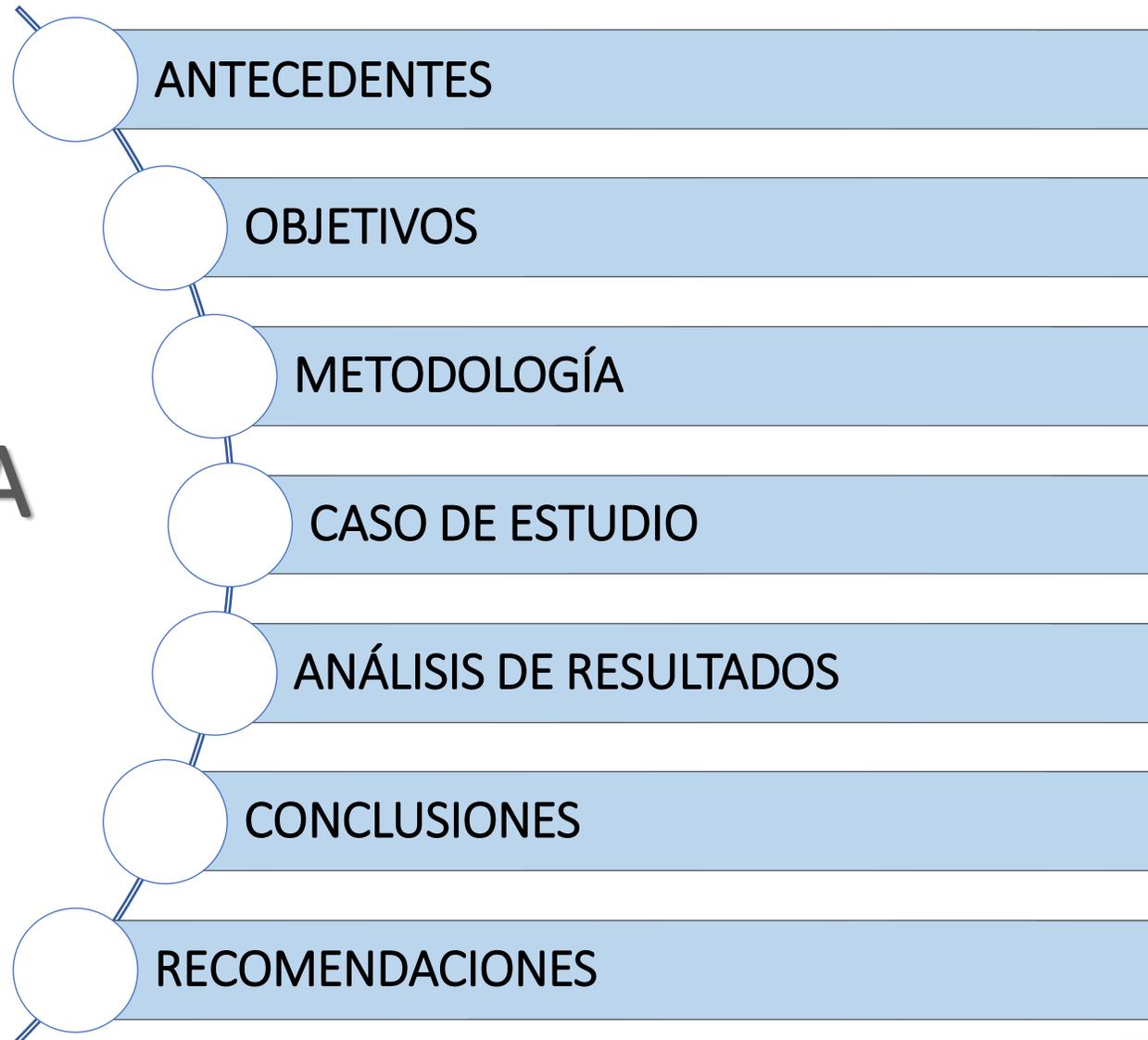
Autores: Jami Ruiz, Henry Wladimir
Tipanluisa Cando, Jessica Johanna

Tutor: Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc PhD

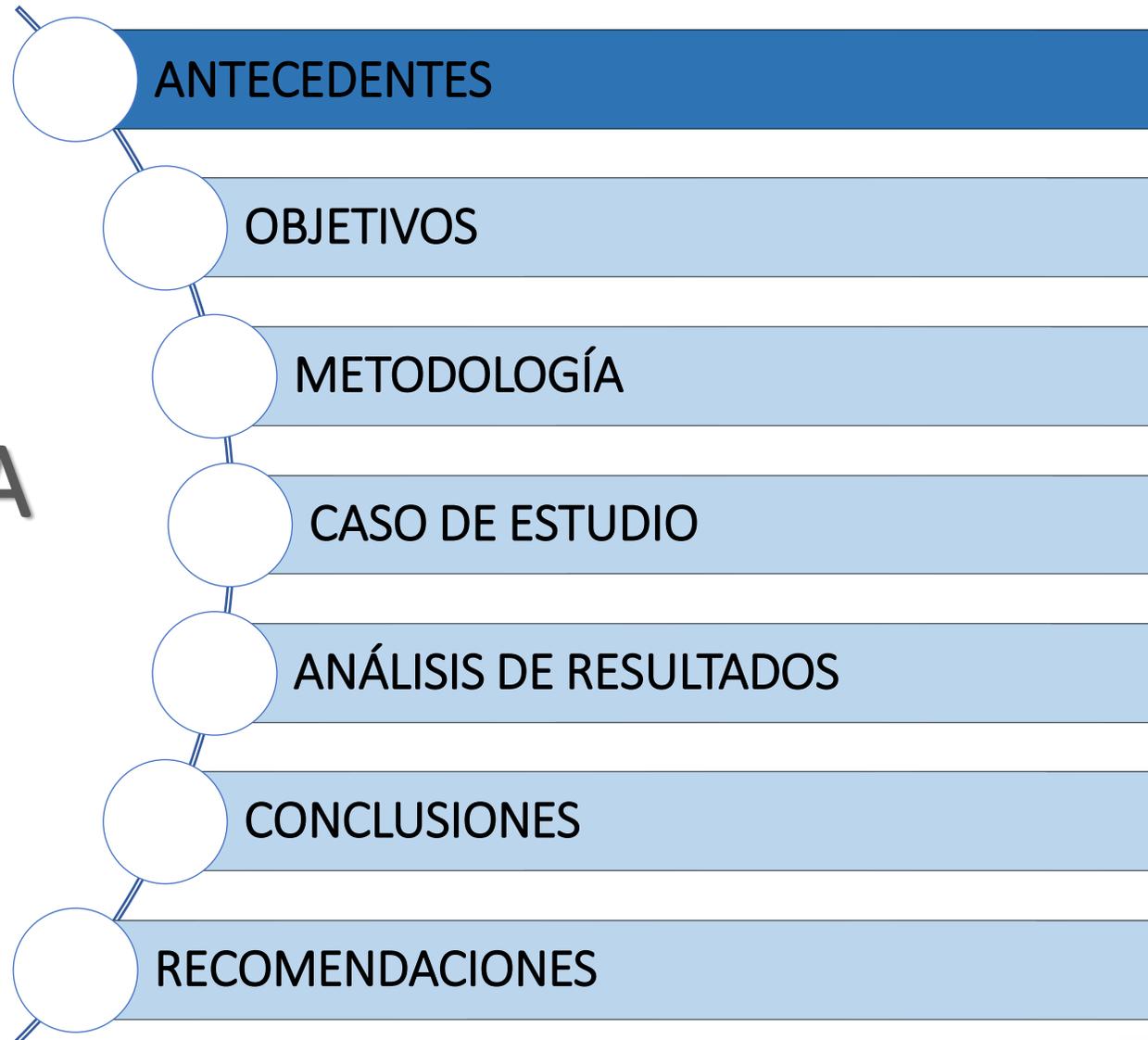
JULIO 2022



AGENDA



AGENDA





La Producción de energía resulta ser un proceso costoso

Las centrales térmicas aportan grandes cantidades de CO_2 al ambiente.

Evaluar el desempeño de la red de distribución bajo la inserción de unidades de GD.

Motivación

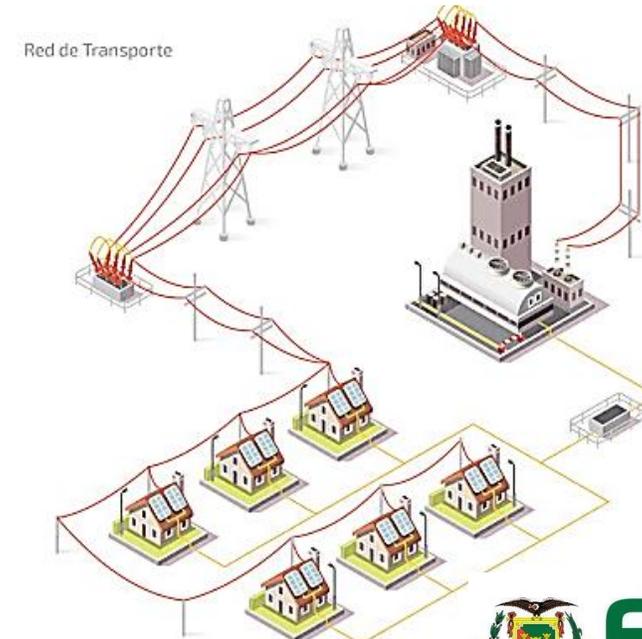
Las fuentes de energías tradicionales en Ecuador "Hidroeléctricas" afectan al ecosistema.

Implementar un marco metodológico que pueda ser usado en todas las empresas distribuidoras de energía.

Uso controlado de fuentes de generación no tradicionales.

Apoyo técnico en el plan de descarbonización con dirección a la eficiencia energética.

- El desafío de una empresa distribuidora de energía eléctrica radica en que no se conoce en su totalidad los **efectos colaterales** que implica la instalación de generación distribuida a lo largo de la red de distribución.



Definición de la Generación Distribuida

Es la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética.



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

ARCERNNR

Regulación 013/2021

Generación Distribuida para
autoabastecimiento de consumidores

- Potencia nominal menor a 1 MW.
- Se conecta en sincronía a las redes de distribución o a través de las instalaciones internas del consumidor.
- Utiliza fuentes de energía renovable con o sin almacenamiento.

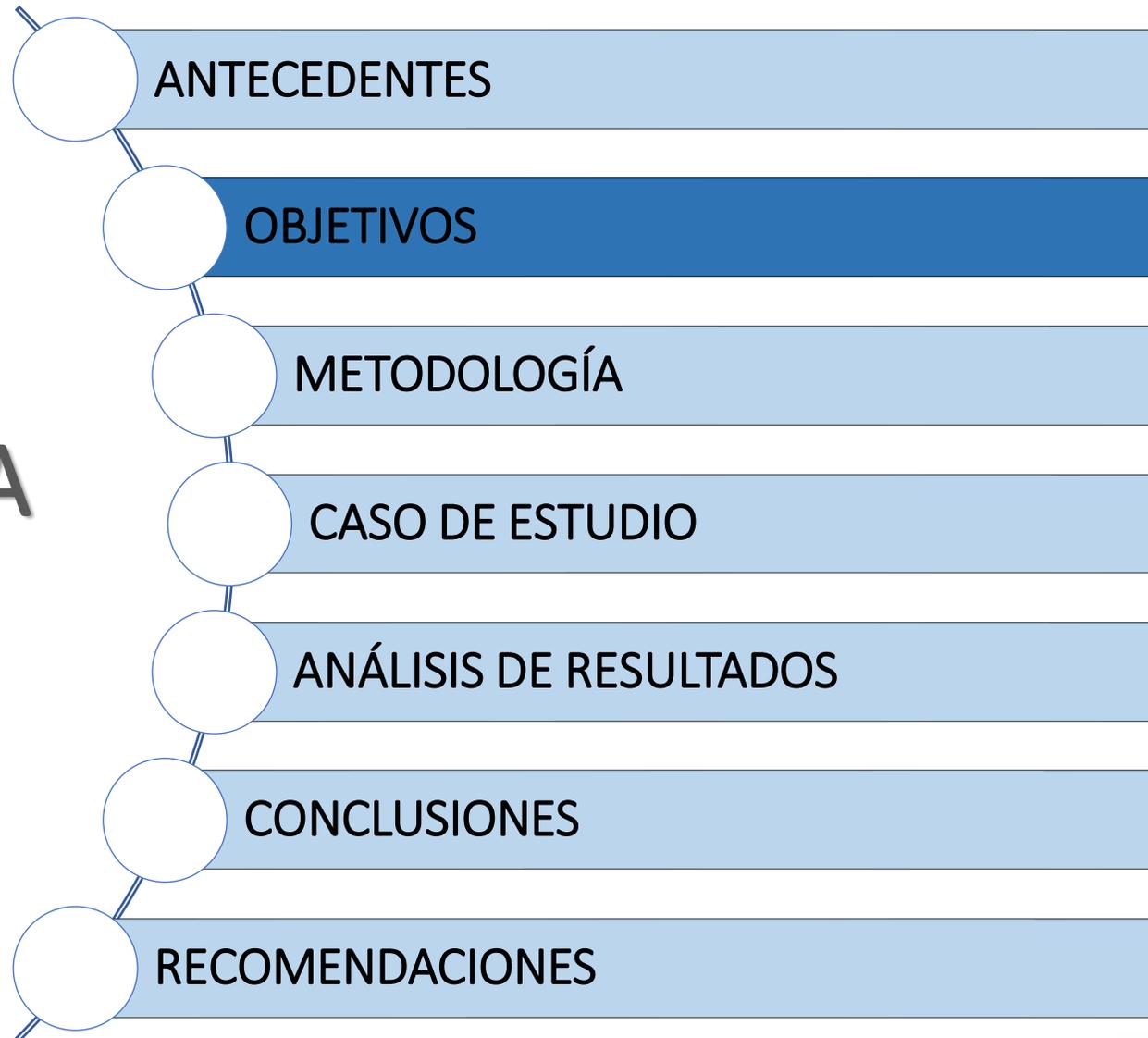
Regulación 014/2021

Participación en generación distribuida de
empresas habilitadas para realizar la
actividad de generación

- Potencia nominal entre 100 kW y 10 MW.
- Se conectan a redes de MV o de AV.
- Utiliza fuentes de energía renovable no convencional.
- Administrada por Empresas de Generación Distribuida Habilitada.



AGENDA



Objetivo General

Analizar el impacto técnico de la inserción de Generación Distribuida fotovoltaica en un sistema de distribución para evaluar el desempeño de la red mediante el análisis de estado estacionario con el uso de herramientas computacionales utilizadas en la industria eléctrica.

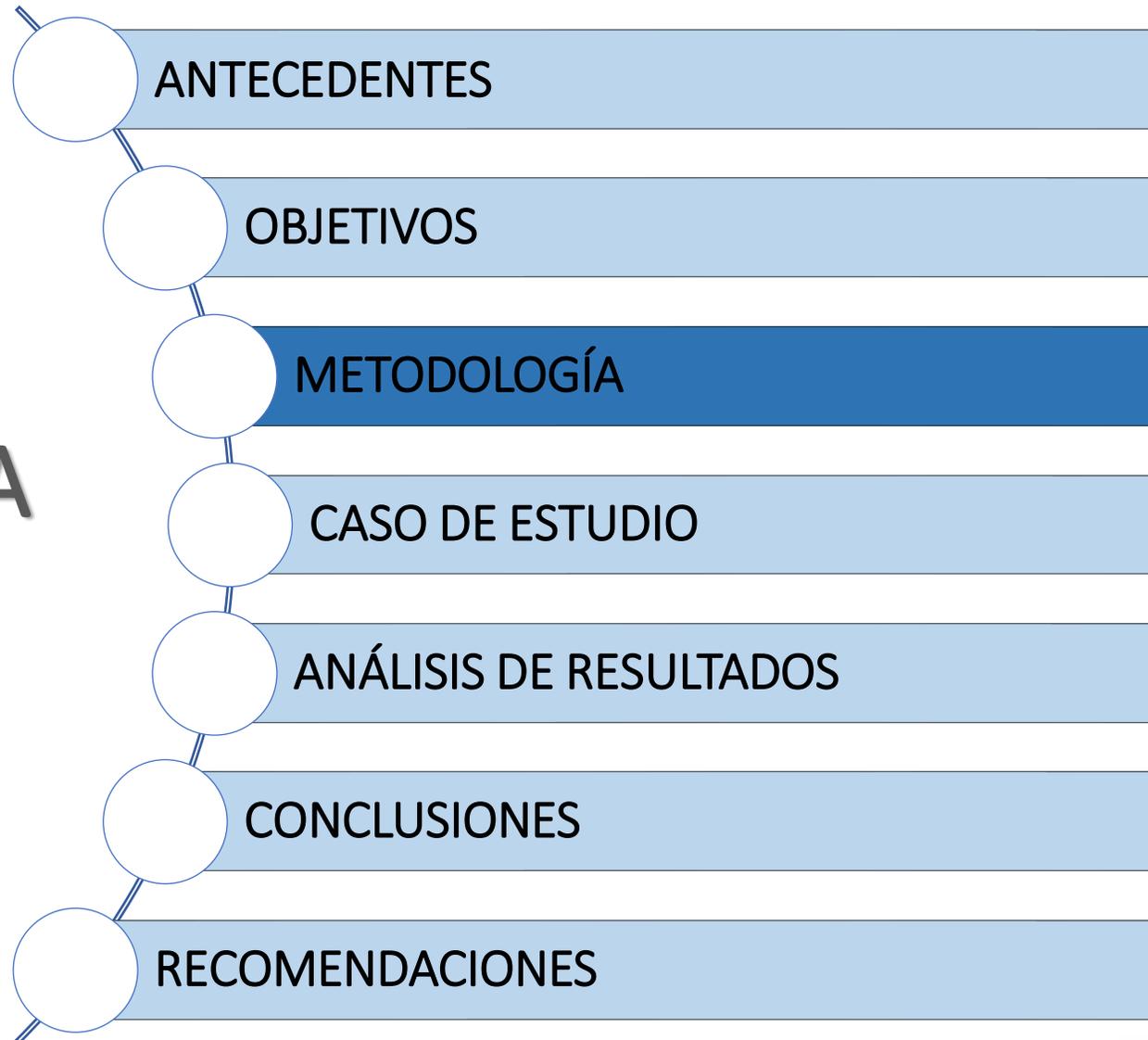
Objetivos Específicos

- Caracterizar la irradiancia solar del lugar donde se va a realizar el estudio para dimensionar las unidades de GD fotovoltaica mediante el uso de plataformas de información solar.

Objetivos Específicos

- Realizar la proyección de la demanda para el año bajo estudio mediante el uso de métodos causales (regresión lineal).
- Modelar la red de distribución incluyendo la GD fotovoltaica para realizar los respectivos estudios de flujo de carga mediante el uso de herramientas computacionales utilizadas en la industria eléctrica.
- Realizar un análisis de sensibilidad mediante la utilización de escenarios de operación, con el propósito de evaluar la incertidumbre asociada al recurso solar, localización y dimensionamiento de las unidades de GD, utilizando el método de Montecarlo.
- Calcular y evaluar indicadores que muestren el desempeño de red, con el propósito de identificar acciones correctivas.

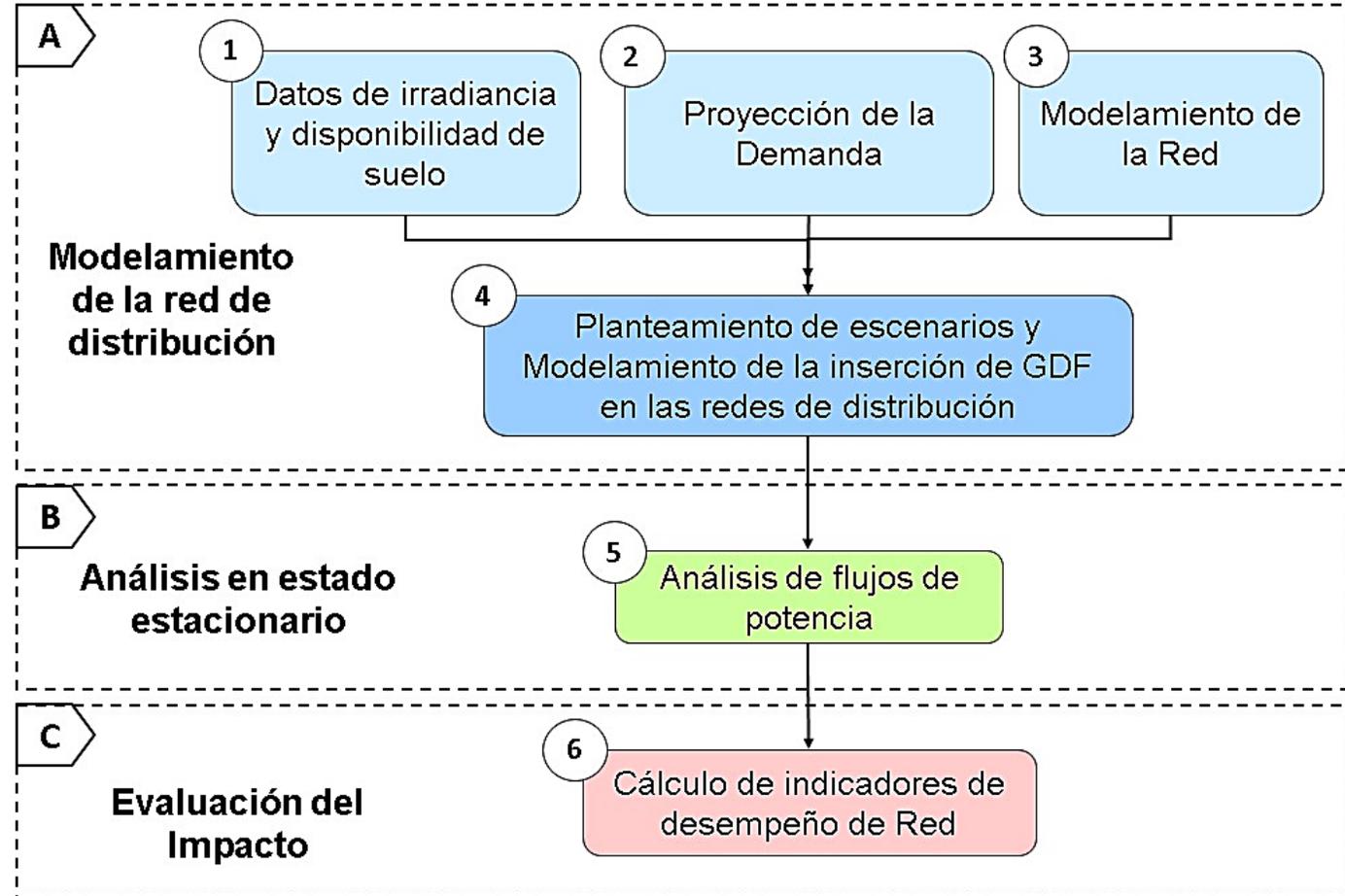
AGENDA



A. Modelamiento de la red de distribución.

Se modelan y diseñan los sistemas fotovoltaicos y la red de distribución, la información que aquí se proporciona sirve para realizar el análisis en estado estacionario.

1. *Datos de irradiancia y disponibilidad de uso de suelo:* mediante herramientas computacionales se definen los datos que permiten estimar la producción de energía fotovoltaica en un tiempo y área determinada.
2. *Proyección de Demanda:* con el uso de herramientas matemáticas se proyecta el crecimiento de demanda.
3. *Modelamiento de la red:* modelo detallado de la red de distribución como la topología, distribución de cargas y longitud de la red.



4. *Planteamiento de escenarios y modelamiento de inserción de GD Fotovoltaica:* la inserción de GD tiene niveles de incertidumbre tales como la ubicación y la potencia a instalar, para resolver estos niveles se utiliza el método de Montecarlo.

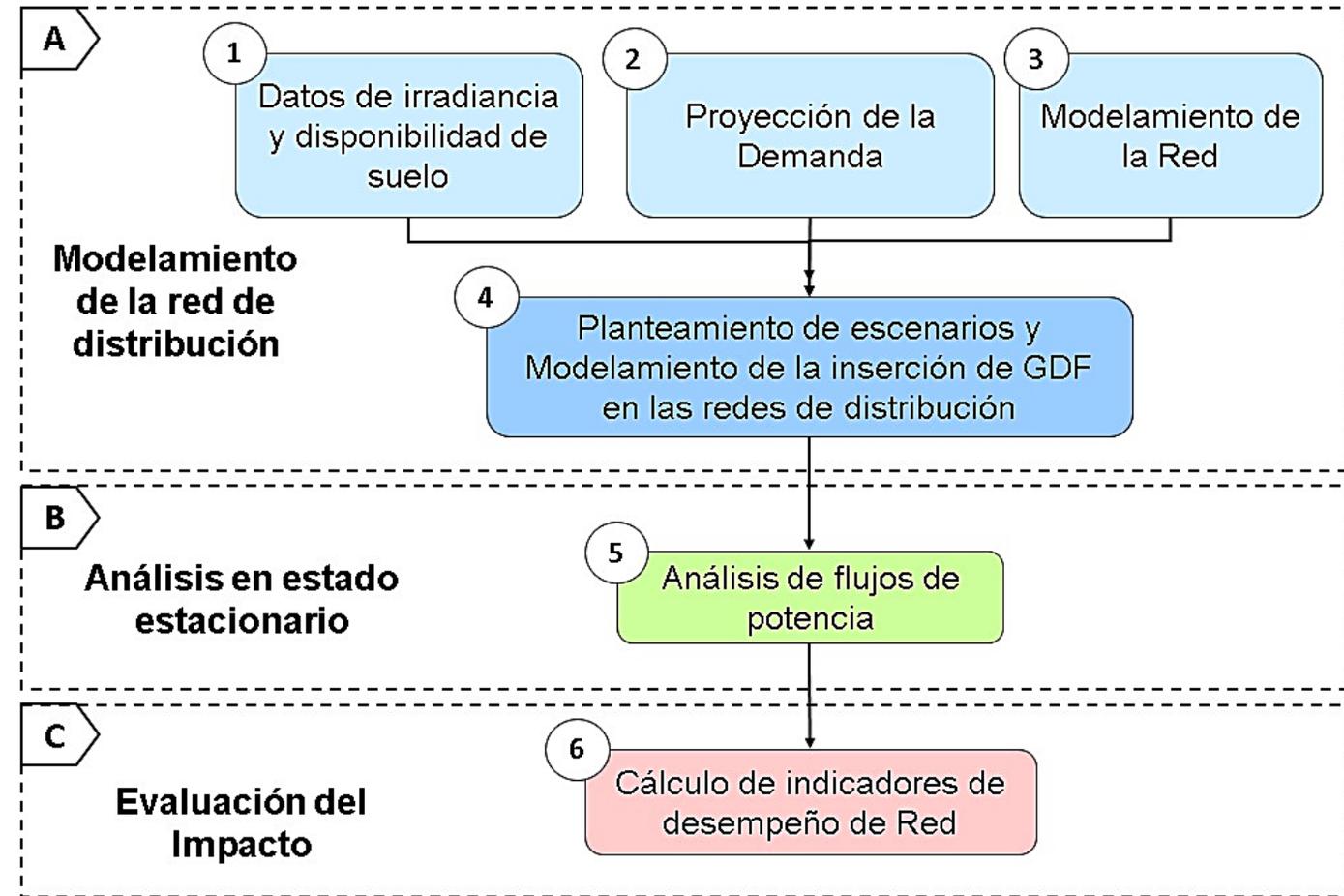
B. Análisis en estado estacionario

5. *Análisis de flujos de Potencia:*

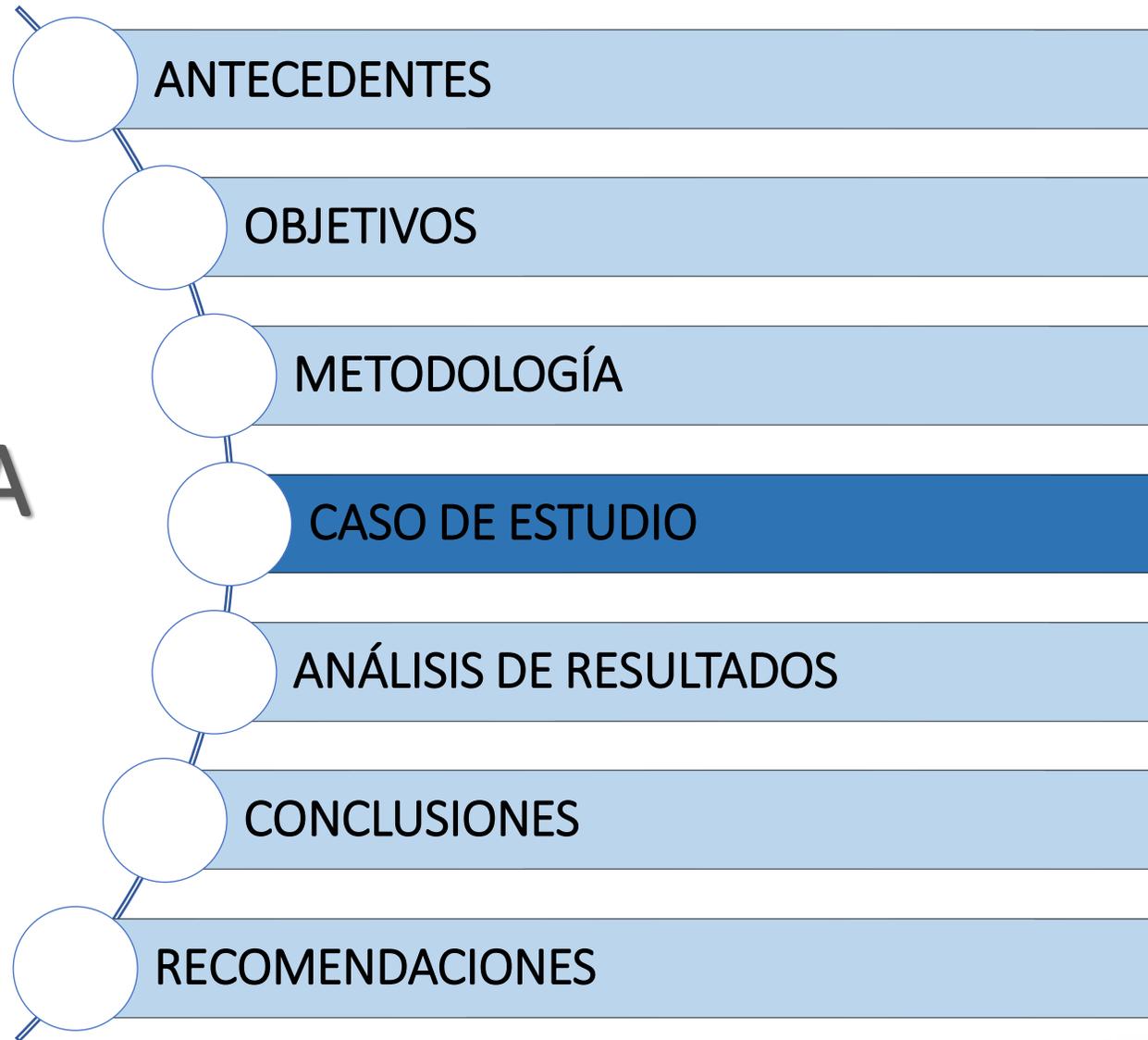
Ejecución del análisis en estado estacionario de la red de distribución bajo estudio.

C. Evaluación del impacto

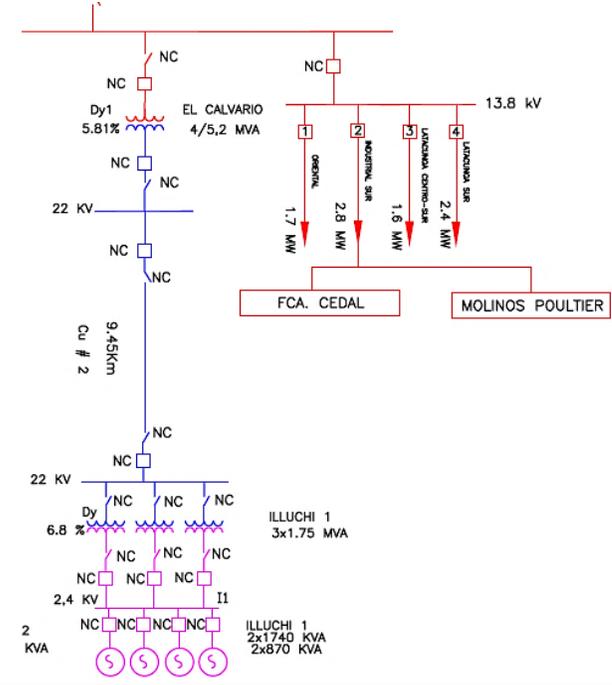
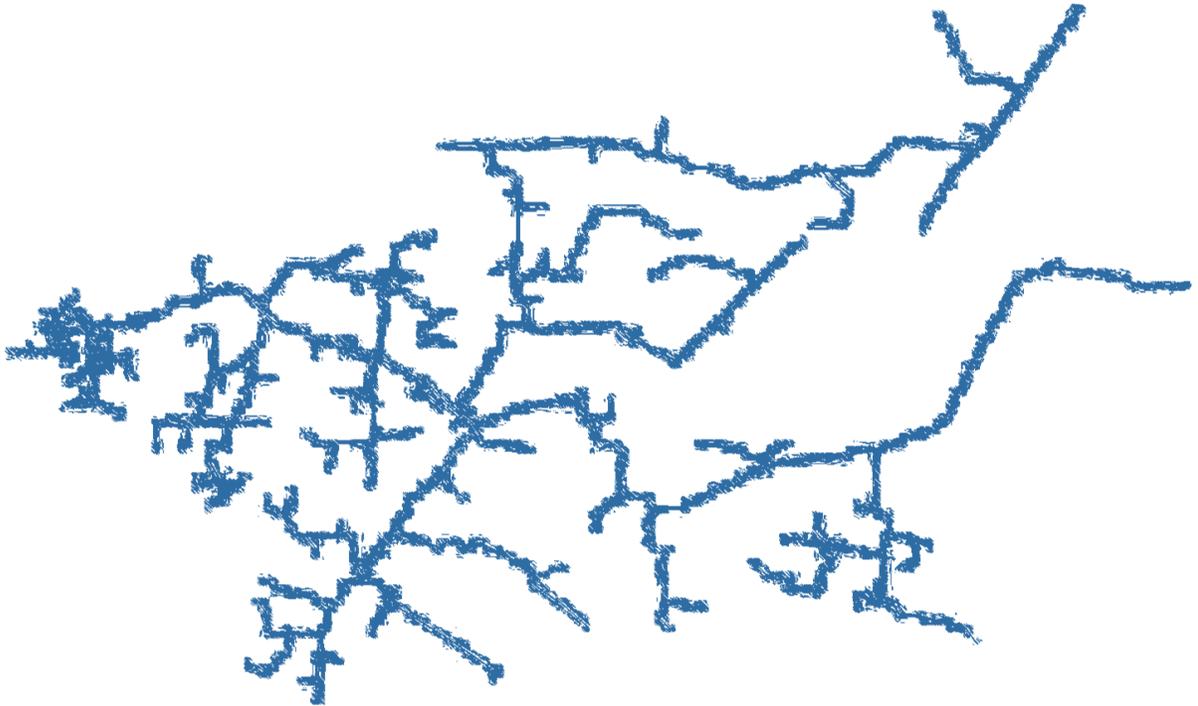
6. *Cálculo de indicadores de desempeño de la Red:* Evaluación de la operación y calidad de potencia mediante los perfiles de voltaje, flujo de potencia, pérdidas técnicas y cargabilidad en el sistema.



AGENDA



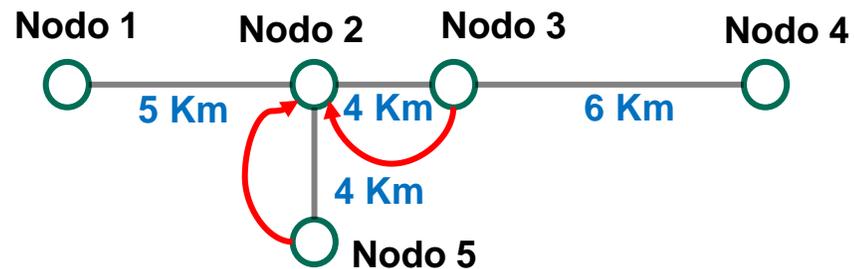
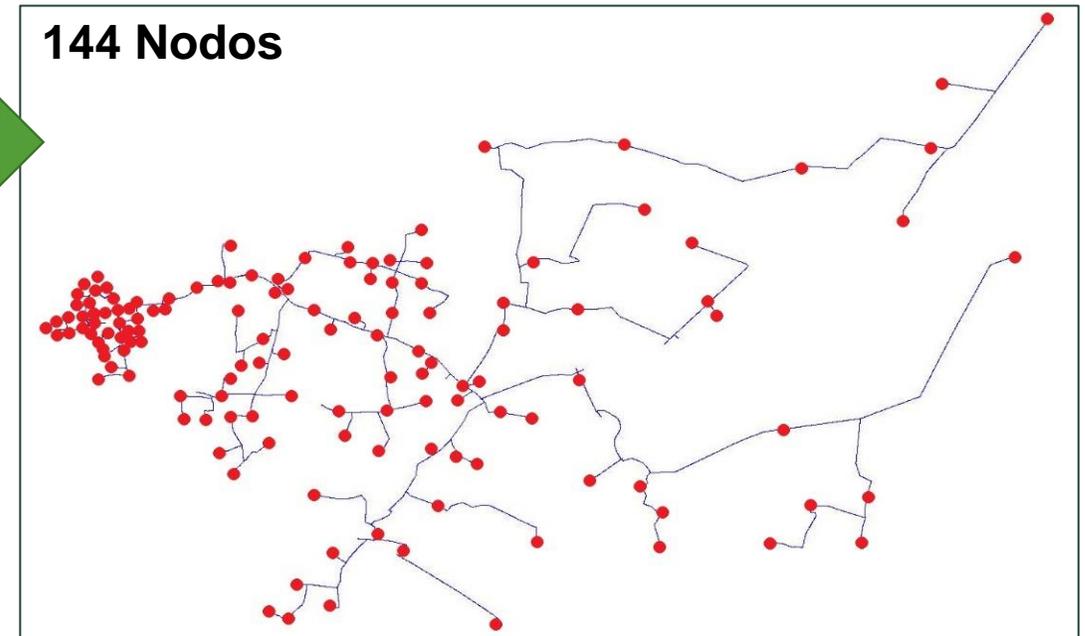
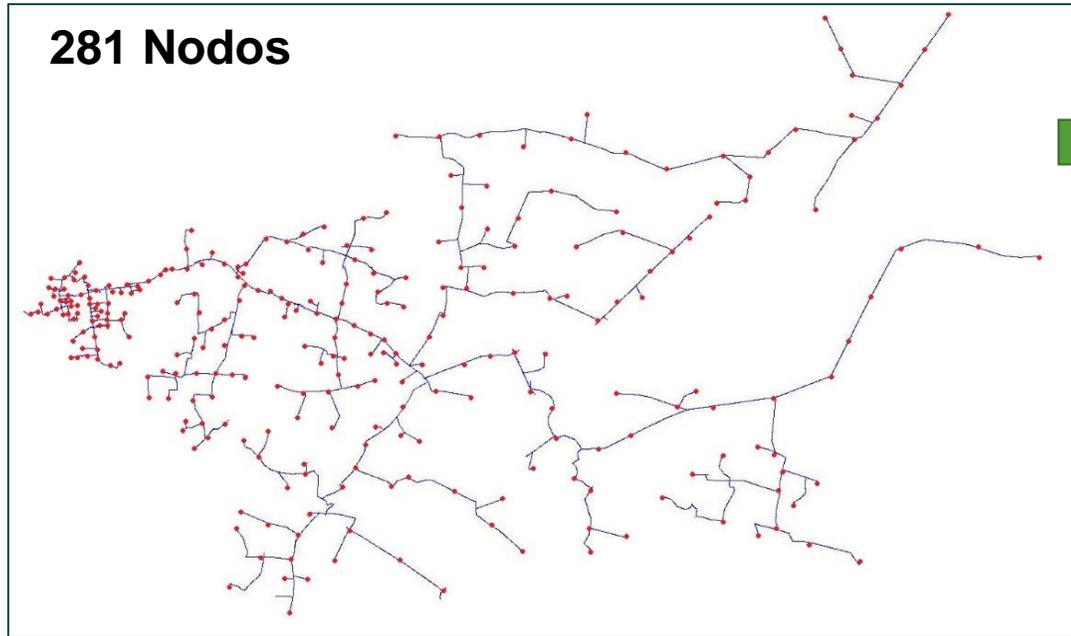
- Subestación el Calvario**
- ❑ Voltaje 23/13,8 kV
 - ❑ Tiene un patio de 22/13,8/6,3 kV
 - ❑ Interconectada a la S/E “La Cocha” y con la S/E “San Rafael”
 - ❑ Transformador de 4/5,2 MVA
 - ❑ Alimentadores de salida: Centro Sur, Latacunga Sur, Industrial Sur y Oriental

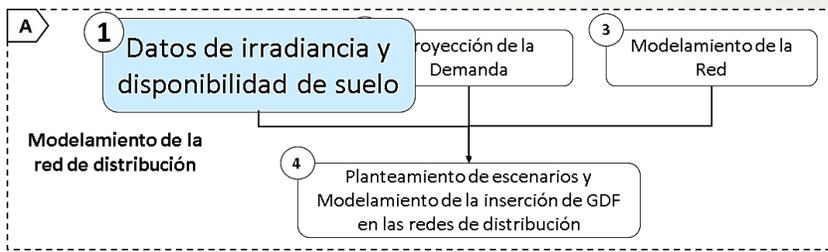


- Alimentador Oriental (01CV13B1S1)**
- ❑ Nivel de voltaje 13,8 kV
 - ❑ Cruza las zonas: Juan Montalvo, Belisario Quevedo e Ignacio Flores.
 - ❑ 5325 Clientes conectados al alimentador.
 - ❑ 76,26 Km de Red.

Reducción de la red de distribución

Método de la distancia eléctrica



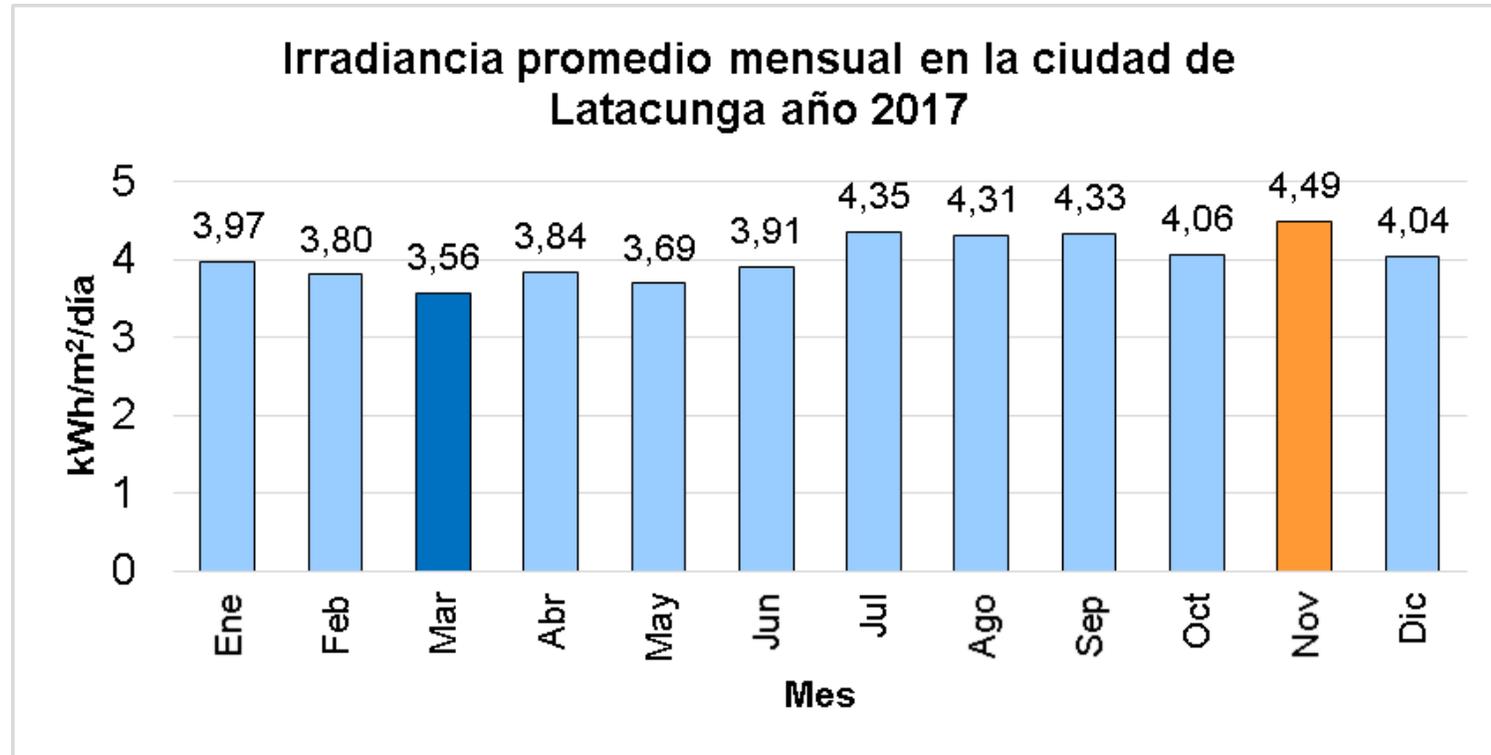


Datos de Irradiancia

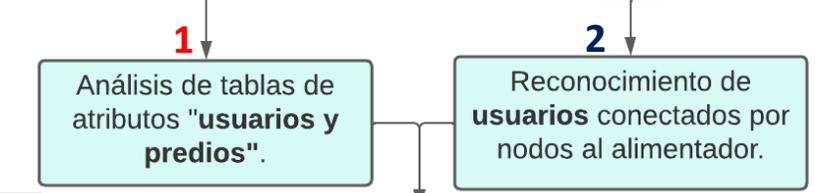
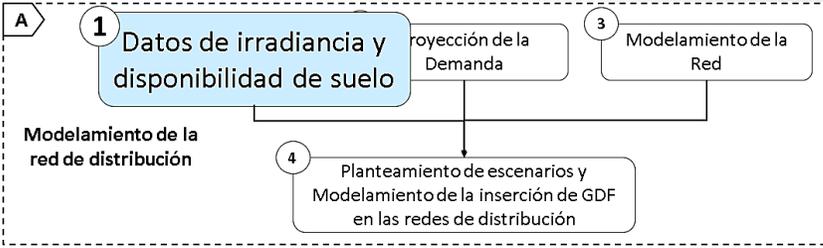
Para dimensionar el Sistema (FV) es necesario la adquisición de los datos de irradiancia medidos en la ciudad de Latacunga, esto se realiza mediante programas como PVSyst, NASA, entre otros.



NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources



Disponibilidad de suelo



#Nodo	Usuario	Area Vivienda [m ²]
1	HIDALGO VICTOR	38,11
1	TOAPANTA MARIA	105,93

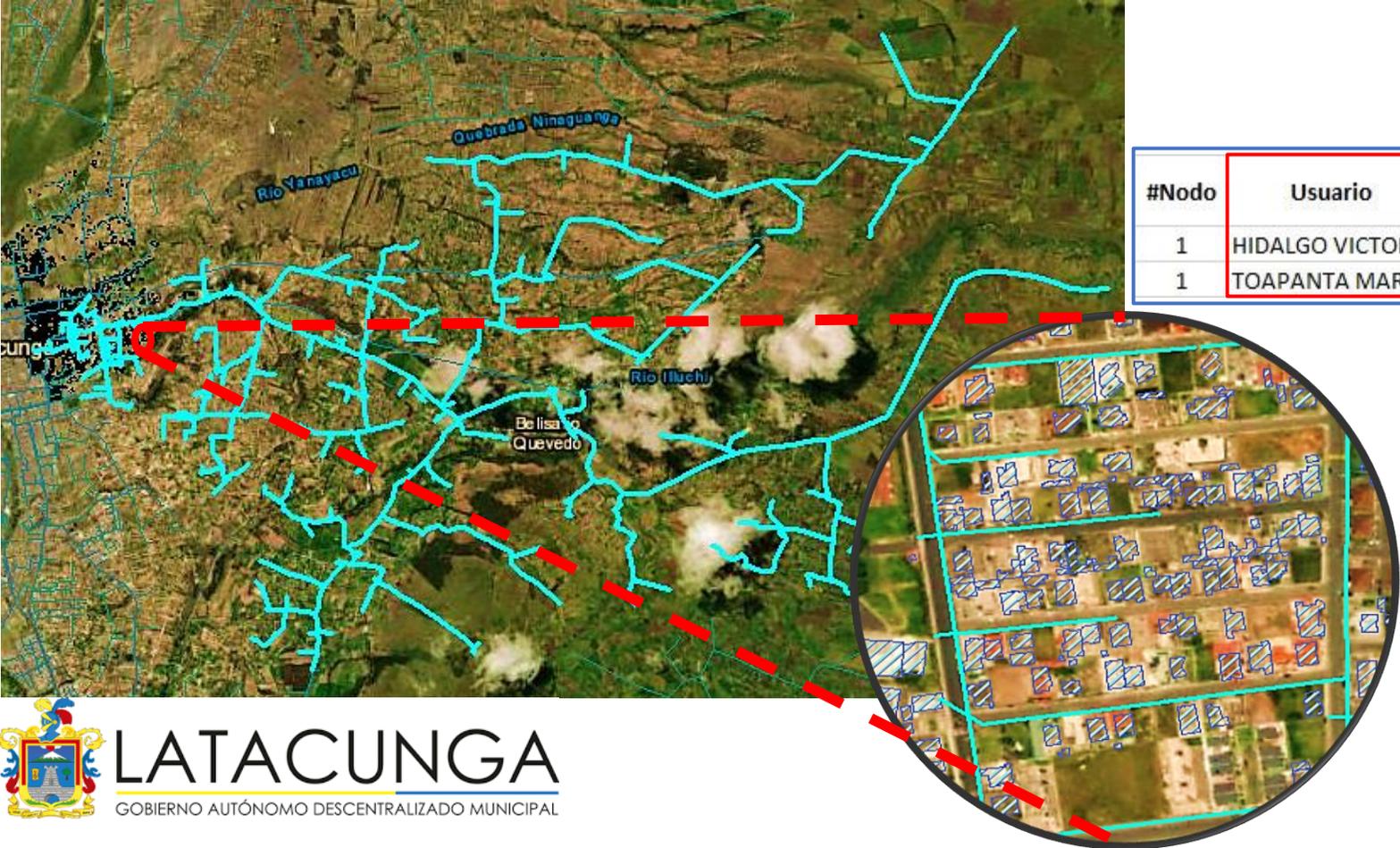
Asignación de áreas de los usuarios del alimentador por nodos.

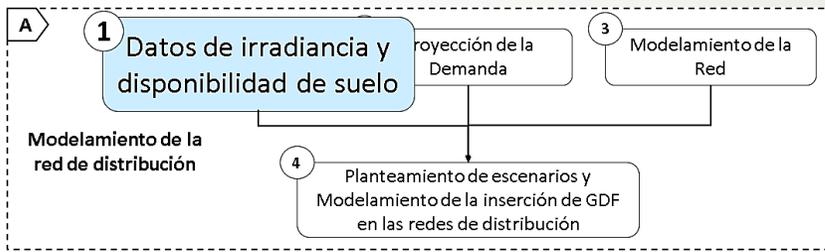
Definición del área disponible para la instalación de GDF según el área de la vivienda

Rango [m ²]	Area Disponible 10% [m ²]
10--50	5
51--100	10
101--150	15

Suma de área disponible total por nodo

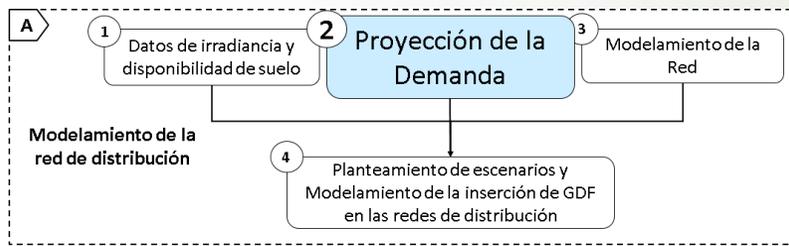
Tabla de disponibilidad de uso de suelo





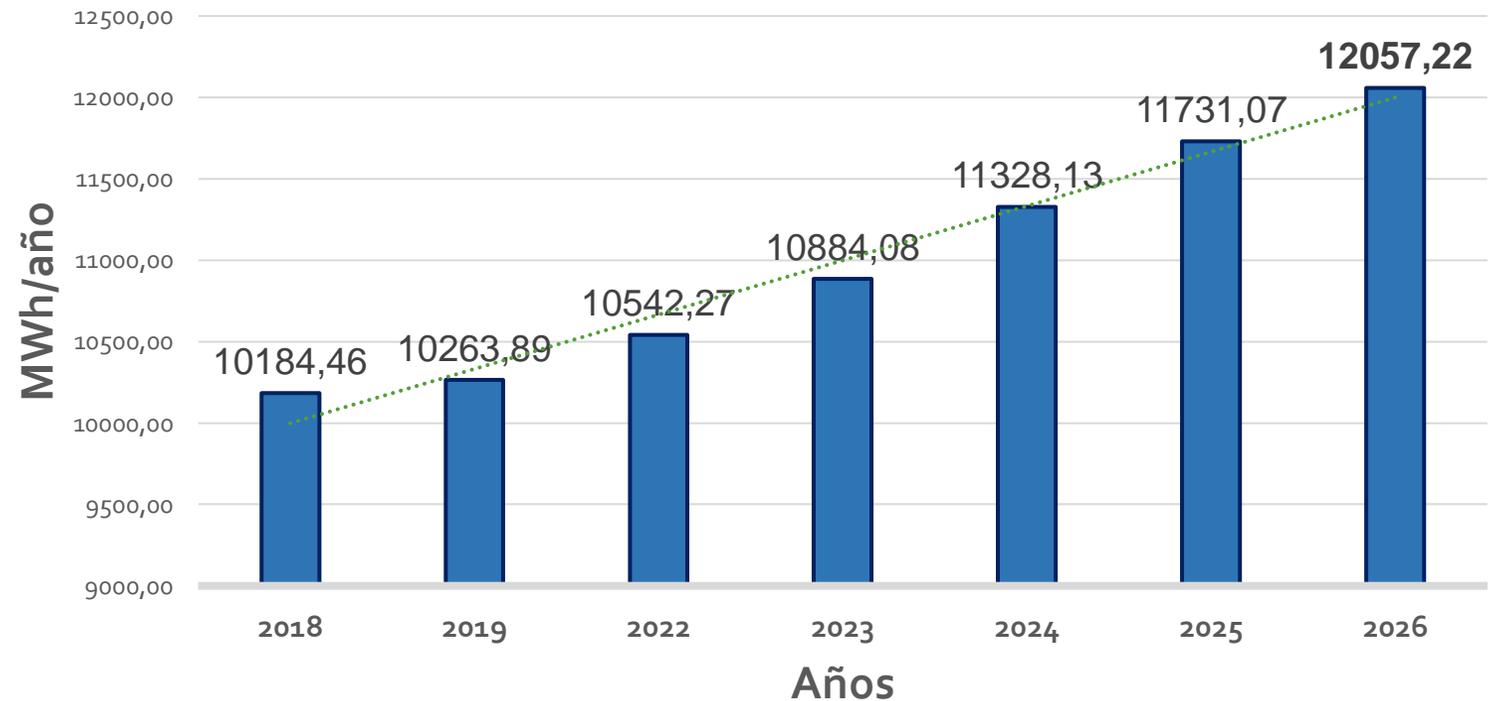
- Número de usuarios conectados al alimentador Oriental: 5325
- Área disponible a lo largo del alimentador: 67430 m^2

Nodos	Nombre nodo	# De usuarios	Área disponible por nodo m^2
1	I652_MTA	4	55
2	I650_MTA	1	20
3	I655_MTA	42	735
4	I659_MTA	107	1680
5	I275397_MTA	35	540
6	I662_MTA	73	950
7	I259372_MTA	59	1750
8	I676_MTA	23	355
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
143	I75255_MTA	19	340
144	I259498_MTA	29	450
TOTAL		5325	67430

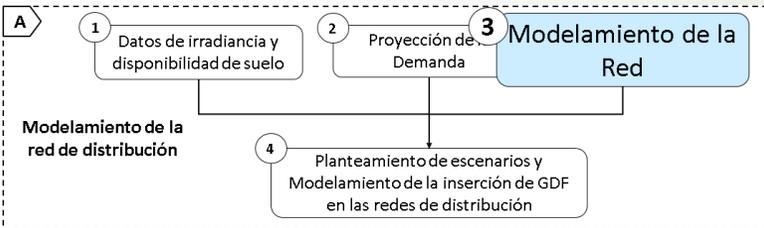


- ❑ Datos históricos de consumo de demanda
- ❑ Gráfica de regresión simple
- ❑ Se traza la línea ajustada
- ❑ Porcentaje de crecimiento de demanda anual

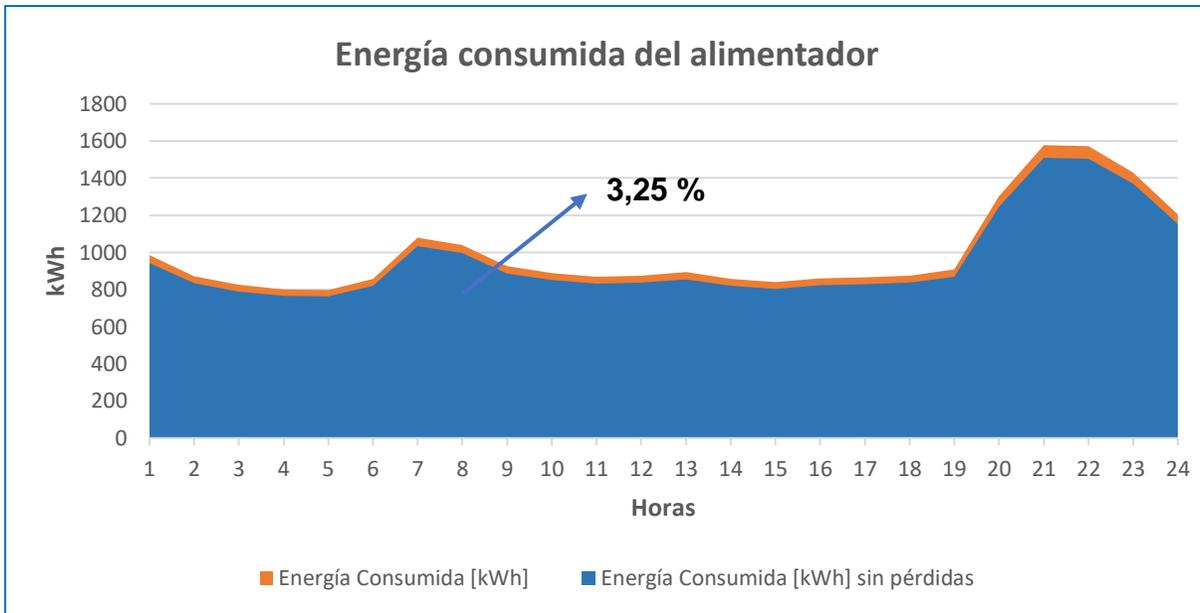
Crecimiento de demanda del alimentador Oriental para el año 2026



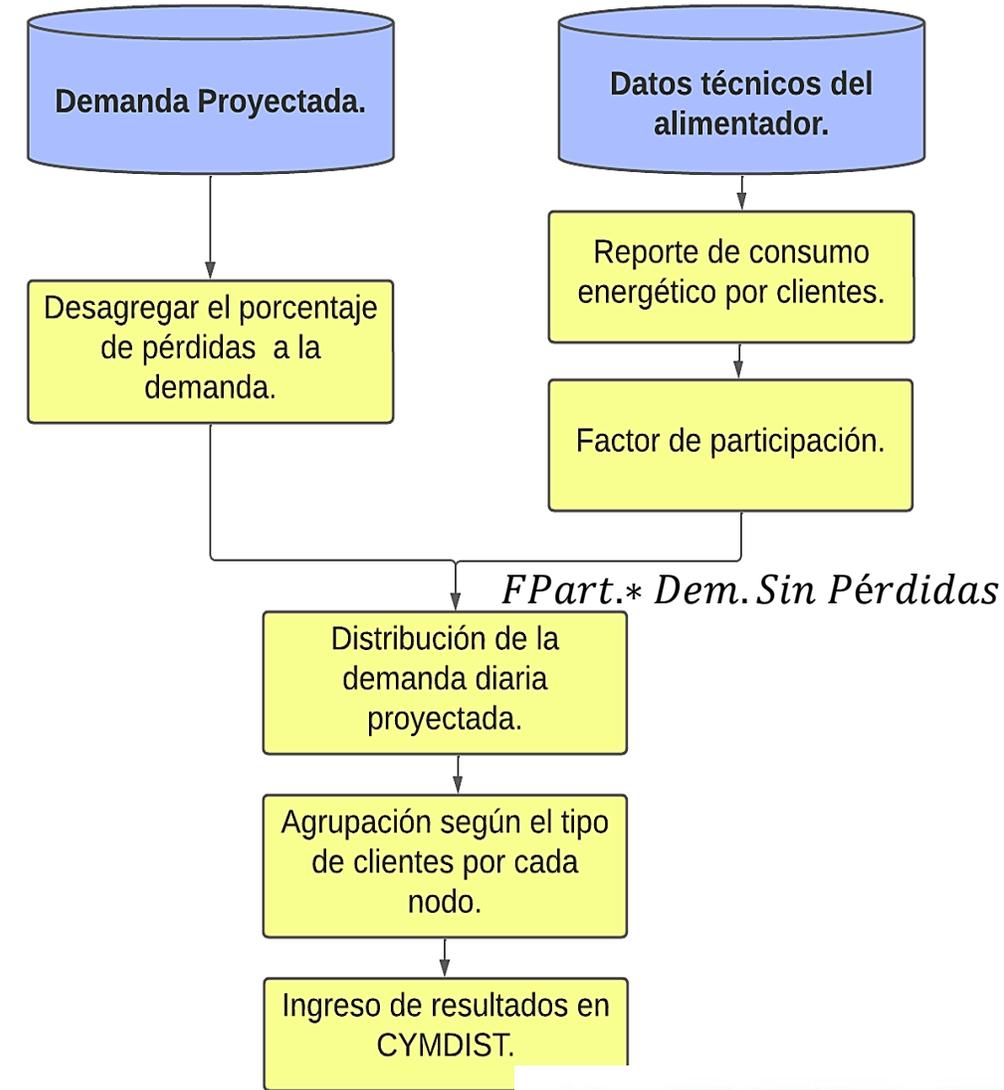
La tasa de crecimiento anual de la demanda es del **2,86 %**



Distribución de carga



Etiquetas de fila	# de Usuarios	Potencia Aparente (kVA)	Factor de Potencia	Factor de Participación	Consumo de Energía (KWh)
3	63	16,475	96,831	1,210	272,72
EEC_ALUMBRADOCANCHAS	4	0,380	98,000	0,000	0,00
EEC_ALUMBRADOCONVENCIONAL	3	0,901	98,000	0,019	4,33
EEC_COSTA_COMERCIALURBANA	3	0,286	96,289	0,023	5,15
EEC_COSTA_RESIDENCIALRURAL	1	0,268	96,287	0,021	4,72
EEC_COSTA_RESIDENCIALURBANA	49	14,345	96,590	1,124	253,32
EEC_INDUSTRIAL	3	0,295	98,762	0,023	5,20



Planteamiento de escenarios



Meses del año proyectado bajo estudio

DICIEMBRE

- Mes con **máximo consumo de demanda diaria.**
- Máximo PP día laboral: 61,49%
- Máximo PP de un fin de semana: 63,99%

FEBRERO

- Mes con **menos consumo de demanda diaria.**
- Máximo PP día laboral: 64,99%
- Máximo PP de un fin de semana: 65,42%

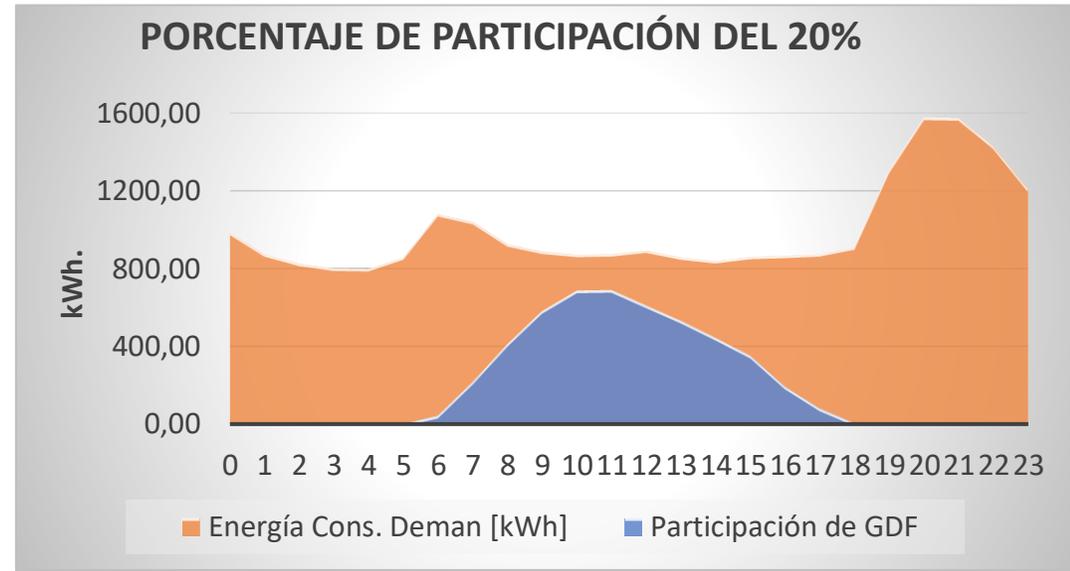
NOVIEMBRE

- Mes con **máxima irradiancia registrada en la zona de estudio.**
- Máximo PP día laboral: 68,2 %
- Máximo PP de un fin de semana: 68,35%

Porcentaje de participación

Es el porcentaje de demanda diaria que va a ser cubierto por GD fotovoltaica.

- 0% PP
- 20% PP
- 40% PP
- Máximo %PP dependiendo el mes.



24 Escenarios que ayudan a definir el impacto de la GD.

Planteamiento de escenarios



Hoja de resultados

Nodos	Número Usuarios	Área disponible [m ²]	Potencia por Nodos [kW]	Potencia Modificada [kW]	Número de Paneles
3	42	735	135,28	72,775	243
20	54	860	158,28	143,6	479
28	22	265	48,773	21,756	73
31	20	325	59,816	58,076	194
55	15	365	67,178	38,105	128
64	31	445	81,902	61,939	207
75	27	425	78,221	51,878	173
96	3	35	6,442	2,559	9
122	37	645	118,71	59,439	199
142	25	770	141,72	139,04	464

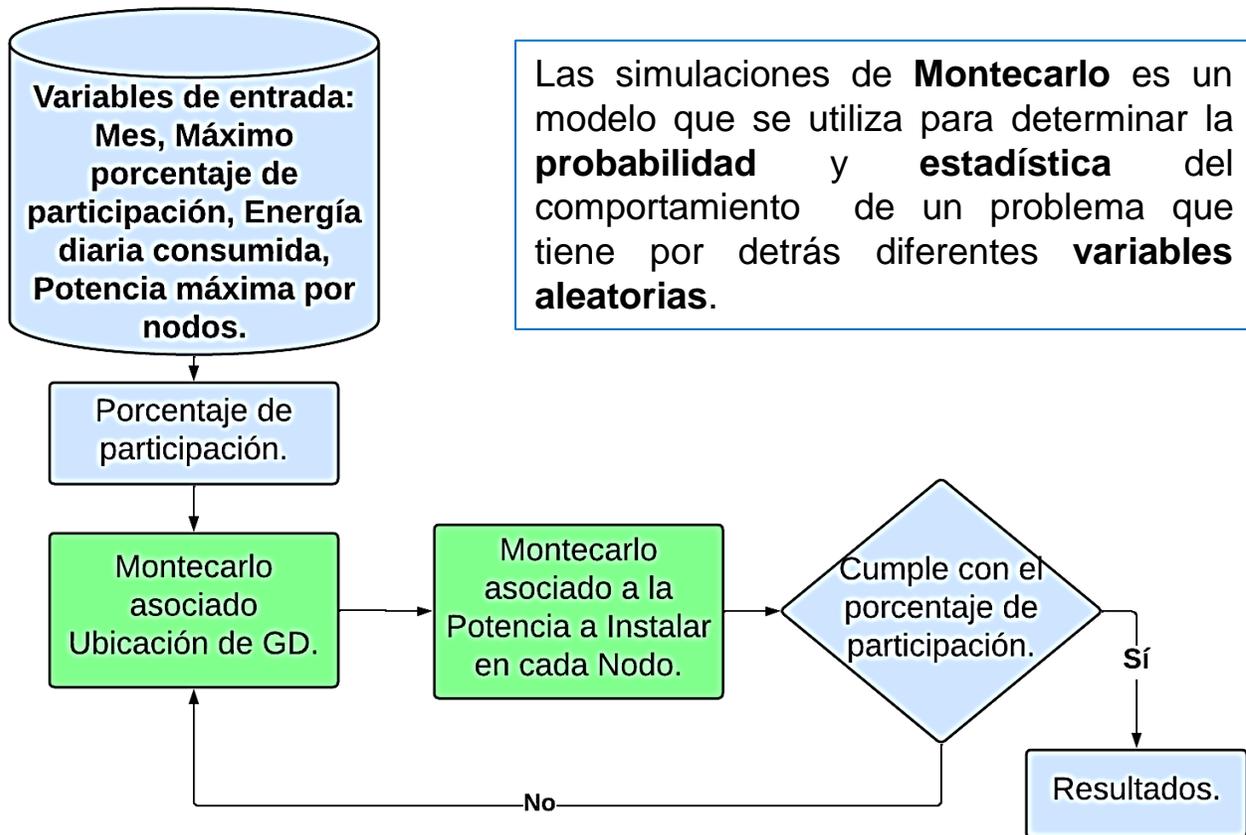
Total Potencia a instalar: **1559.07 kW**

Total Número de paneles a Implementar: 5214.0

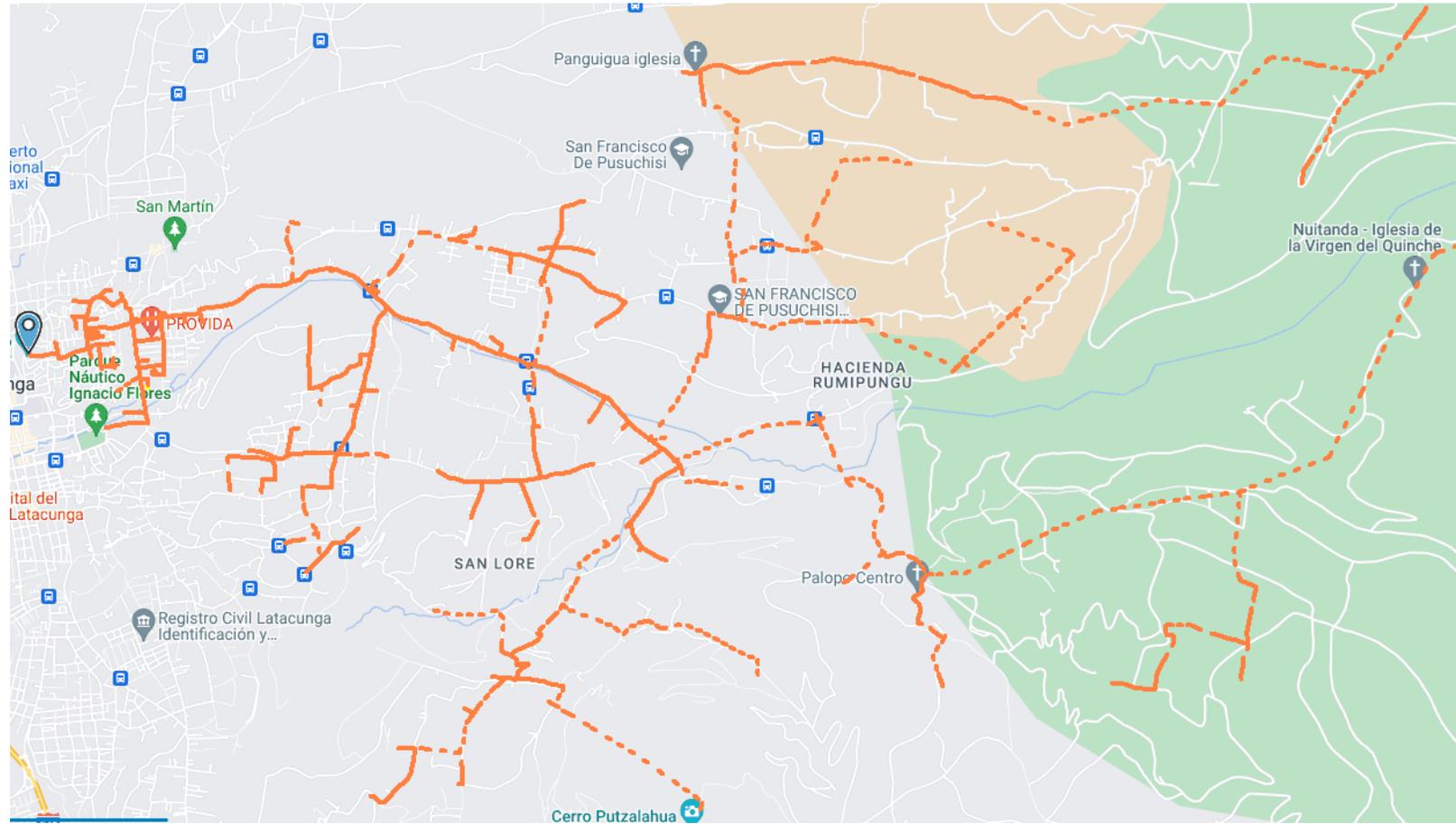
Mes: **Diciembre**, Factor de Participación: **0.2**

Número de paneles Calculados: 5181

Tamaño de la planta calculada: **1554.3 kW**



Análisis de flujo de potencia



Cuadro de flujo de carga (Desequilibrado)

Cable - 50325_MTS

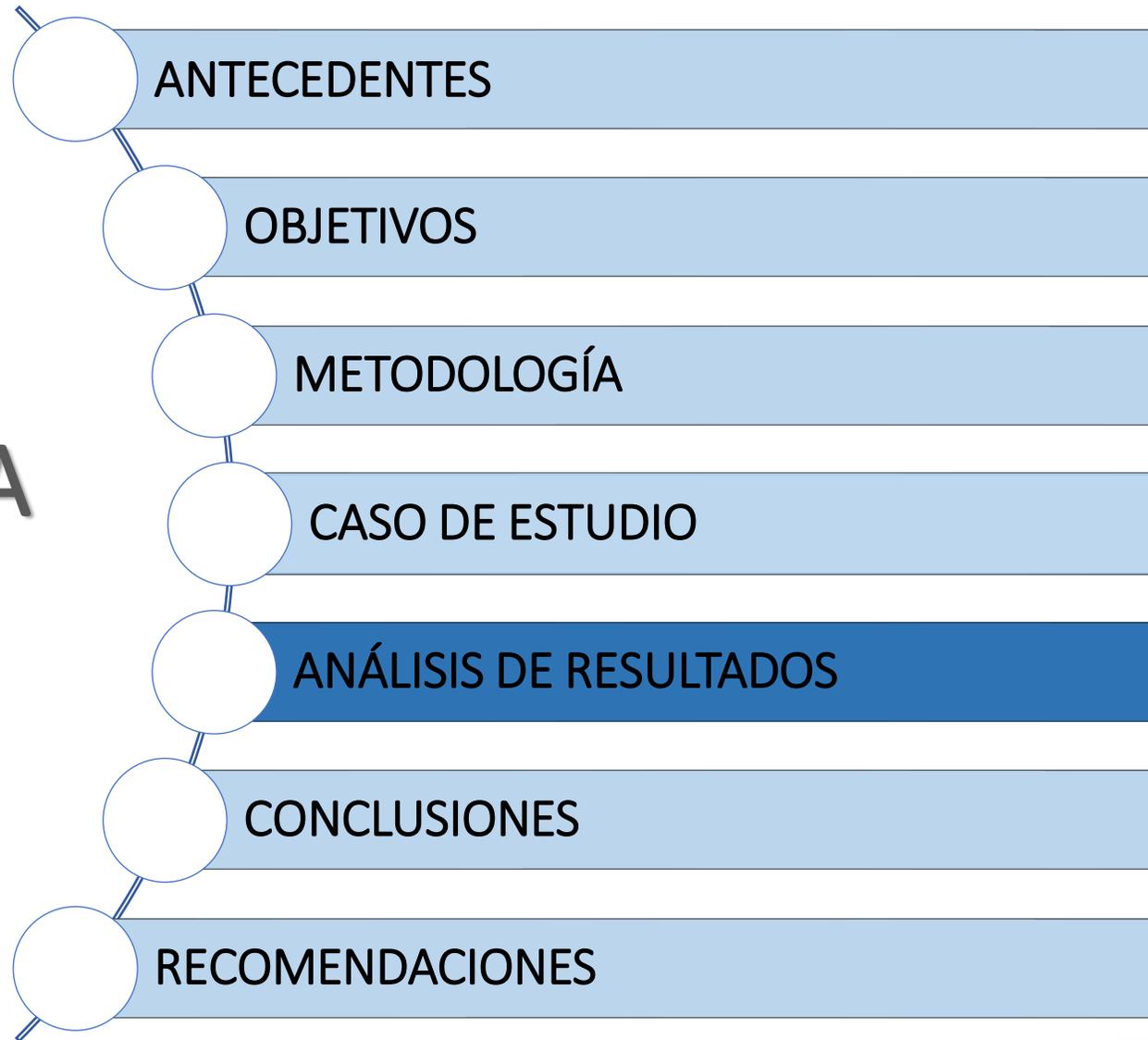
	V base	kVLL	kVLN	i (A)	kVA	kW	kVAR
A	1,0	13,8	8,0	172,8	1376,7	-1140,4	771,2
B	1,0	13,8	8,0	107,7	857,8	-819,0	255,1
C	1,0	13,8	8,0	31,9	254,1	-210,8	141,9
Total:					2465	-2170	1168

 F C Cg | .00 ±.0
±.0 .00

- Sobrecarga
- Subtensión
- Sobretensión
- Tensión nominal del dispositivo

Tipo de dispositivo	Número de unidades	Potencia total disponible (kW)	Generación media (kW)	Nivel de participación (%)
Sistema fotovoltaico	101	4943,3	698,7	68,3

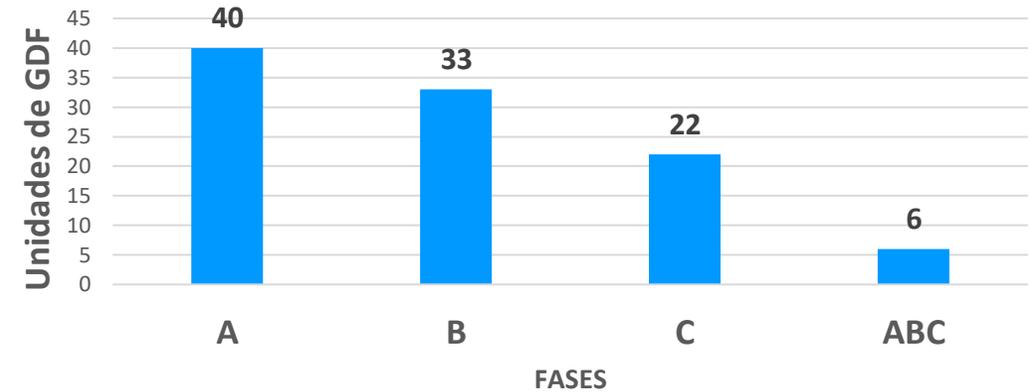
AGENDA



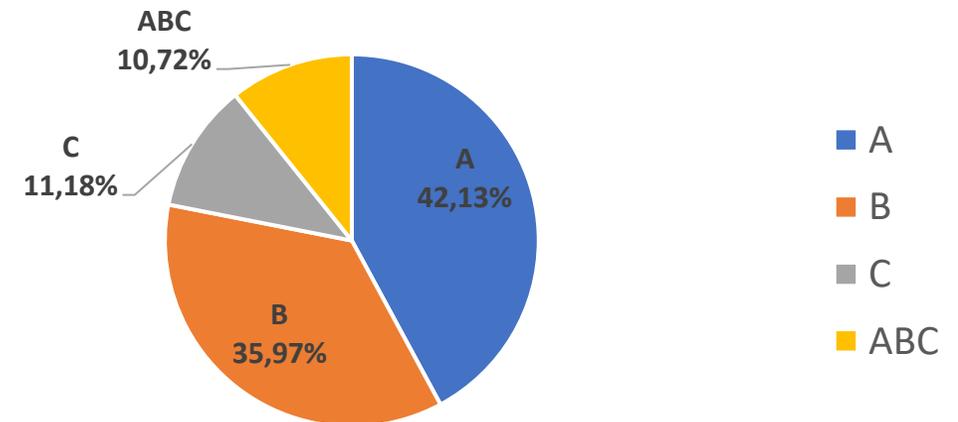
Diciembre – Día Laboral

Fases	Longitud [Km]	Unidades de GDF	Potencia De GDF Conectada [kW]	Porcentaje De Potencia de UGDF (%)
A	43,1	40	2082,6	42,1%
B	13,8	33	1778,1	35,9%
C	6,4	22	552,5	11,1%
ABC	12,8	6	530,1	10,7%
Total	76,26	101	4943,3	100%

Unidades de GDF por fase conectadas al Alimentador



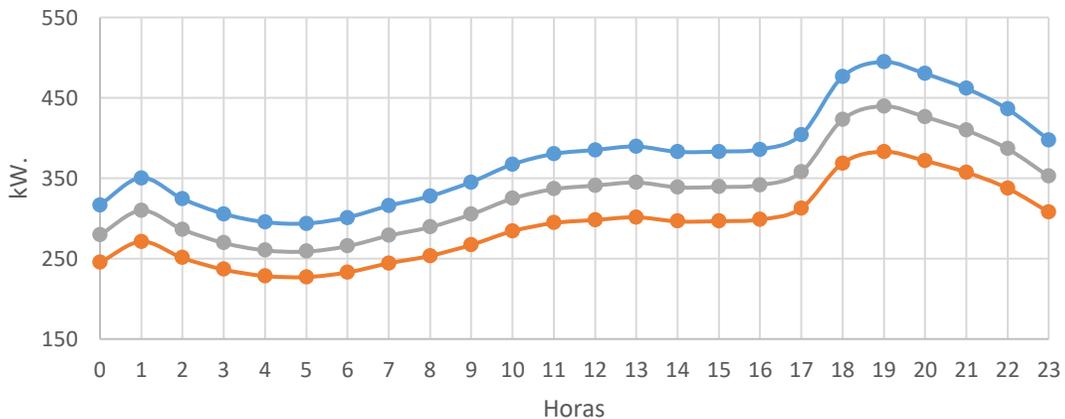
Porcentaje De Potencia de UGDF (%)



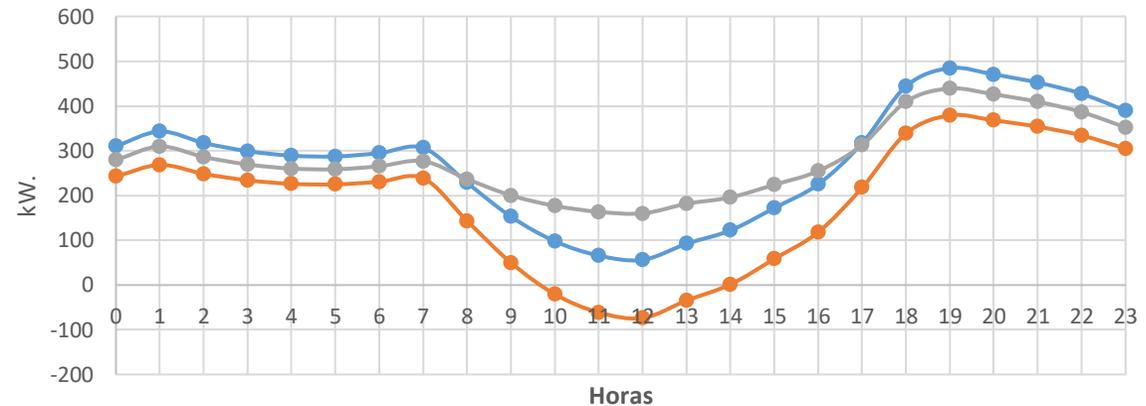
Diciembre – Día Laboral - Flujo de Potencia

● kW-A Potencia [kW] ● kW-B Potencia [kW] ● kW-C Potencia [kW]

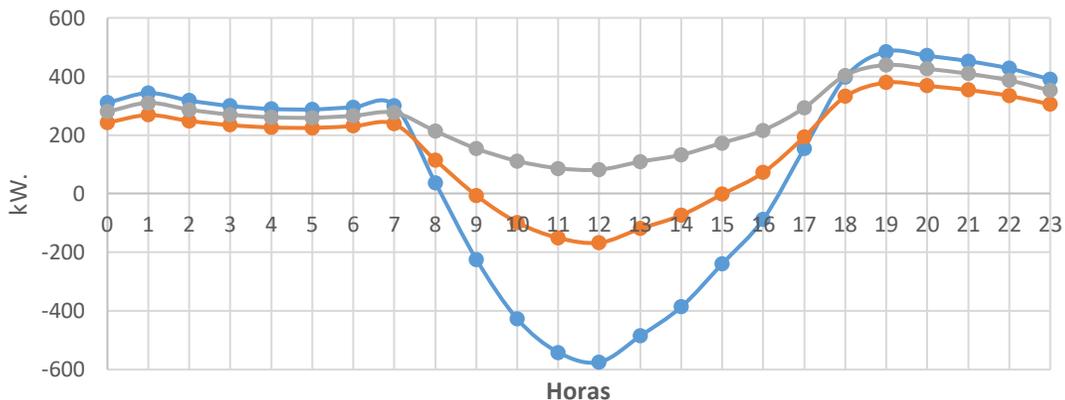
FLUJO DE POTENCIA SIN GD



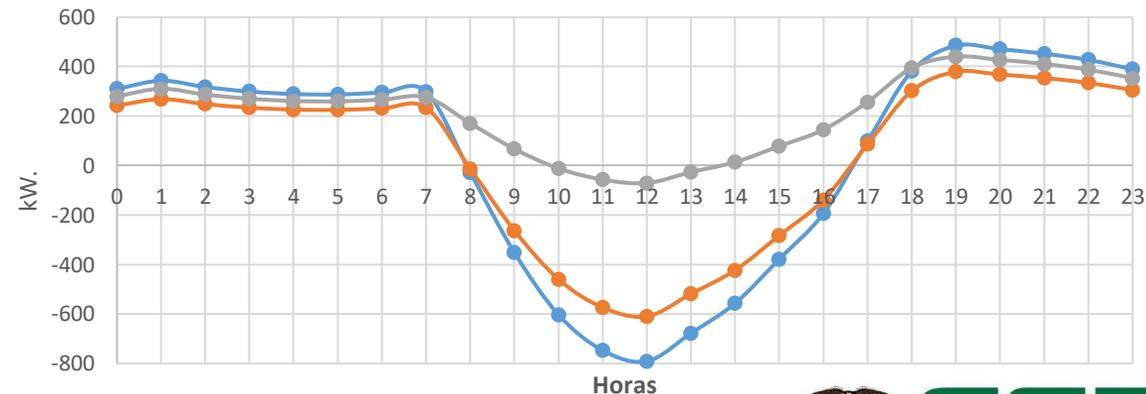
FLUJO DE POTENCIA 20% GD



FLUJO DE POTENCIA 40% GD



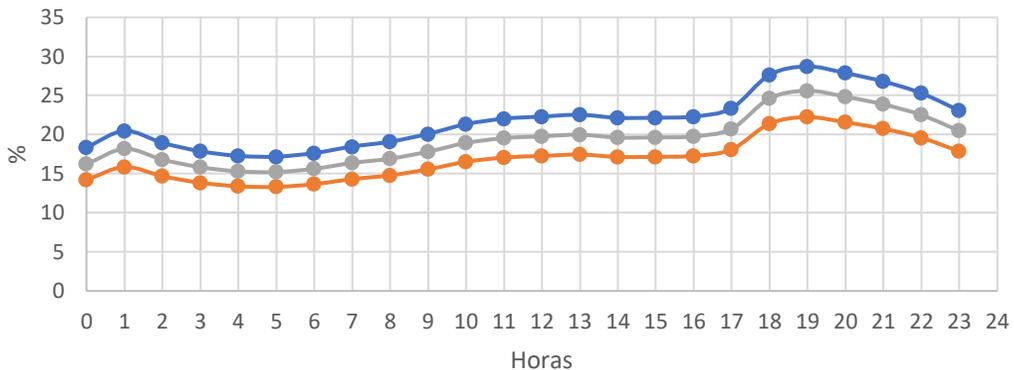
FLUJO DE POTENCIA 61,49% GD



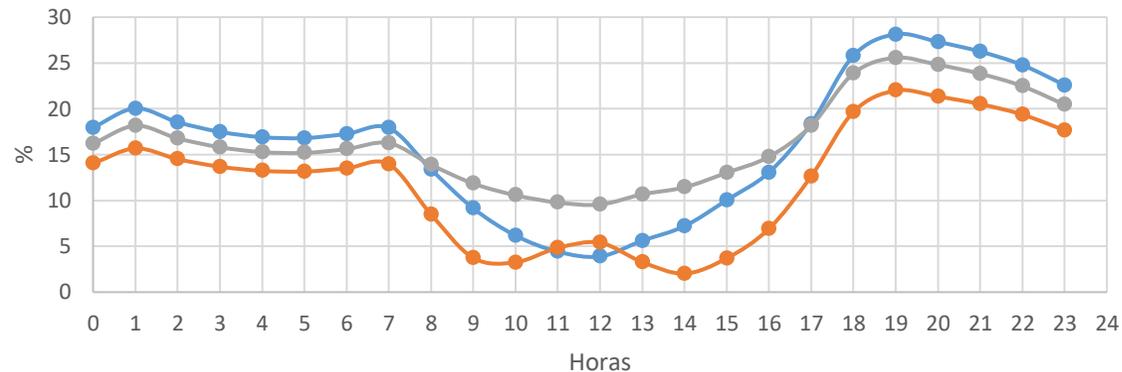
Diciembre – Día Laboral - Cargabilidad

● %-A CARGA [%]
● %-B CARGA [%]
● %-C CARGA [%]

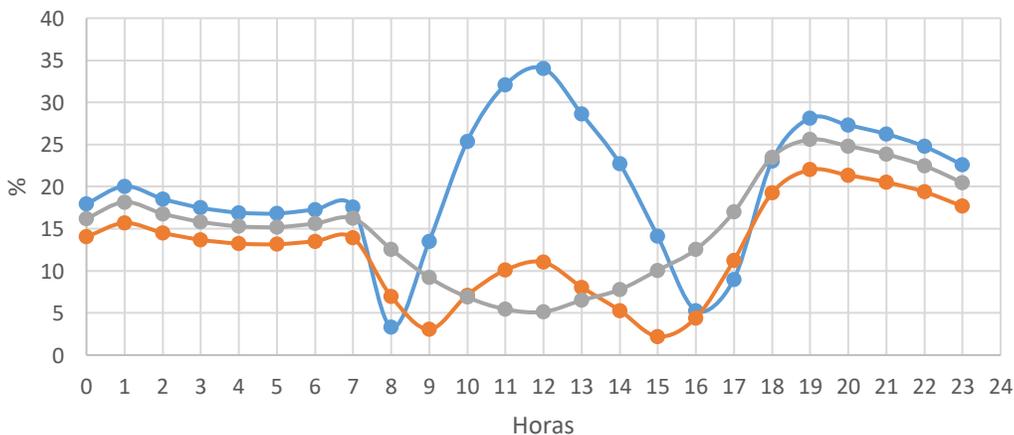
PORCENTAJE DE CARGA POR FASES SIN GD



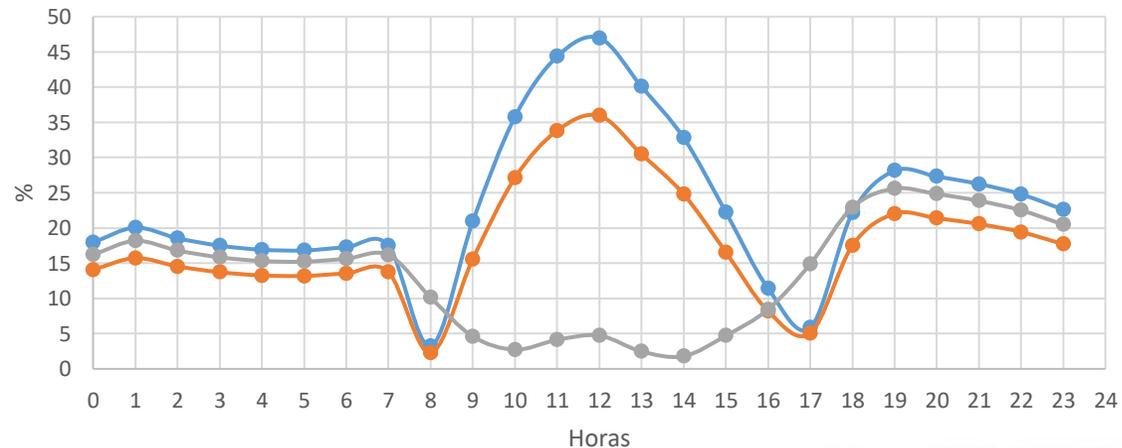
PORCENTAJE DE CARGA POR FASES 20% GD



PORCENTAJE DE CARGA POR FASES 40% GD



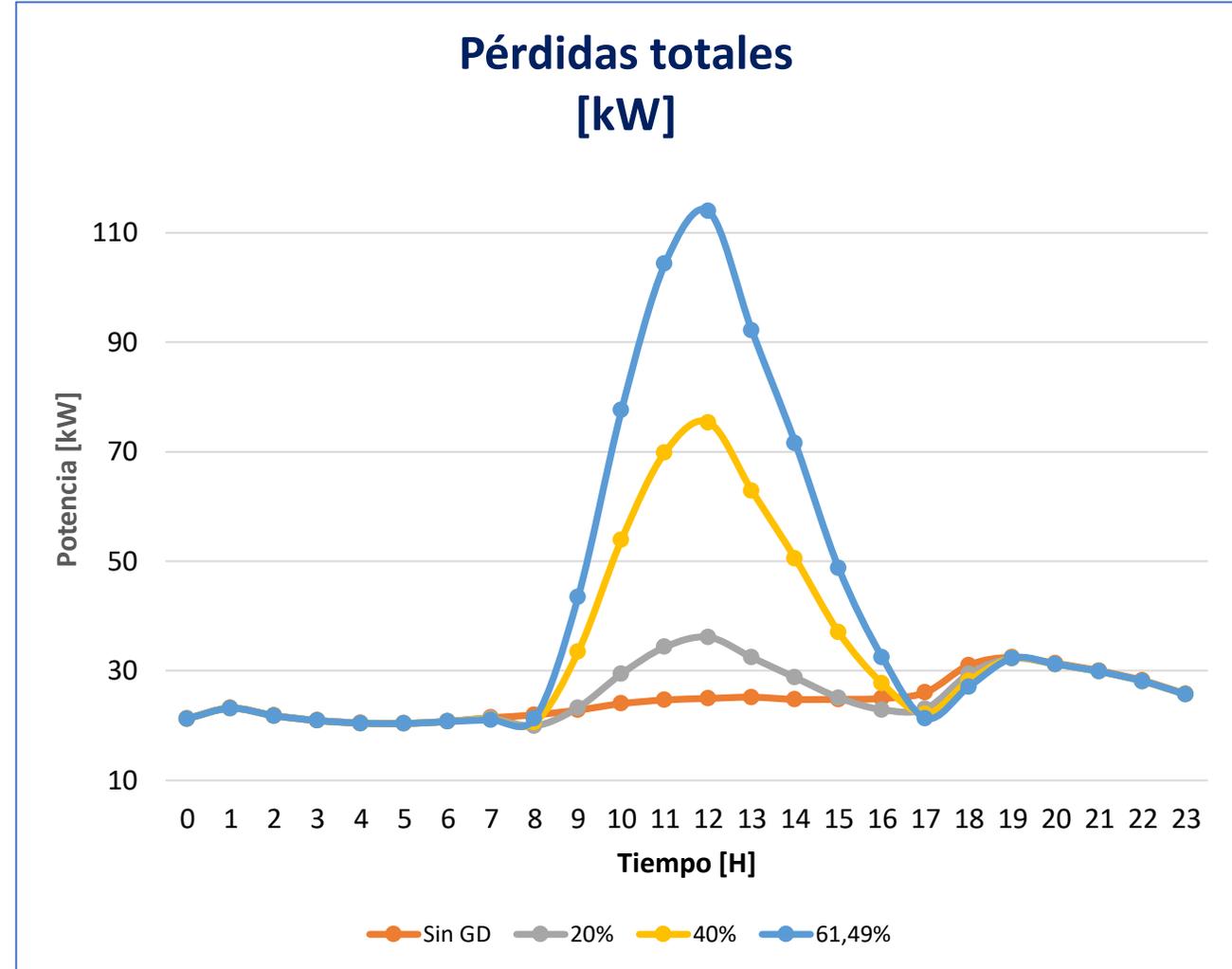
PORCENTAJE DE CARGA POR FASES 61,49% GD



Diciembre – Día Laboral – Pérdidas del sistema

Pérdidas técnicas Totales

%PP	Sin GD	20%	40%	61,49%
Pérdidas diarias [kW]	592,9	621,4	797,9	970,4
% de pérdidas diarias	2,36%	2,48%	3,18%	3,87%



Cálculo de indicadores

Evaluación del Impacto

6 Cálculo de indicadores de desempeño de Red

Indicadores	Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
FLUJO DE POTENCIA kW	SIN GD	838,4	870,2	917,4	976,2	1011,0	1024,2	1035,8	1017,9	1019,0	1026,0	1074,5	1267,9
	20%	822,8	608,8	402,8	254,3	168,3	142,8	239,5	319,8	455,7	599,1	849,2	1194,1
	40%	815,5	365,5	-76,9	-415,2	-607,2	-661,1	-496,8	-327,7	-68,0	201,8	641,9	1133,0
	MAX PP	808,8	128,4	-548,9	-1076,6	-1380,2	-1473,7	-1224,8	-967,1	-584,1	-188,3	440,8	1077,0
CARGABILIDAD %	SIN GD	18,4	19,1	20,1	21,3	22,0	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
	20%	16,3	13,9	11,9	10,6	9,8	9,6	10,7	11,5	13,0	14,8	18,2	23,9
	40%	17,6	3,3	13,5	25,4	32,1	34,0	28,7	22,7	14,1	5,3	9,0	23,0
	MAX PP	17,5	3,2	20,9	35,8	44,4	47,0	40,1	32,8	22,2	11,4	5,8	22,1
PÉRDIDAS DEL SISTEMA %	SIN GD	2,0	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,5	2,5	2,6	3,1
	20%	2,0	2,1	2,4	3,0	3,4	3,6	3,3	3,0	2,6	2,3	2,3	2,9
	40%	2,0	2,0	3,4	5,5	7,0	7,5	6,5	5,3	3,8	2,8	2,2	2,8
	MAX PP	1,9	2,0	4,4	7,9	10,5	11,4	9,5	7,5	5,0	3,3	2,2	2,7

Diciembre
Jueves
Día Laboral

Indicadores	Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
FLUJO DE POTENCIA kW	SIN GD	838,4	870,2	917,4	976,2	1011,0	1024,2	1035,8	1017,9	1019,0	1026,0	1074,5	1267,9
	20%	822,8	673,7	535,1	442,3	389,0	373,9	447,3	501,0	600,6	707,3	903,5	1207,2
	40%	825,3	418,3	16,2	-290,8	-467,8	-520,6	-361,4	-206,5	33,2	282,2	690,7	1158,3
	MAX PP	817,7	158,7	-498,3	-1010,2	-1304,7	-1395,4	-1152,6	-901,9	-528,7	-143,2	470,1	1095,1
CARGABILIDAD %	SIN GD	18,4	19,1	20,1	21,3	22,0	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
	20%	16,3	15,6	15,2	15,3	15,2	15,3	15,9	16,1	16,8	17,6	19,6	24,3
	40%	18,0	6,0	7,9	17,3	22,8	24,4	19,7	14,8	7,7	1,6	11,9	24,3
	MAX PP	13,8	3,7	19,9	33,4	41,1	43,5	37,4	30,8	21,3	11,7	3,3	17,1
PÉRDIDAS DEL SISTEMA %	SIN GD	2,8	2,6	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,2	3,3	3,7
	20%	2,8	2,5	2,8	3,5	4,2	4,6	4,2	3,9	3,5	3,1	3,0	3,5
	40%	2,7	2,4	3,3	5,1	6,6	7,4	6,2	5,3	4,2	3,3	2,8	3,4
	MAX PP	2,7	2,3	4,7	8,1	11,2	12,7	10,3	8,4	6,0	4,0	2,7	3,3

Diciembre
Sábado
Fin de Semana



Cálculo de indicadores

Evaluación del Impacto

6 Cálculo de indicadores de desempeño de Red

Indicadores	CASOS	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
FLUJO DE POTENCIA [kW]	SIN GD	870,2	917,4	976,2	1011,0	1024,2	1035,8	1017,9	1019,0	1026,0	1074,5	1267,9
	20%	732,8	560,8	442,0	380,8	312,0	380,3	422,9	527,9	647,2	857,5	1190,7
	40%	595,3	202,1	-98,3	-258,6	-411,1	-285,3	-180,1	31,9	265,8	639,9	1113,4
	MAX PP	425,5	-235,5	-750,7	-1026,3	-1278,8	-1083,3	-905,6	-568,5	-198,8	372,5	1017,9
CARGABILIDAD AD%	SIN GD	19,1	20,1	21,3	22,0	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
	20%	15,8	15,0	14,6	14,4	14,0	14,6	14,8	15,6	16,7	19,0	25,7
	40%	12,5	6,5	7,9	12,1	16,2	12,9	10,0	4,4	7,5	13,7	23,5
	MAX PP	11,6	10,4	22,1	28,5	34,2	29,8	25,7	18,2	10,0	12,3	21,7
PERDIDAS DEL SISTEMA%	SIN GD	2,5	2,8	3,1	3,1	3,0	3,1	3,3	3,2	3,3	3,4	3,8
	20%	2,3	2,4	3,2	3,7	4,1	3,6	3,6	3,0	3,3	3,1	3,6
	40%	2,1	2,9	3,7	4,2	4,6	4,2	4,2	3,6	2,6	2,6	3,4
	MAX PP	2,0	3,0	5,2	6,8	8,2	6,9	6,4	4,6	2,3	2,5	3,2

Febrero
Lunes
Día Laboral

Indicadores	CASOS	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
FLUJO DE POTENCIA [kW]	SIN GD	870,2	917,4	976,2	1011,0	1024,2	1035,8	1017,9	1019,0	1026,0	1074,5	1267,9
	20%	735,6	568,9	454,7	396,1	329,4	396,2	437,1	539,4	655,7	862,1	1192,2
	40%	608,5	238,5	-41,1	-189,5	-329,2	-212,3	-115,5	83,8	304,7	661,2	1120,7
	MAX PP	442,4	-188,8	-677,4	-937,8	-1174,8	-990,6	-822,9	-502,1	-149,2	399,6	1027,0
CARGABILIDAD AD%	SIN GD	19,1	20,1	21,3	22,0	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
	20%	16,4	16,2	16,5	16,7	16,5	17,0	16,9	17,4	18,0	19,8	26,1
	40%	14,4	11,2	9,1	13,2	17,1	13,8	10,9	10,5	12,7	16,7	23,3
	MAX PP	12,0	13,8	29,0	37,1	44,4	38,8	33,6	23,9	13,3	12,9	21,8
PERDIDAS DEL SISTEMA%	SIN GD	3,0	3,0	3,0	3,2	3,3	3,2	3,2	3,3	3,3	3,2	3,6
	20%	2,9	2,9	3,8	4,6	5,3	4,7	4,3	3,8	3,3	3,0	3,4
	40%	2,6	3,1	4,0	5,0	5,9	5,2	4,6	3,8	3,5	2,7	3,2
	MAX PP	2,5	3,5	6,0	8,2	10,4	8,6	7,3	5,4	3,7	2,5	3,0

Febrero
Domingo
Fin de Semana



Cálculo de indicadores

Evaluación del Impacto

6 Cálculo de indicadores de desempeño de Red

Indicadores	Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
FLUJO DE POTENCIA kW	SIN GD	838,4	870,2	917,4	976,2	1011,0	1024,2	1035,8	1017,9	1019,0	1026,0	1074,5	1267,9
	20%	719,0	477,9	258,3	115,1	43,9	18,5	94,6	201,6	356,7	540,5	790,4	1132,3
	40%	736,1	353,0	-0,4	-240,0	-359,2	-398,4	-292,9	-125,1	109,8	387,3	751,0	1200,0
	MAX PP	716,6	32,7	-608,2	-1060,0	-1290,5	-1393,0	-1193,3	-893,0	-491,5	-20,1	571,2	1206,1
CARGABILIDAD AD %	SIN GD	18,4	19,1	20,1	21,3	22,0	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
	20%	13,5	10,9	8,6	7,4	6,7	6,5	7,3	8,4	10,2	12,3	15,6	20,8
	40%	12,6	3,6	6,9	13,1	16,3	17,5	14,7	10,4	4,7	2,8	11,1	20,5
	MAX PP	15,0	5,5	23,2	36,3	43,0	45,3	40,3	31,6	20,4	7,3	9,2	25,9
PÉRDIDAS DEL SISTEMA %	SIN GD	2,3	2,6	2,8	3,0	3,1	3,2	3,4	3,3	3,2	3,2	3,2	3,5
	20%	2,2	2,3	2,9	3,8	4,3	4,5	4,4	3,7	3,1	2,7	2,8	3,5
	40%	2,1	2,5	3,9	5,7	6,9	7,3	6,9	5,4	4,0	3,1	2,7	3,4
	MAX PP	2,1	2,7	5,6	9,3	11,8	12,8	11,5	8,5	5,5	3,4	2,6	3,3

Noviembre
Miércoles
Día Laboral

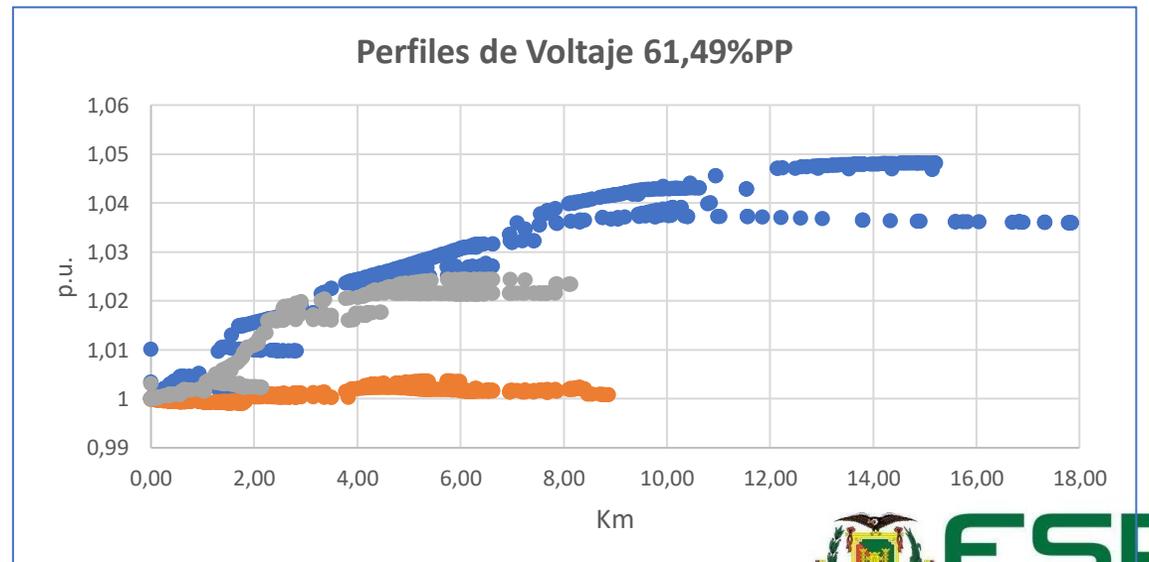
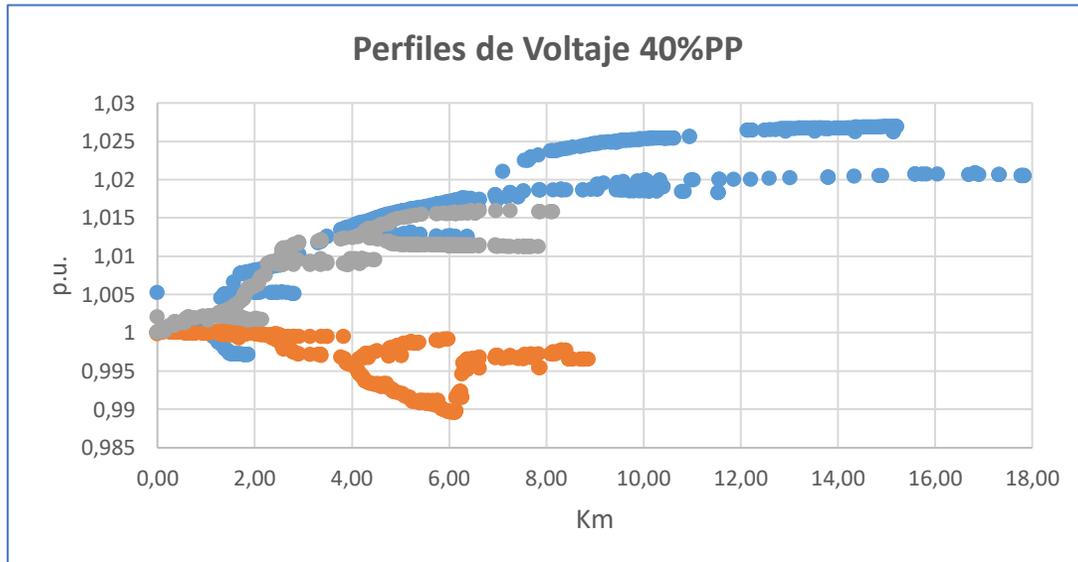
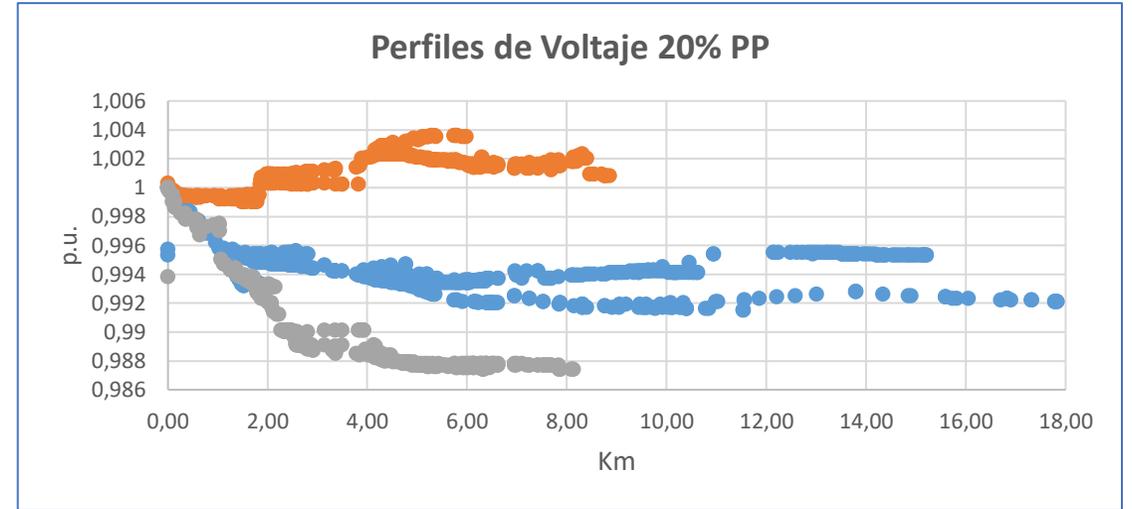
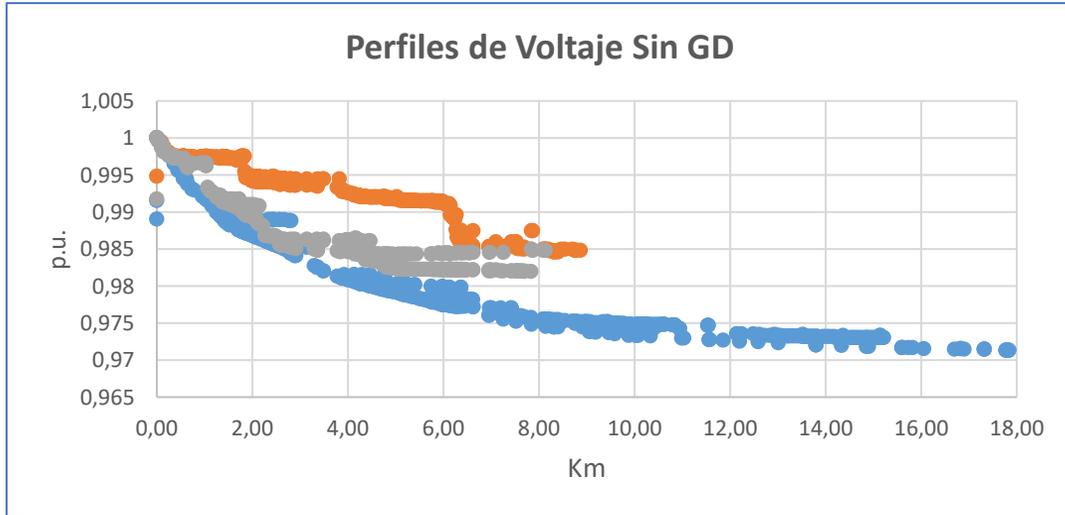
Indicadores	Casos	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
FLUJO DE POTENCIA [kW]	SIN GD	838,4	870,2	917,4	976,2	1011,0	1024,2	1035,8	1017,9	1019,0	1026,0	1074,5	1267,9
	20%	701,0	514,0	383,7	346,5	299,0	368,8	440,5	526,9	640,2	809,3	997,5	1267,9
	40%	554,4	180,6	-123,3	-328,3	-431,7	-468,7	-369,3	-221,8	-14,4	229,7	552,6	1121,9
	MAX PP	716,9	32,9	-611,5	-1068,1	-1302,2	-1385,6	-1204,0	-899,5	-494,4	-20,5	571,9	1206,3
CARGABILIDAD AD %	SIN GD	18,4	19,1	20,1	21,3	22,0	22,3	22,5	22,1	22,1	22,3	23,3	27,6
	20%	17,4	16,3	16,6	17,3	17,7	17,8	18,2	18,1	18,4	18,9	20,3	27,1
	40%	12,6	7,0	7,8	13,6	16,6	17,7	14,9	10,6	5,1	8,1	12,5	24,5
	MAX PP	15,3	7,0	19,4	31,1	37,1	39,2	34,6	26,8	16,5	7,0	14,6	26,0
PÉRDIDAS DEL SISTEMA %	SIN GD	2,8	2,6	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,2	3,3	3,7
	20%	2,7	2,5	2,9	3,6	4,1	4,5	4,2	3,8	3,5	3,1	3,1	3,7
	40%	2,6	2,4	3,8	4,5	5,2	5,6	5,2	4,8	4,3	3,1	3,0	3,6
	MAX PP	2,3	2,3	4,3	6,9	8,9	9,9	8,6	6,8	4,7	3,0	2,6	3,6

Noviembre
Sábado
Fin de Semana

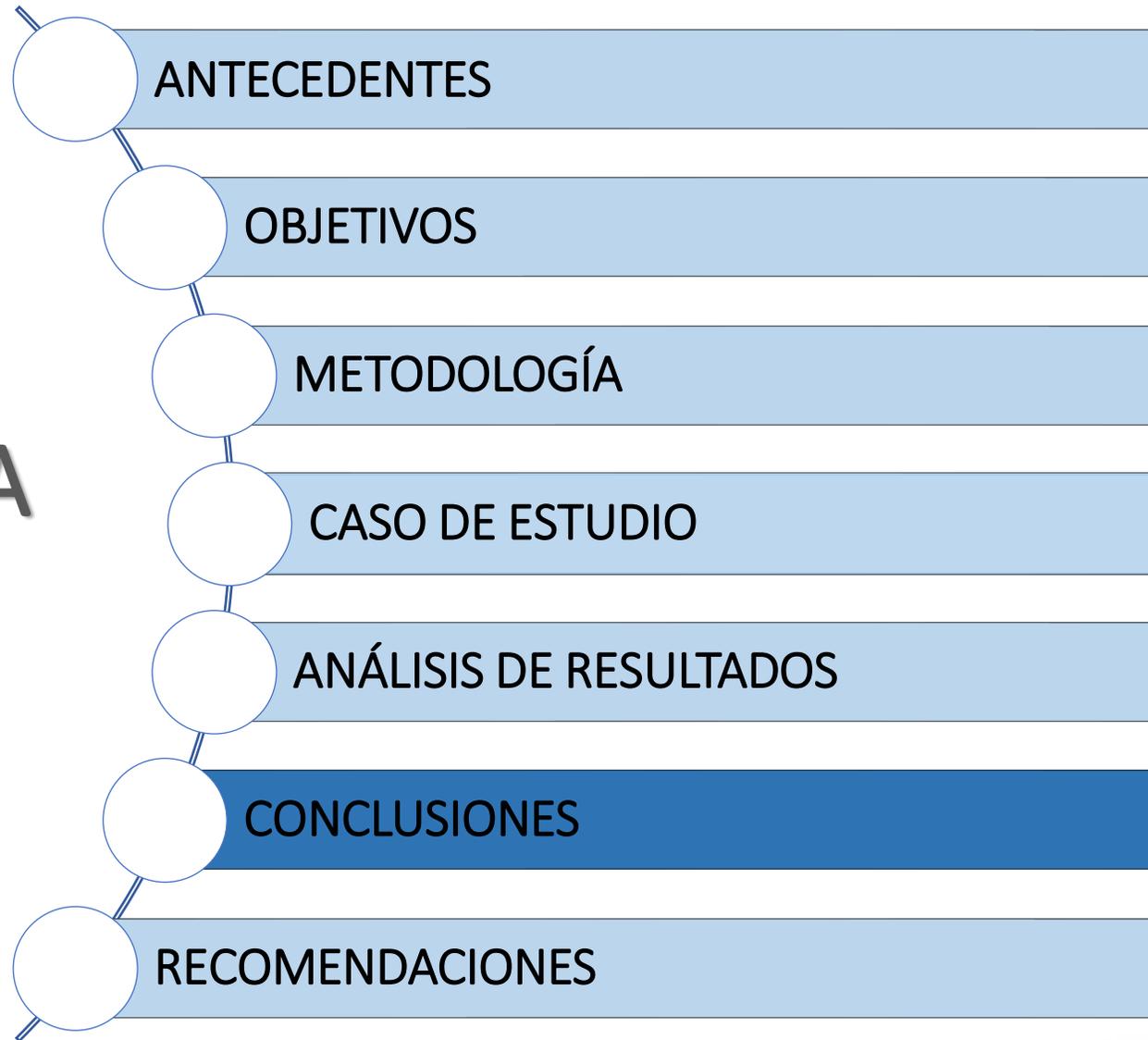


Diciembre – Día Laboral – Perfiles de voltaje

● VA Tensión (V) [p.u.]
● VB Tensión (V) [p.u.]
● VC Tensión (V) [p.u.]



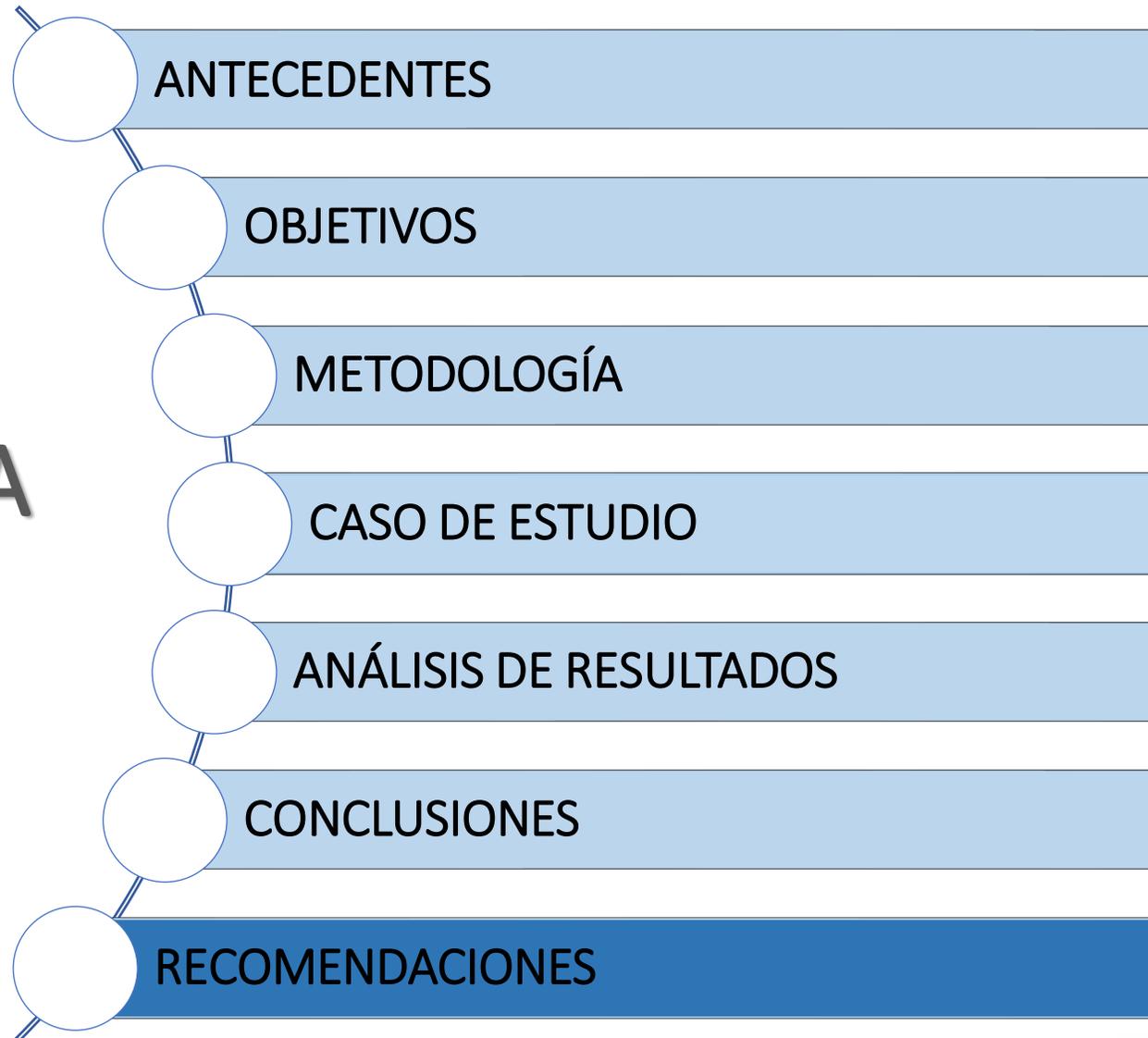
AGENDA



- ❑ La metodología propuesta y desarrollada presenta el análisis del impacto de la inserción de GDF en una red de distribución. El marco metodológico planteado puede ser puesto en práctica en cualquier empresa distribuidora de energía.
- ❑ Para los escenarios a analizar se consideraron a los meses **diciembre** como el de mayor consumo de demanda, **febrero** como el de menor consumo de demanda y **noviembre** como el mayor irradiancia y para cada mes un **día laborable** y un **fin de semana** con diferentes porcentajes de participación.
- ❑ El flujo de potencia disminuye llegando a un punto donde este se invierte en las horas de mayor irradiancia dependiendo del %PP de los GDF, con el 20% PP no existe inversión de flujo $3\emptyset$, sin embargo, en una fase del sistema el flujo se invierte debido al desbalance de longitud de tramos monofásicos en el alimentador, con el 40% y máx. % de PP existe inversión de flujo $3\emptyset$.

- ❑ La cargabilidad del sistema en el escenario base “Sin GD” opera en condiciones normales, con la inserción de GDF en el alimentador de distribución durante las horas de generación con el 20% y 40 % de PP la carga del sistema disminuye, mientras que con el máximo %PP incrementa con respecto al caso base.
- ❑ La instalación de GDF produce una disminución de pérdidas técnicas, esto debido a que las distancias entre el punto de generación y de consumo son cortas. En las horas de poca irradiancia y sin depender del %PP las pérdidas en el sistema disminuyen, sin embargo, se determinó que en horas de mayor irradiancia el porcentaje de pérdidas incrementa.
- ❑ Para todos los escenarios de la inserción de GDF se evidencia la mejora en los perfiles de voltaje, principalmente en los nodos que se encuentran más alejados de la cabecera de la red. Con el máx. %PP se muestra una variación de hasta +5,1% y -1,5 % en perfiles de voltaje, estos valores están dentro del rango de variación permitida según la resolución 017/2020 del ARCERNR.

AGENDA



- ❑ Para obtener proyecciones de demanda confiables es recomendable utilizar la mayor cantidad de datos históricos posibles de la red que se desea estudiar.
- ❑ Con fines de que el sistema sea más manejable se recomienda realizar la reducción de la red, considerando las distancias entre cargas y la potencia instalada en cada nodo.
- ❑ Se recomienda realizar un estudio socioeconómico para determinar el tamaño de planta fotovoltaica con mayor exactitud, considerando los paneles fotovoltaicos existentes en el mercado.
- ❑ Realizar un estudio de coordinación de protecciones del alimentador bajo análisis.

- ❑ Althowibi, F., & Mustafa, M. (2013). Power System Voltage Stability: Indications, Allocations and Voltage Collapse Predictions. International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, 3138-3152.
- ❑ ARCERNNR. (2021). Resolución 013/2021 . Quito.
- ❑ Avilés, C., & Bustamante, R. (2015). Análisis de la viabilidad financiera del proyecto urbanístico Altos de Capaes bajo el método Montecarlo, ubicado en el km 2.5 en la vía ballenita San Pablo, provincia de Santa Elena. Guayaquil: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- ❑ Berker, P., & De Mello, W. (2000). Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. IEEE. Power Engineering Society Summer Meeting, 1645-1656.
- ❑ Carta, J., Calero, R., Colmenar, A., & Castro, M. (2009). Centrales de Energías Renovables. Madrid: Pearson Education.
- ❑ CENACE. (2020). Plan maestro de electricidad. Quito.
- ❑ Chowdhury, S., Chowdhury, S., & Crossley, P. (2009). Microgrids and Active Distribution Networks. Londres: Herts, SG1 2AY, United Kingdom.
- ❑ Chusin, L., & Escobar, B. (2015). Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida. Quito: Escuela Politécnica Nacional .
- ❑ Dalimunthe, Y., Anugrahadi, A., & Sugiarti, L. (2019). The Effect of Renewable Energy Socialization, Especially Biomass for Residents in Tambora Flat, West Jakarta. IEEE 3rd International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA), 199-203.



Marco metodológico para el análisis del impacto de inserción de generación distribuida fotovoltaica en los sistemas eléctricos de distribución. Caso de estudio: alimentador Oriental de la subestación El Calvario de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.

**Departamento de Eléctrica y Electrónica
Carrera de Ingeniería en Electromecánica**

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

Autores: Jami Ruiz, Henry Wladimir
Tipanluisa Cando, Jessica Johanna

Tutor: Ing. Ortiz Villalba, Diego Edmundo MSc PhD

JULIO 2022

