



ELÉCTRICO



Molino, Cayambe
Moderna Alimentos



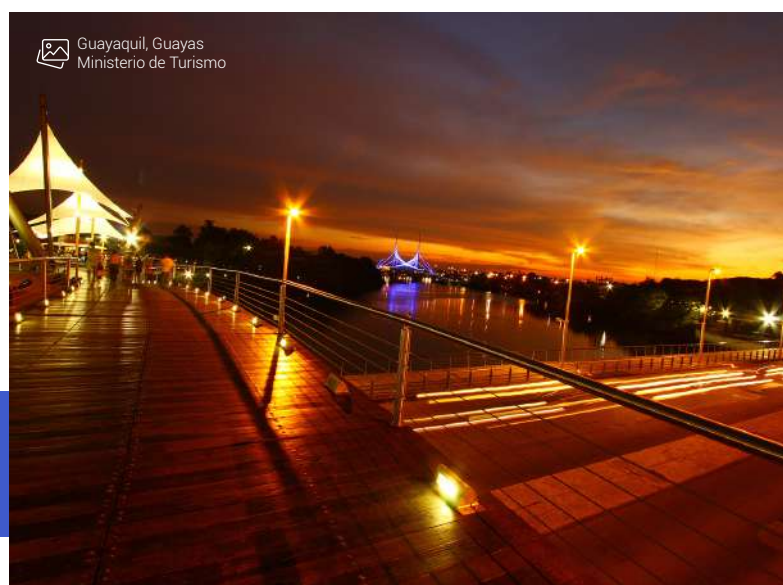
Subestación Obrapia, Loja
E.E. Sur



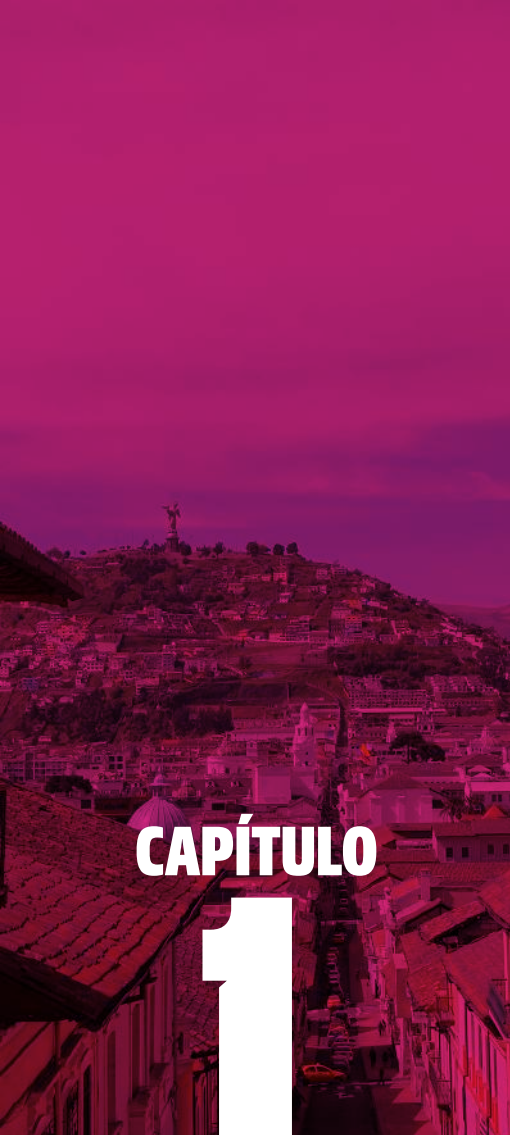
Iglesia de la Merced en Quito, Pichincha
Nestor Carrera



Sistema Nacional de Transmisión, Cotopaxi
CELEC-Transelectric



Guayaquil, Guayas
Ministerio de Turismo



CAPÍTULO 1

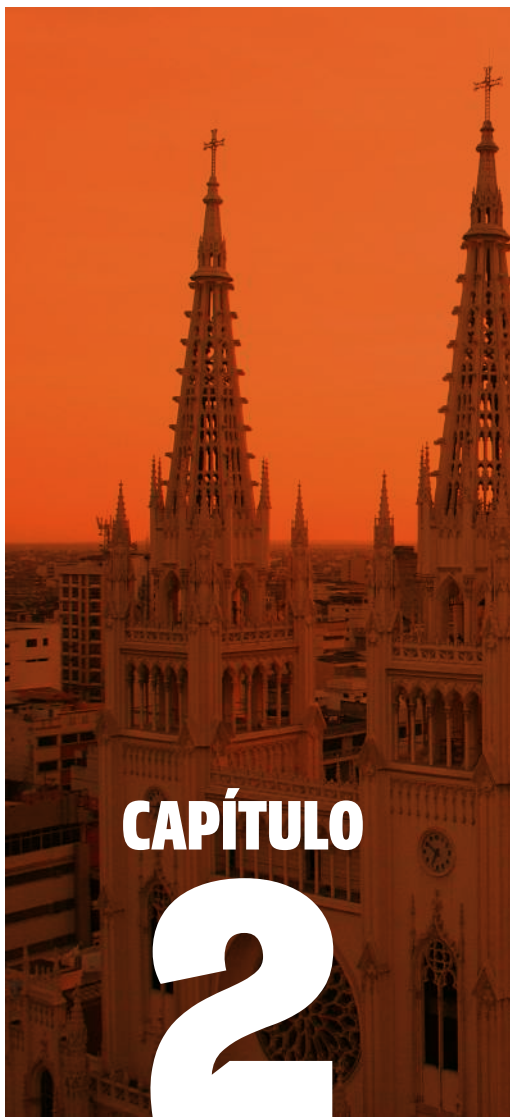
Balance nacional de energía eléctrica

..... 11

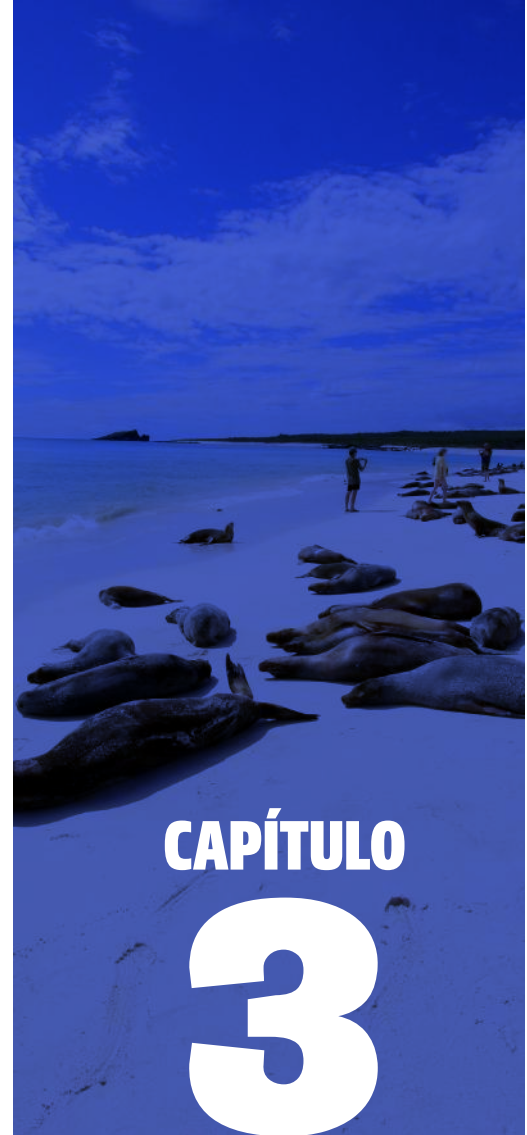
Infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano

..... 1

- 1.1 Generación..... 1
- 1.2 Transmisión..... 4
- 1.3 Distribución..... 6



CAPÍTULO 2



CAPÍTULO 3

Demanda de potencia nacional

..... 19

- 3.1 Demanda diaria,
octubre 2021..... 19
- 3.2 Demanda máxima año
móvil (noviembre 2020
– octubre 2021)..... 21
- 3.3 Evolución histórica de
la demanda máxima,
período 2011 – 2020 22

Producción
de energía

..... 25

CAPÍTULO
5

Proyección
de la demanda
para la regulación y control
del sector eléctrico

..... 30

5.1	Etapas de análisis de estimación de la demanda.....	31
5.1.1	Análisis de la situación actual de la demanda.....	31
5.1.2	Elección del método de estimación y proyección.....	32
5.1.3	Modelos econométricos.....	33
5.1.4	Métodos de estimación por grupo de consumo.....	35
5.1.5	Proyección de la demanda....	35
5.2	Energía y Potencia por etapa funcional	36
5.2.1	Requerimiento de energía en barras de subestaciones de entrega.....	37
5.2.2	Determinación de los requerimientos de energía en bornes de generación.....	38
5.2.3	Determinación de los requerimientos de potencia..	38

CAPÍTULO
4

Automatización
de alimentadores urbanos
de la Empresa Eléctrica
Riobamba S.A.

.....	40	
6.1	Introducción.....	40
6.2	Metodología propuesta.....	42
6.2.1	Optimización de la topología.....	42
6.2.2	Instalación de equipos de protección y seccionamiento	43
6.2.3	Pruebas de aceptación de fábrica (FAT).....	43
6.2.4	Pruebas de aceptación en sitio (SAT).....	44
6.3	Metodología propuesta.....	46
6.3.1	Identificación de la población inicial.....	46
6.3.2	Codificación.....	47
6.4	Análisis de resultados.....	49
6.4.1	Detección inmediata de la zona en falla.....	50
6.4.2	Sección en falla aislada y restablecimiento de energía en zonas afectadas.....	51
6.5	Conclusiones.....	54

CAPÍTULO
6



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura Nro. 1:	Comparativo de potencia nominal (MW), 2011 - octubre 2021	2
Figura Nro. 2:	Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - octubre 2021	3
Figura Nro. 3:	Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2011 - octubre 2021	5
Figura Nro. 4:	Número de clientes de las empresas eléctricas de distribución entre 2011 y octubre 2021	8
Figura Nro. 5:	Potencia nominal (MW), octubre 2021	12
Figura Nro. 6:	Potencia efectiva (MW), octubre 2021	12
Figura Nro. 7:	Producción de energía e importaciones (GWh), año móvil a octubre 2021.....	13
Figura Nro. 8:	Producción de energía e importaciones SNI (GWh), año móvil a octubre 2021	14
Figura Nro. 9:	Energía entregada para servicio público (GWh), año móvil a octubre 2021	15
Figura Nro. 10:	Consumo de energía (GWh), año móvil a octubre 2021	17
Figura Nro. 11:	Demanda máxima diaria (MW), octubre 2021	19
Figura Nro. 12:	Demanda máxima no coincidente (MW) por distribuidora, octubre 2021	20
Figura Nro. 13:	Demanda máxima mensual (MW), año móvil	21
Figura Nro. 14:	Evolución de la demanda máxima período 2011-2020	23
Figura Nro. 15:	Demanda máxima de potencia (MW), plurianual	23
Figura Nro. 16:	Energía renovable (GWh), año móvil a octubre 2021	26
Figura Nro. 17:	Energía no renovable (GWh), año móvil a octubre 2021	26
Figura Nro. 18:	Energía bruta por tipo de fuente (GWh), año móvil a octubre 2021 ...	27
Figura Nro. 19:	Energía bruta renovable y no renovable (GWh), año móvil a octubre 2021	28
Figura Nro. 20:	Comparativo energía bruta (GWh)	28
Figura Nro. 21:	Modelo econométrico aplicado	33
Figura Nro. 22:	Método de regresión lineal MCO	34
Figura Nro. 23:	Esquema general de proyección de la demanda	37
Figura Nro. 24:	Alimentadores automatizados de la E.E. Riobamba	47
Figura Nro. 25:	Arquitectura y niveles	47
Figura Nro. 26:	Arquitectura del programa (lazo externo - reconfiguraciones)	48
Figura Nro. 27:	Resumen de esquema de automatización	49
Figura Nro. 28:	Topología alimentador La Georgina	50
Figura Nro. 29:	Ocurrencia de fallas cerca de la cabecera del alimentador	50
Figura Nro. 30:	Apertura de relé de cabecera del alimentador en falla	51
Figura Nro. 31:	Reconfiguración exitosa	52
Figura Nro. 32:	Indicador TTIK alimentador La Georgina	52
Figura Nro. 33:	Indicador TTIK alimentador Multiplaza	53
Figura Nro. 34:	Indicador TTIK alimentador Penipe	53
Figura Nro. 35:	Indicador FMIK alimentador La Georgina.....	53

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla Nro. 1:	Potencias nominal y efectiva (MW), 2011 - octubre 2021	1
Tabla Nro. 2:	Longitud de líneas de transmisión por nivel de voltaje, 2011 - octubre 2021	5
Tabla Nro. 3:	Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica, octubre 2021	6
Tabla Nro. 4:	Cantidad de clientes, octubre 2021	7
Tabla Nro. 5:	Balance nacional de energía eléctrica	11
Tabla Nro. 6:	Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil	21
Tabla Nro. 7:	Demanda máxima de potencia (MW), plurianual	22
Tabla Nro. 8:	Energía bruta (GWh)	25
Tabla Nro. 9:	Métodos de estimación por grupo de consumo	35

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa Nro. 1:	Potencia nominal por provincia	4
Mapa Nro. 2:	Clientes por provincia	9

Presentación

La Revista Panorama Eléctrico, es un espacio de comunicación que complementa las publicaciones anuales de la Estadística y Atlas del sector. Principalmente presenta, de forma resumida y con una menor periodicidad, los principales indicadores del sector eléctrico e integra información relacionada a la gestión de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables y del Sector Eléctrico.

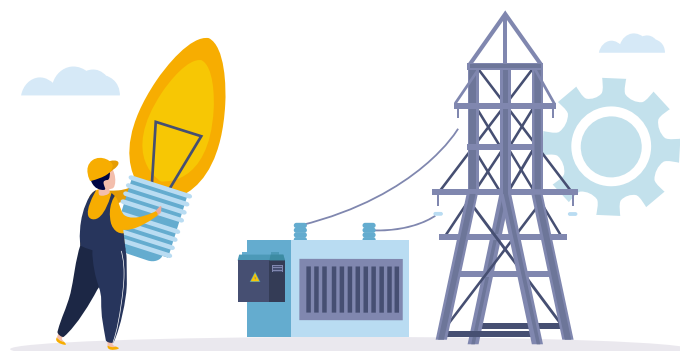
En esta edición se presentan, con corte a octubre de 2021, datos comparativos de infraestructura, balance nacional de energía, demanda máxima de potencia del sector eléctrico. Además, se incluye información referente a la Proyección de la demanda para la regulación y control del sector eléctrico; y, Automatización de alimentadores urbanos de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

PANORAMA ELÉCTRICO

Infraestructura

del sector eléctrico ecuatoriano





Infraestructura

del sector eléctrico ecuatoriano

En esta sección se presenta un resumen de la información de infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano, a octubre de 2021.

1.1 | GENERACIÓN

En la tabla Nro. 1 se aprecian las potencias nominal y efectiva clasificadas por sistema, tipo de energía y empresa:

Tabla Nro. 1: Potencias nominal y efectiva (MW), 2011 - octubre 2021

	8.782,37 Potencia Nominal (MW)				8.135,98 Potencia Efectiva (MW)			
	Octubre 2021		2020		2011		Variación 2011 a Octubre 2021	
	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (%)	Potencia Efectiva (%)
Por Sistema								
SNI⁽¹⁾	7.349,74	7.040,25	7.340,26	7.039,55	4.380,55	4.201,17	67,78	67,58
No Incorporado	1.432,64	1.095,73	1.372,04	1.055,70	800,68	594,51	78,93	84,31
Por Tipo de Energía								
Renovable	5.300,17	5.255,68	5.299,09	5.254,95	2.338,15	2.303,01	126,68	128,21
No Renovable	3.482,20	2.880,31	3.413,21	2.840,30	2.843,08	2.492,67	22,48	15,55
Por Empresa								
Generadora	6.650,68	6.405,21	6.608,20	6.382,01	3.759,41	3.628,15	76,91	76,54
Autogeneradora	1.680,07	1.349,21	1.652,49	1.331,70	918,28	712,35	82,96	89,40
Distribuidora	451,63	381,56	451,61	381,54	503,54	455,18	(10,31)	(16,17)



(1) Sistema Nacional Interconectado

En las figuras Nros. 1 y 2 se aprecian el comparativo y la evolución de la potencia nominal instalada, desde 2011 a octubre de 2021.

Figura Nro. 1: Comparativo de potencia nominal (MW), 2011 - octubre 2021

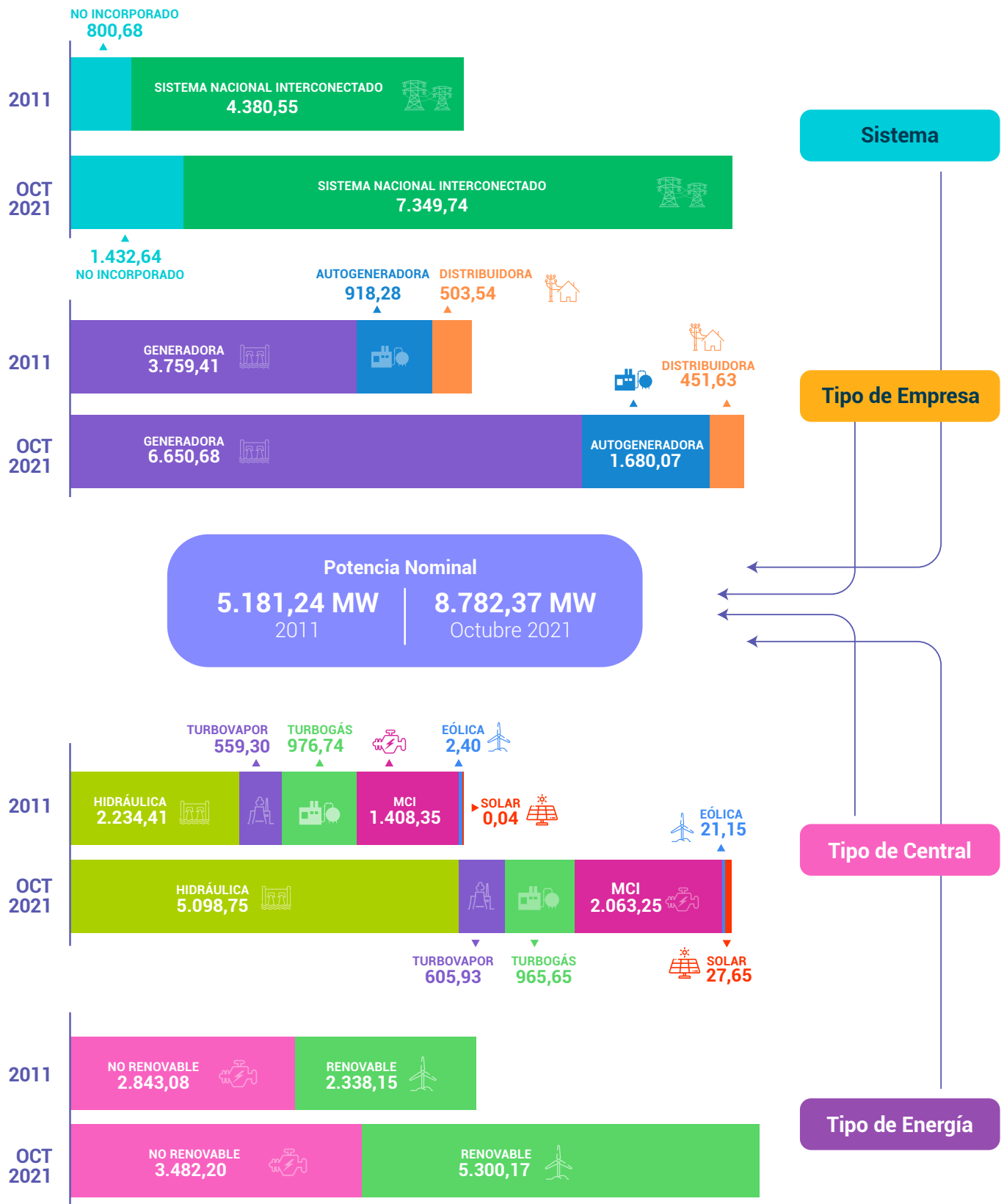


Figura Nro. 2: Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - octubre 2021

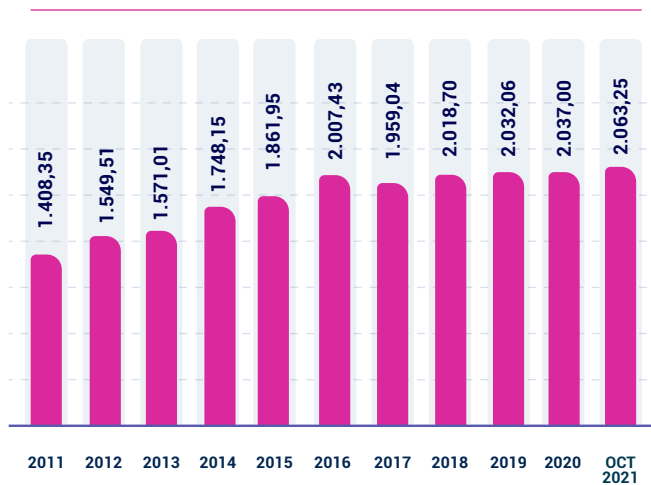
 **Hidráulica**



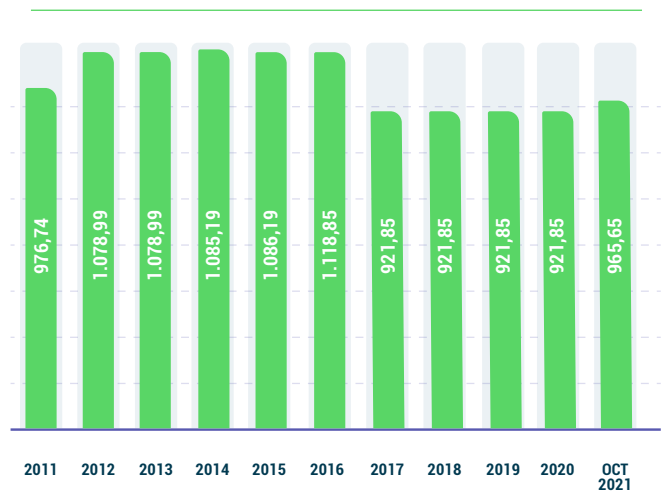
 **Turbovapor**



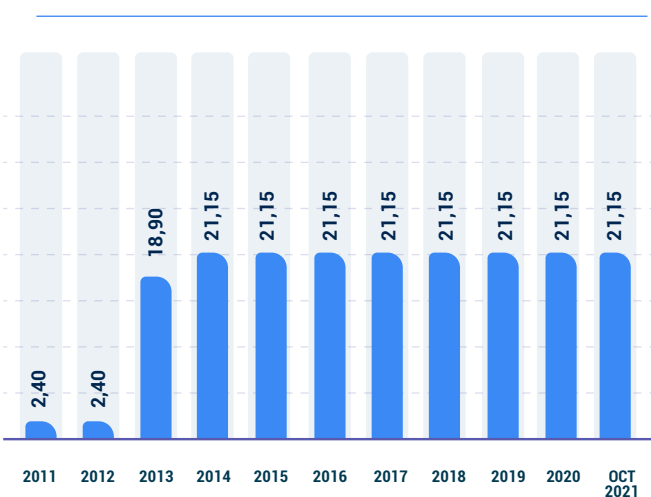
 **MCI**



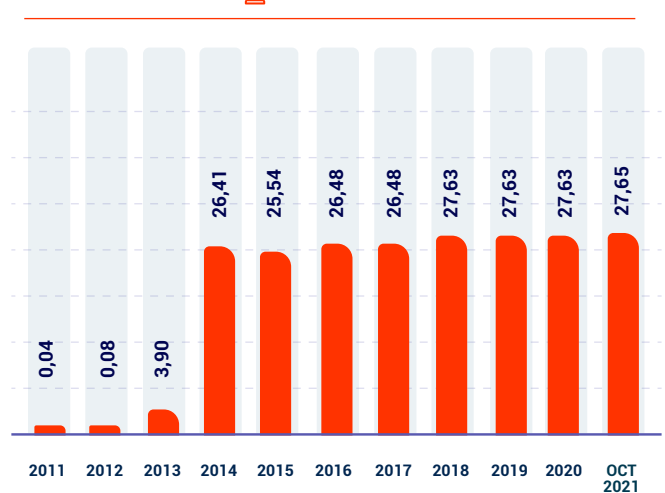
 **Turbogás**

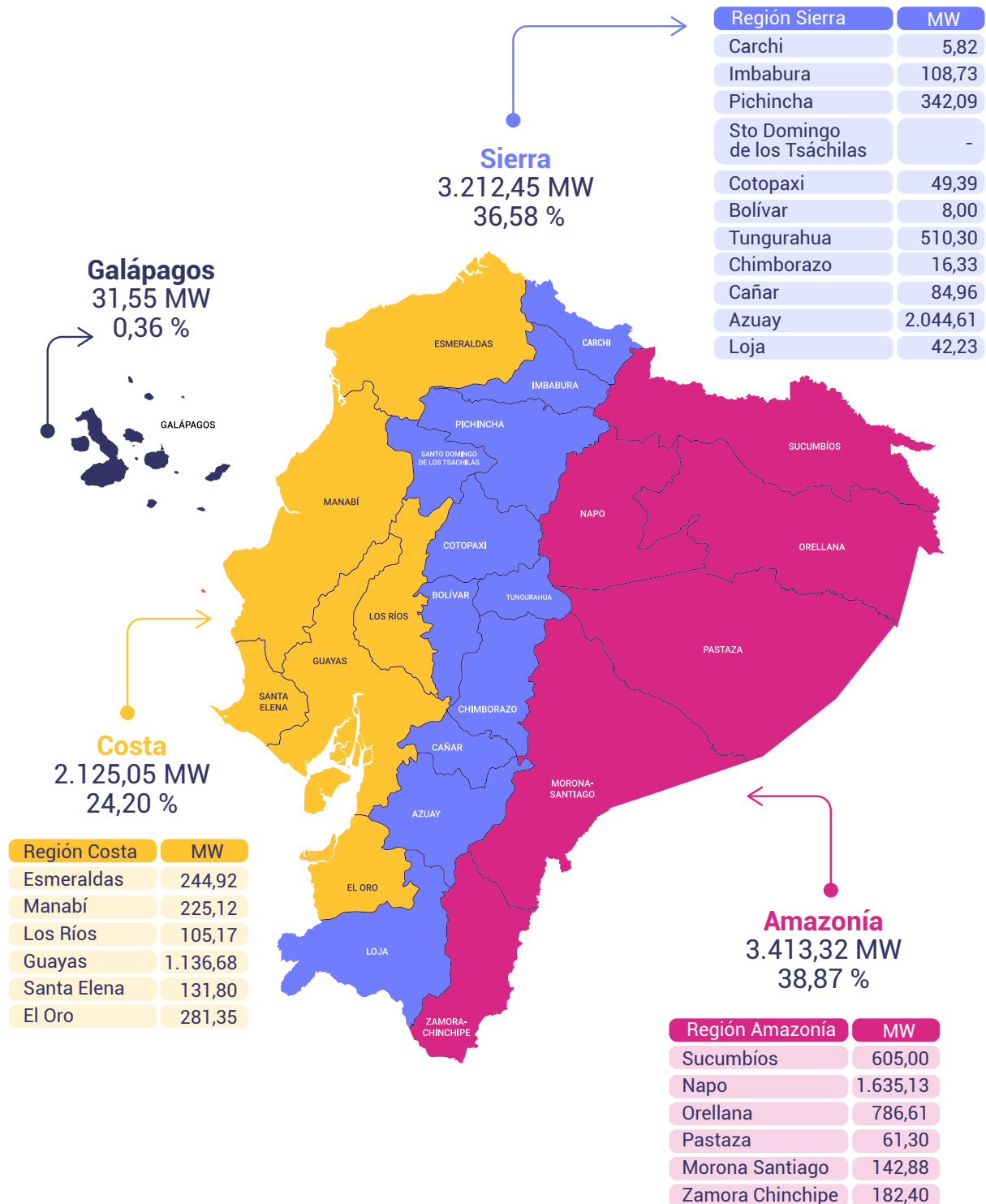


 **Eólica**



 **Solar**



Mapa Nro. 1: Potencia nominal por provincia

1.2 | TRANSMISIÓN

En la tabla Nro. 2 se resumen las longitudes de líneas de transmisión, clasificándolas por nivel de voltaje y datos de líneas de interconexión.

Tabla Nro. 2: Longitud de líneas de transmisión por nivel de voltaje, 2011 - octubre 2021



610,00 km
Línea a 500 kV

3.057,54 km
Línea a 230 kV

2.296,57 km
Línea a 138 kV

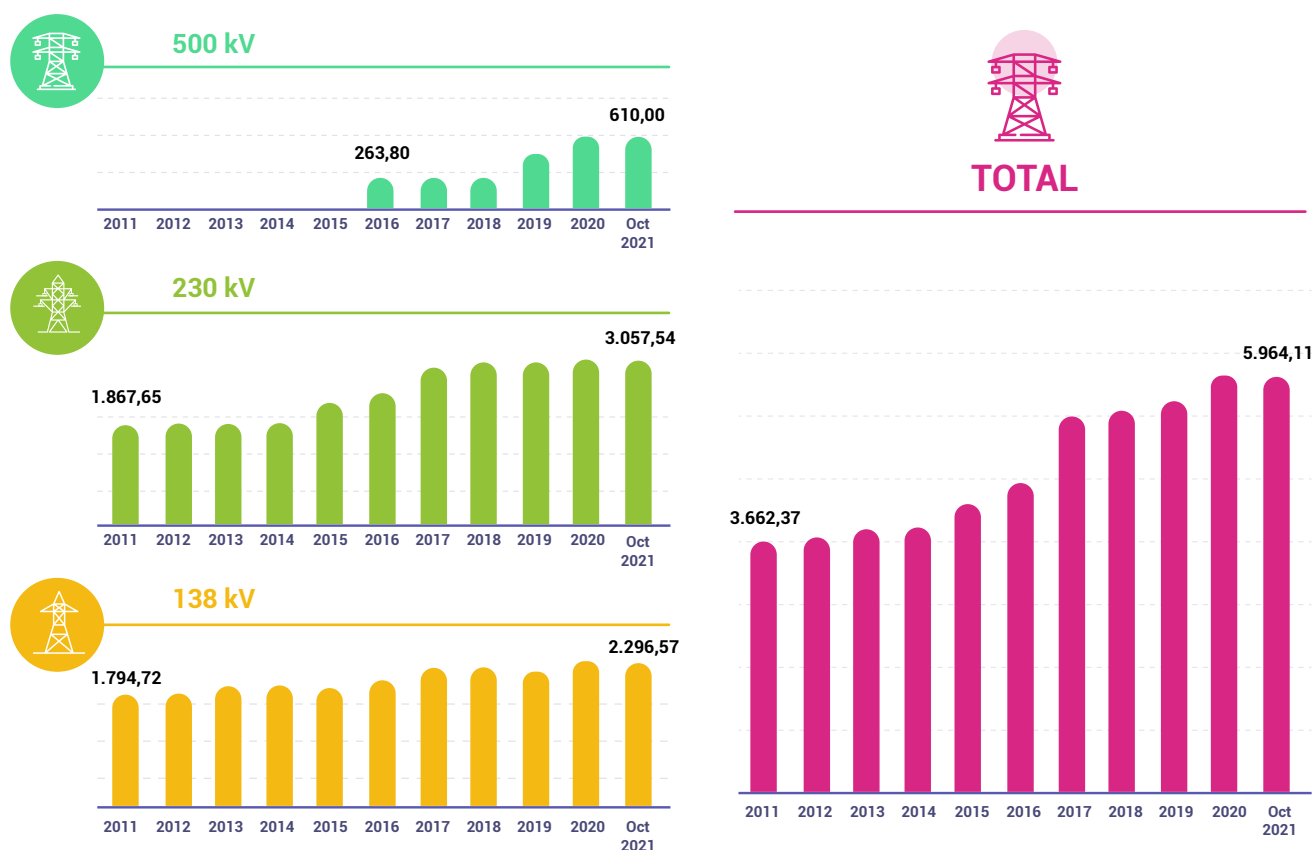
	Octubre 2021	2011	Variación 2011 a Octubre 2021
SNI (*)	Longitud (km)	Longitud (km)	(%)
500 kV	610,00	-	-
230 kV	3.057,54	1.867,05	63,71
138 kV	2.296,57	1.794,72	27,96
Líneas de Interconexión		Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
138 kV (Simple Circuito)		7,50	15,50
230 kV (Doble Circuito)		325,82	536,20



(*) Sistema Nacional Interconectado

En la figura Nro. 3 se observa el crecimiento del sistema de transmisión por nivel de voltaje, de acuerdo con la longitud en kilómetros.

Figura Nro. 3: Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2011 - octubre 2021



1.3 | DISTRIBUCIÓN

En la tabla Nro. 3 se presenta información de infraestructura de los principales componentes de los sistemas de distribución, tales como: redes de media y baja tensión, transformadores, luminarias, entre otros; para cada una de las empresas de distribución del país.

Tabla Nro. 3: Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica, octubre 2021



108.520 km
Media Tensión



351.939
Cantidad
Transformadores MT



1.767.912
Cantidad Luminarias



5.475.548
Cantidad Medidores



102.591 km
Baja tensión



13.650 MVA
Transformadores MT



289.001 kW
Luminarias

Empresa	Media tensión	Transformadores		Baja tensión	Luminarias		Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3.208	6.153	92	3.339	23.959	3.752	68.834
CNEL-El Oro	5.555	16.732	735	3.529	93.338	17.047	270.182
CNEL-Esmeraldas	4.787	10.101	327	2.931	53.040	9.481	130.131
CNEL-Guayaquil	2.868	36.694	2.494	5.259	178.521	29.290	720.227
CNEL-Guayas Los Ríos	8.439	33.127	1.293	5.674	103.159	19.203	361.664
CNEL-Los Ríos	3.667	10.983	355	2.220	35.226	6.402	142.406
CNEL-Manabí	8.230	29.251	864	6.848	125.895	23.060	335.341
CNEL-Milagro	4.285	13.031	402	2.203	52.271	9.945	156.973
CNEL-Sta. Elena	2.334	9.918	429	1.847	41.490	6.899	130.736
CNEL-Sto. Domingo	9.982	24.457	499	6.443	86.124	14.833	258.848
CNEL-Sucumbíos	5.247	10.194	276	4.657	50.616	6.527	103.139
E.E. Ambato	5.896	16.294	451	8.135	134.480	18.805	292.022
E.E. Azogues	834	2.203	61	1.501	18.139	3.074	39.480
E.E. Centro Sur	10.327	26.927	870	12.945	163.078	29.651	418.600
E.E. Cotopaxi	4.345	10.085	289	5.858	54.196	8.117	151.277
E.E. Galápagos	350	1.205	41	268	6.426	737	13.580
E.E. Norte	6.238	18.141	514	7.104	115.837	16.270	261.283
E.E. Quito	9.133	42.841	2.983	10.856	292.599	48.103	1.219.167
E.E. Riobamba	4.286	14.361	297	5.423	69.558	9.079	183.561
E.E. Sur	8.509	19.241	378	5.552	69.960	8.727	218.097

La tabla Nro. 4 y mapa Nro. 2 permiten apreciar la cantidad de usuarios por empresa distribuidora y por provincia a octubre 2021.

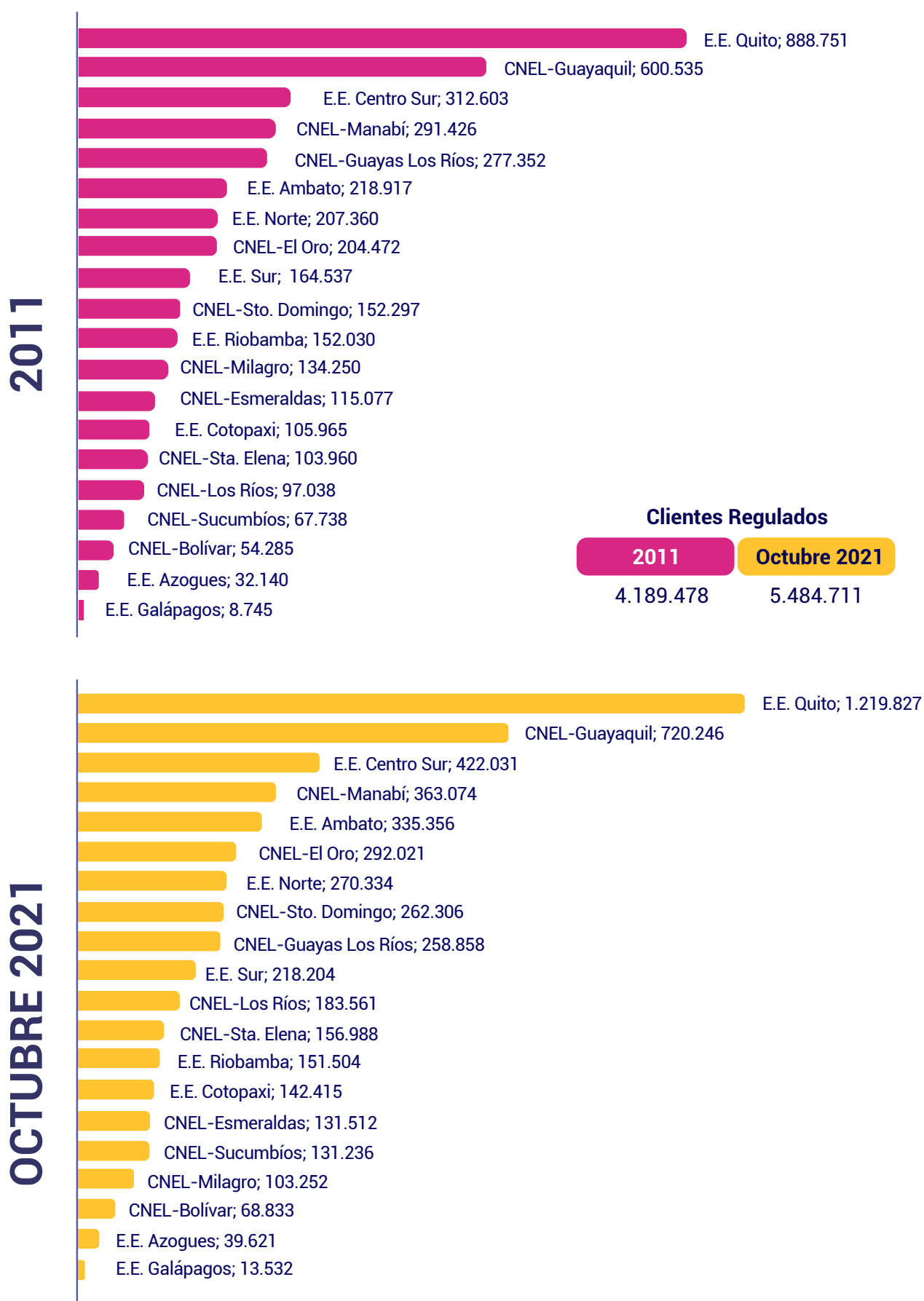
Tabla Nro. 4: Cantidad de clientes, octubre 2021

Empresa	Clientes Regulados				Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Regulados	No Regulados	General
CNEL-Guayaquil	635.403	77.493	2.248	5.102	720.246	44	720.290
CNEL-Guayas Los Ríos	336.285	20.204	816	5.769	363.074	23	363.097
CNEL-Manabí	310.927	18.548	567	5.314	335.356	12	335.368
CNEL-El Oro	243.394	21.435	1.645	3.860	270.334	2	270.336
CNEL-Sto. Domingo	230.368	24.967	280	3.243	258.858	4	258.862
CNEL-Milagro	142.888	12.290	165	1.645	156.988	5	156.993
CNEL-Esmeraldas	120.187	8.526	367	2.432	131.512	3	131.515
CNEL-Los Ríos	132.640	7.631	359	1.785	142.415	2	142.417
CNEL-Sta. Elena	119.118	9.728	205	2.185	131.236	4	131.240
CNEL-Sucumbíos	88.243	12.035	489	2.485	103.252	2	103.254
CNEL-Bolívar	63.771	3.484	128	1.450	68.833	-	68.833
CNEL EP	2.423.224	216.341	7.269	35.270	2.682.104	101	2.682.205
E.E. Quito	1.051.295	139.016	12.555	16.961	1.219.827	85	1.219.912
E.E. Centro Sur	374.302	36.049	5.150	6.530	422.031	9	422.040
E.E. Ambato	251.382	28.954	6.222	5.463	292.021	6	292.027
E.E. Norte	228.848	26.463	2.722	4.273	262.306	7	262.313
E.E. Sur	191.817	18.383	1.350	6.654	218.204	2	218.206
E.E. Riobamba	160.724	18.813	718	3.306	183.561	2	183.563
E.E. Cotopaxi	133.699	11.655	3.757	2.393	151.504	4	151.508
E.E. Azogues	35.856	2.692	458	615	39.621	1	39.622
E.E. Galápagos	10.598	2.204	183	547	13.532	-	13.532
Empresas Eléctricas	2.438.521	284.229	33.115	46.742	2.802.607	116	2.802.723
Total	4.861.745	500.570	40.384	82.012	5.484.711	217	5.484.928

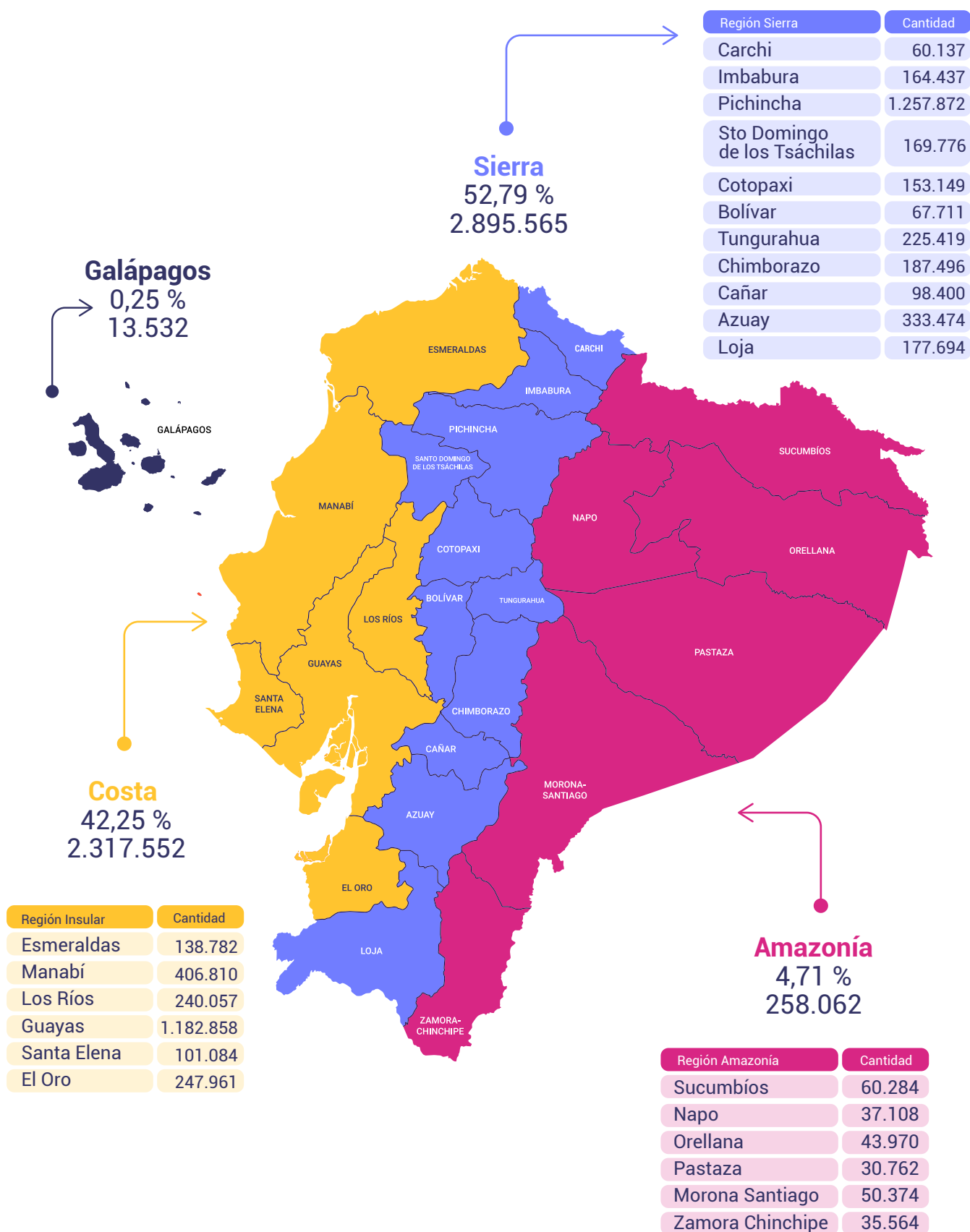
En la tabla Nro. 4 no se contabiliza como clientes regulados a los suministros asociados con la prestación del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG) que fueron reportados por las distribuidoras; esto considerando lo estipulado en la Regulación denominada "Prestación del Servicio de Alumbrado Público General" que establece que los usuarios del servicio de alumbrado público general son todas las personas que utilizan el SAPG.

En la figura Nro. 4, se aprecia el incremento de usuarios durante el periodo 2011 a octubre 2021, por empresa eléctrica y Unidad de Negocio CNEL EP.

Figura Nro. 4: Número de clientes de las empresas eléctricas de distribución entre 2011 y octubre 2021



Mapa Nro. 2: Clientes por provincia



PANORAMA ELÉCTRICO



Balance nacional

de energía eléctrica

2



Balance nacional de energía eléctrica

En esta sección se presentan varios indicadores, los cuales han sido calculados con base en la información reportada por los diferentes participantes del sector. Los resultados obtenidos pretenden brindar una idea general de la situación acontecida con relación a las transacciones efectuadas en las diferentes etapas funcionales del sector eléctrico ecuatoriano.

Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (1/6)

	Oct 2021 (MW)	2020 (MW)	Variación Oct 2021 - 2020 (%)		Oct 2021 (MW)	2020 (MW)	Variación Oct 2021 - 2020 (%)
Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica	8.782,37	8.712,29	0,80	Potencia Efectiva en Generación de Energía Eléctrica	8.135,98	8.095,25	0,50
Renovable	5.300,17	5.299,09	0,02	Renovable	5.255,68	5.254,95	0,01
Hidráulica	5.098,75	5.098,75	-	Hidráulica	5.064,16	5.064,16	-
Eólica	21,15	21,15	-	Eólica	21,15	21,15	-
Fotovoltaica	27,65	27,63	0,08	Fotovoltaica	26,76	26,74	0,09
Biomasa	144,30	144,30	-	Biomasa	136,40	136,40	-
Biogás	8,32	7,26	14,60	Biogás	7,20	6,50	10,76
No Renovable	3.482,20	3.413,21	2,02	No Renovable	2.880,31	2.840,30	1,41
MCI	2.054,93	2.029,74	1,24	MCI	1.644,26	1.633,25	0,67
Turbogás	965,65	921,85	4,75	Turbogás	804,55	775,55	3,74
Turbovapor	461,63	461,63	-	Turbovapor	431,50	431,50	-
Interconexión	650,00	650,00	-	Interconexión	635,00	635,00	-
Colombia	540,00	540,00	-	Colombia	525,00	525,00	-
Perú	110,00	110,00	-	Perú	110,00	110,00	-

Figura Nro. 5: Potencia nominal (MW), octubre 2021

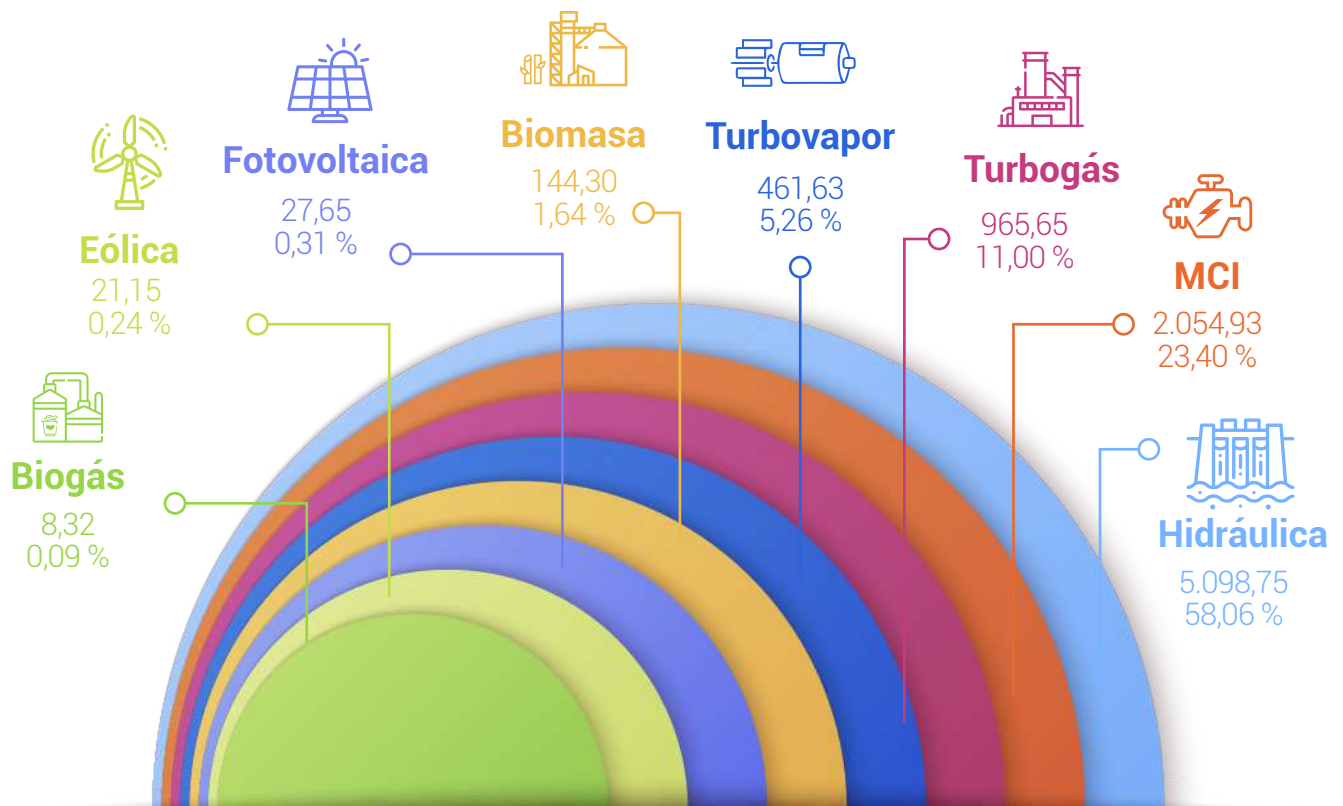


Figura Nro. 6: Potencia efectiva (MW), octubre 2021

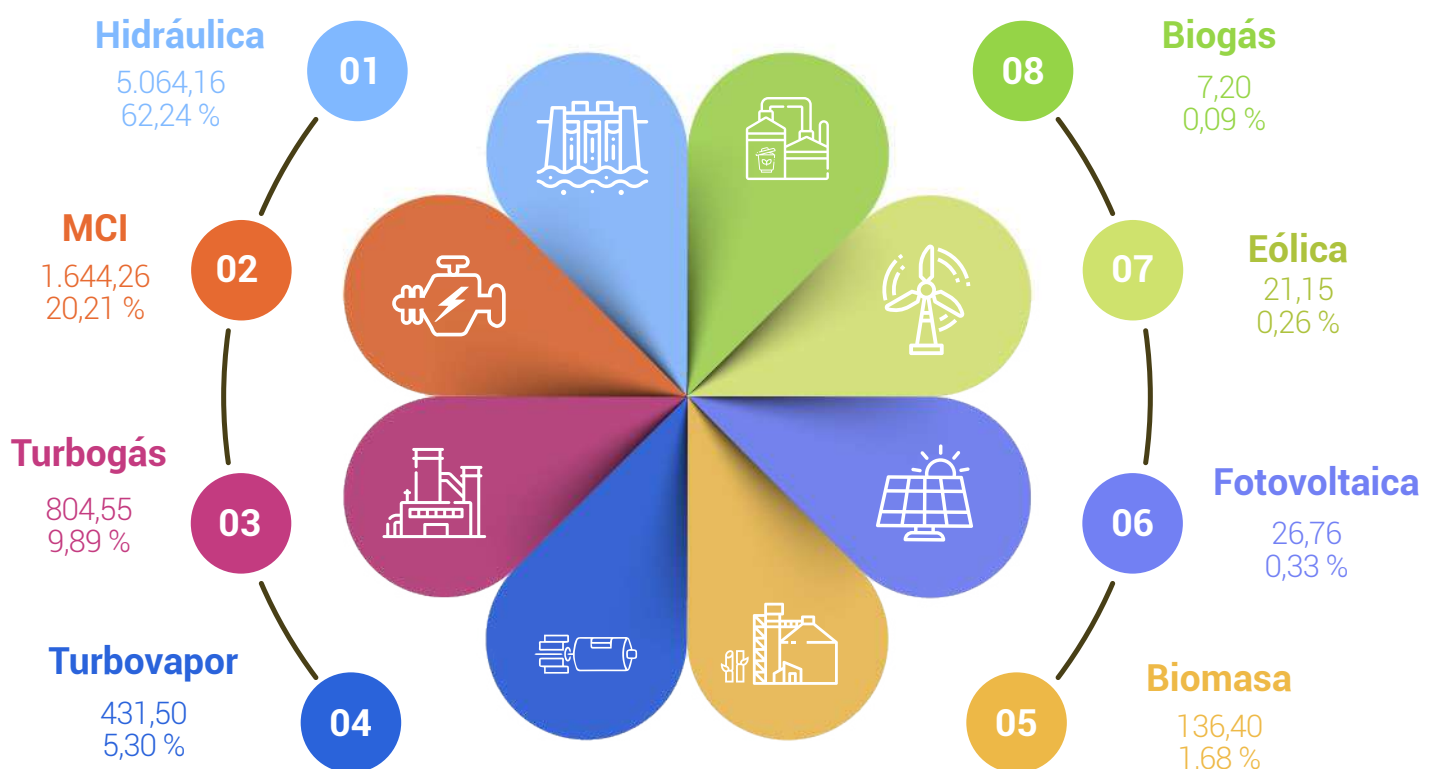


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (2/6)

	Oct 2021 (GWh)	Año móvil a octubre 2021 (nov2020 - oct 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a oct 2021 - 2020 (%)
Producción de Energía e Importaciones	2.831,54	32.611,69	31.498,80	3,53
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.690,60	32.023,38	31.248,00	2,48
Renovable	2.015,25	25.245,69	24.918,71	1,31
Hidráulica	1.941,33	24.710,88	24.333,26	1,55
Eólica	4,16	64,86	77,10	(15,88)
Fotovoltaica	3,06	37,23	37,76	(1,41)
Biomasa	63,39	390,75	426,59	(8,40)
Biogás	3,31	41,97	43,99	(4,59)
No Renovable	675,35	6.777,69	6.329,29	7,08
MCI	478,72	4.937,17	4.422,11	11,65
Turbogás	87,81	981,33	981,75	(0,04)
Turbovapor	108,82	859,19	925,43	(7,16)
Importación	140,94	588,31	250,79	134,58
Colombia	140,94	588,31	250,79	134,58
Perú	-	-	-	-

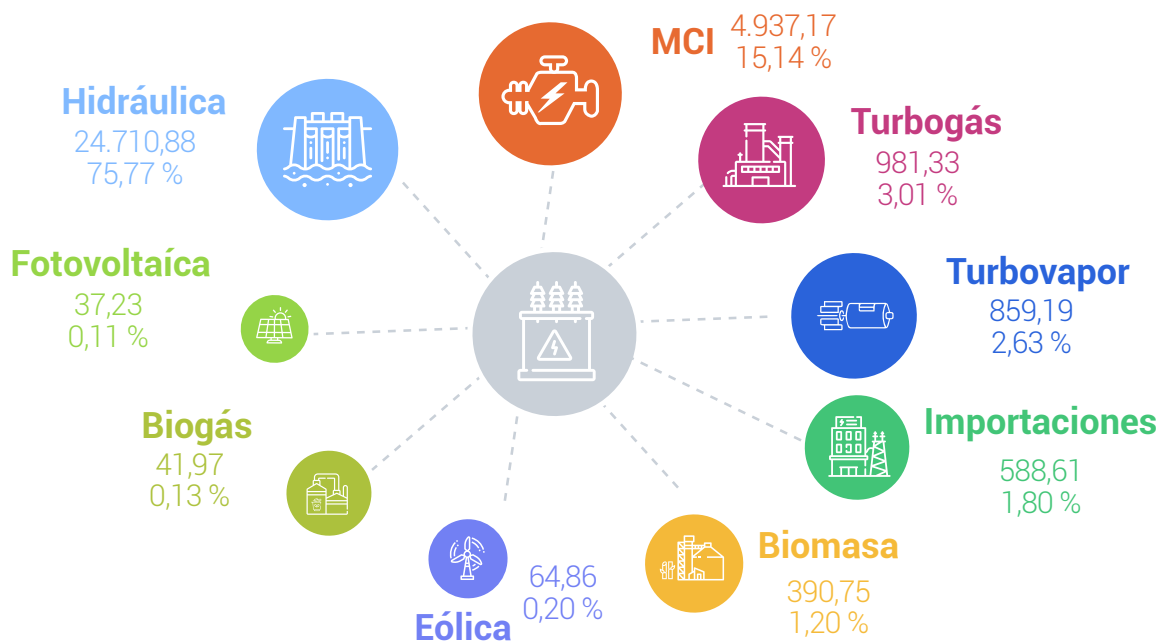
Figura Nro. 7: Producción de energía e importaciones (GWh),
año móvil a octubre 2021

Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (3/6)

	Oct 2021 (GWh)	Año móvil a Octubre 2021 (nov 2020 - oct 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a oct 2021 - 2020 (%)
Producción e Importaciones SNI	2.436,74	28.160,10	27.551,32	2,21
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.295,80	27.571,79	27.300,52	0,99
Renovable	2.013,05	25.220,54	24.888,89	1,33
Hidráulica	1.939,71	24.691,39	24.312,85	1,56
Eólica	3,84	62,54	71,64	(12,70)
Fotovoltaica	2,80	33,89	33,82	0,21
Biomasa	63,39	390,75	426,59	(8,40)
Biogás	3,31	41,97	43,99	(4,59)
No Renovable	282,75	2.351,25	2.411,63	(2,50)
MCI	131,52	880,02	783,10	12,38
Turbogás	45,09	635,74	708,16	(10,23)
Turbovapor	106,14	835,49	920,37	(9,22)
Importación	140,94	588,31	250,79	134,58
Colombia	140,94	588,31	250,79	134,58
Perú	-	-	-	-

Figura Nro. 8: Producción de energía e importaciones SNI (GWh), año móvil a octubre 2021

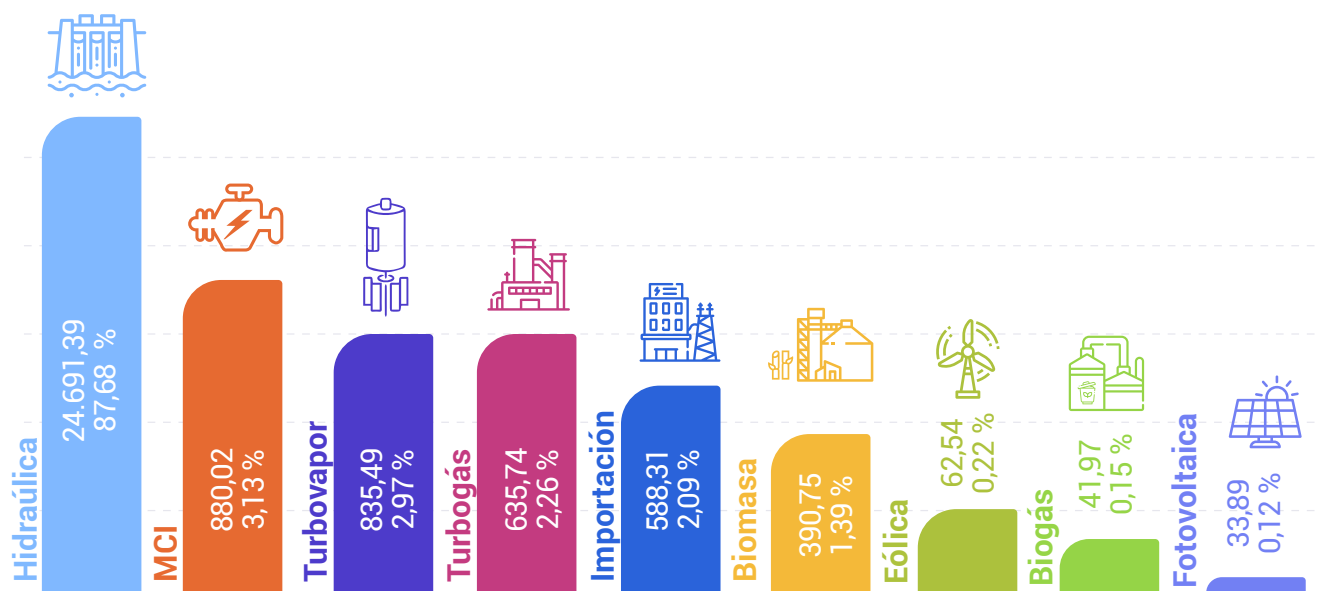


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (4/6)

	Oct 2021 (GWh)	Año móvil a octubre 2021 (nov 2020 - oct 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a oct 2021 - 2020 (%)
Energía Entregada para Servicio Público	2.250,30	26.189,89	25.855,09	1,29
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.109,36	25.601,58	25.604,29	(0,01)
Renovable	1.860,51	23.535,11	23.444,65	0,39
Hidráulica	1.824,03	23.233,67	23.107,39	0,55
Eólica	4,09	63,53	75,23	(15,56)
Fotovoltaica	2,99	36,48	37,19	(1,93)
Biomasa	26,10	159,64	181,21	(11,90)
Biogás	3,30	41,79	43,62	(4,20)
No Renovable	248,86	2.066,46	2.159,64	(4,31)
MCI	107,37	683,08	623,58	9,54
Turbogás	43,41	616,35	686,77	(10,25)
Turbovapor	98,08	767,04	849,29	(9,68)
Importación	140,94	588,31	250,79	134,58
Colombia	140,94	588,31	250,79	134,58
Perú	-	-	-	-

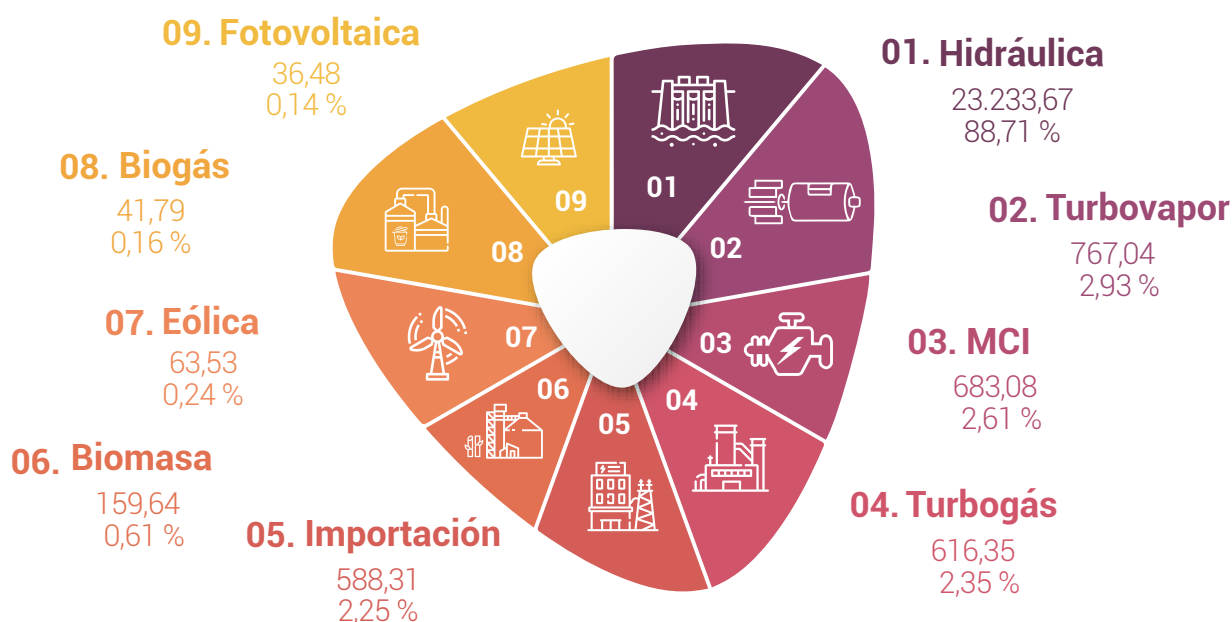
Figura Nro. 9: Energía entregada para servicio público (GWh),
año móvil a octubre 2021

Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (5/6)






	Oct 2021 (GWh)	Año móvil a octubre 2021 (nov 2020 - oct 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a oct 2021 - 2020 (%)
Energía Entregada	2.399,87	27.797,03	27.317,28	1,76
Servicio Público	2.250,30	26.189,89	25.855,09	1,29
Demanda No Regulada	149,57	1.607,14	1.262,19	9,91
Pérdidas de energía en Transmisión	98,48	1.167,08	1.260,28	(7,40)
Energía Disponible	2.301,40	26.629,94	26.057,00	2,20
Exportación	4,34	418,31	1.340,63	(68,80)
Colombia 	4,34	378,17	1.301,96	(70,95)
Perú 	-	40,14	38,66	3,83
Sistemas de Distribución	2.297,06	26.211,63	24.716,37	6,05
Consumo Total Energía Eléctrica ^(*)	1.970,56	22.806,02	21.556,06	5,80
Pérdidas de energía en Distribución	326,50	3.405,61	3.160,31	7,76
Técnicas 	142,73	1.730,71	1.698,45	1,90
No Técnicas 	183,77	1.674,90	1.461,86	14,57
	%	%	%	Puntos porcentuales
Pérdidas porcentuales en Distribución	14,21	12,99	12,79	0,21
Técnicas 	6,21	6,60	6,87	(0,27)
No Técnicas 	8,00	6,39	5,91	0,48



(*) Valor obtenido de los balances de energía reportados por las empresas distribuidoras.



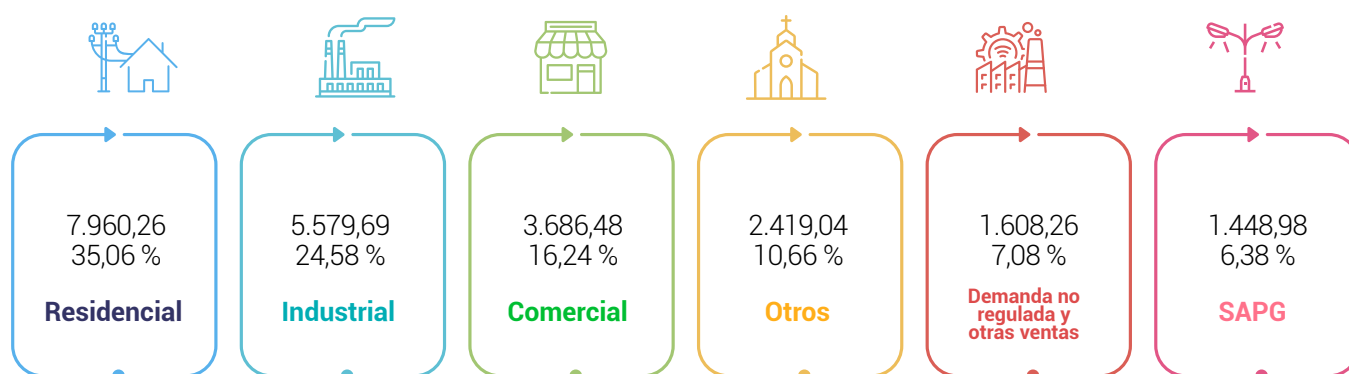
Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (6/6)

	Oct 2021	Año móvil a octubre 2021 (nov 2020 - oct 2021)	2020	Variación Año móvil a oct 2021 - 2020
	GWh	GWh	GWh	%
Energía Facturada por Servicio Eléctrico	1.946,37	22.702,71	21.558,87	5,31
Demanda Regulada	1.796,76	21.094,45	20.095,49	4,97
Residencial 	658,08	7.960,26	8.063,22	(1,28)
Industrial 	490,11	5.579,69	4.820,99	15,74
Comercial 	315,33	3.686,48	3.420,06	7,79
Otros 	211,94	2.419,04	2.348,51	3,00
SAPG 	121,31	1.448,98	1.442,71	0,43
Demanda No Regulada y Otras Ventas ^(*)	149,60	1.608,26	1.463,38	9,90
Valores Facturados y Recaudados	MUSD	MUSD	MUSD	%
Facturación por Servicio Eléctrico	176,67	1.967,97	1.861,62	5,71
Recaudación por Servicio Eléctrico	159,06	1.954,27	1.516,97	28,83
Indicadores de Calidad del Servicio Técnico	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	%
FMIK	0,48	5,01	6,05	(17,19)
TTIK	0,70	6,33	7,66	(17,37)



(*) La demanda no regulada corresponde a los consumos de energía de los grandes consumidores y de los consumos propios de autogeneradores. En Otras Ventas se incluye la energía entregada a usuarios ubicados en las fronteras de países vecinos, servidos mediante redes de distribución.

Figura Nro. 10: Consumo de energía (GWh), año móvil a octubre 2021



PANORAMA ELÉCTRICO

3

Demanda

de potencia nacional

3



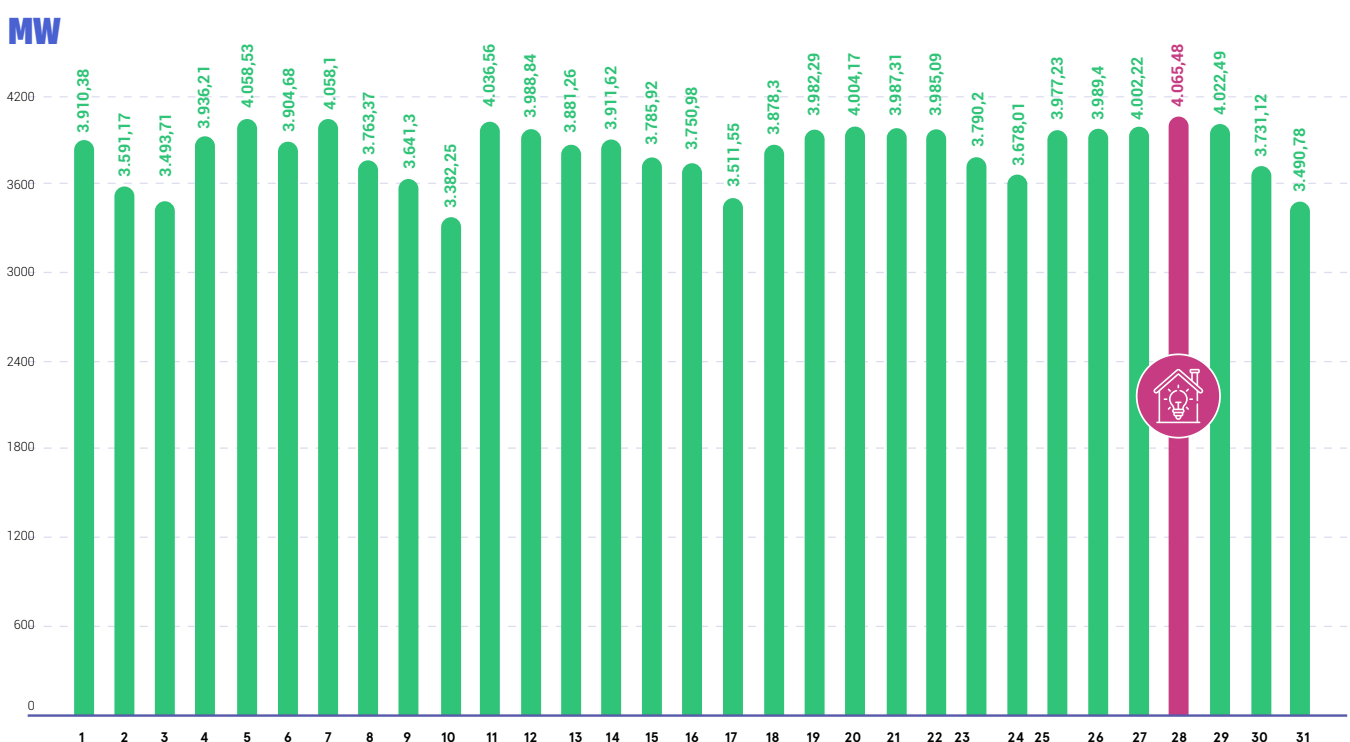
Demanda

de Potencia nacional

3.1 | DEMANDA DIARIA, OCTUBRE 2021

En la Figura Nro. 11 se presentan las demandas de potencia máximas diarias obtenidas en octubre de 2021. El valor máximo mensual se registró el 28 de octubre, con una demanda de 4.065,48 MW.

Figura Nro. 11: Demanda máxima diaria (MW), octubre 2021



La Figura Nro. 12 detalla las demandas máximas no coincidentes del mes de octubre 2021 discretizadas por empresas distribuidoras. El valor máximo mensual de esta variable se presentó el 7 de octubre, llegando a un valor de 4.112,6 MW. Las distribuidoras de mayor consumo en el mes de octubre 2021 fueron:

01

CNEL EP Guayaquil
con 919 MW

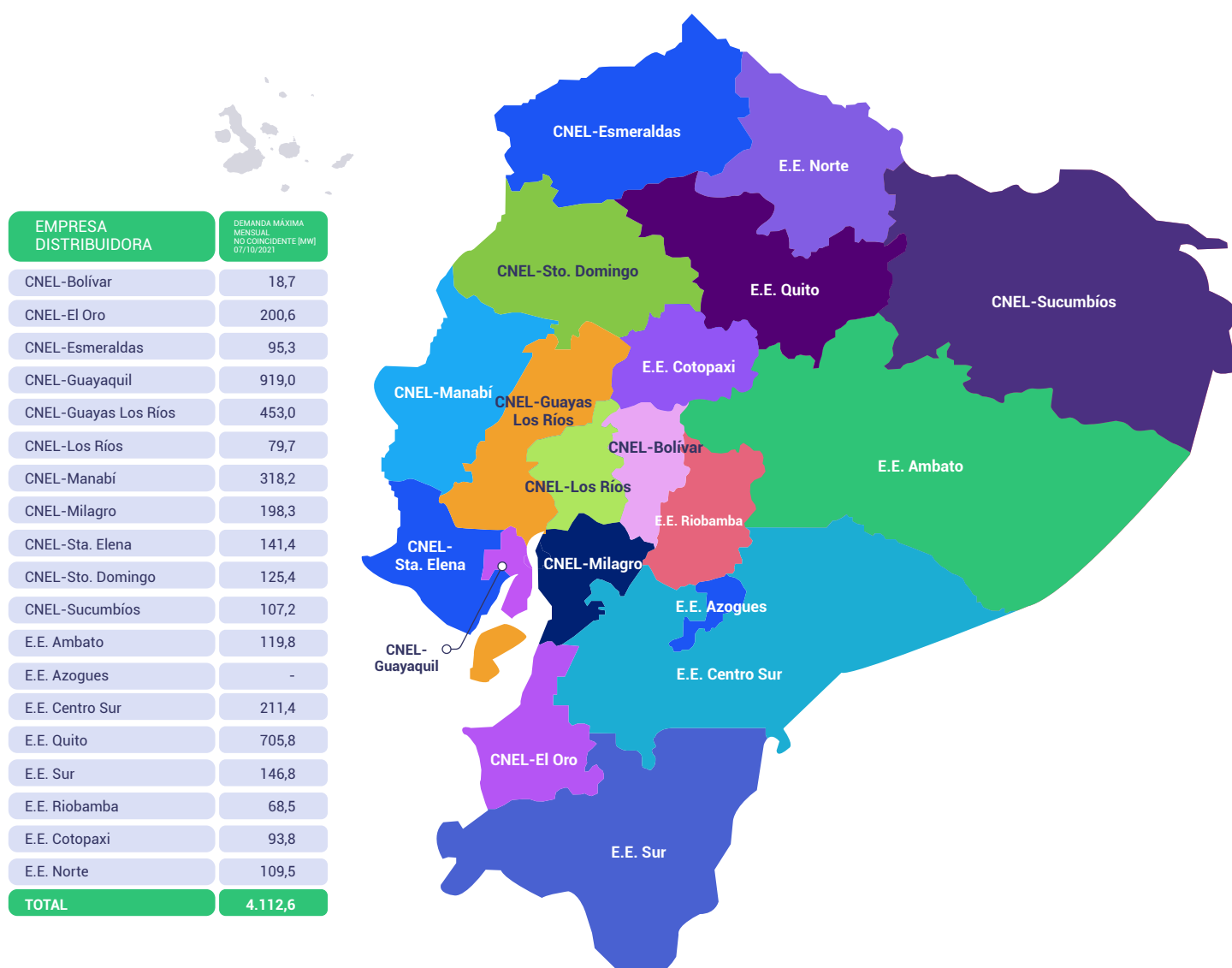
02

Empresa Eléctrica Quito
con 705,8 MW

03

CNEL EP Guayas
Los Ríos con 453 MW

Figura Nro. 12: Demanda máxima no coincidente (MW)
por distribuidora, octubre 2021



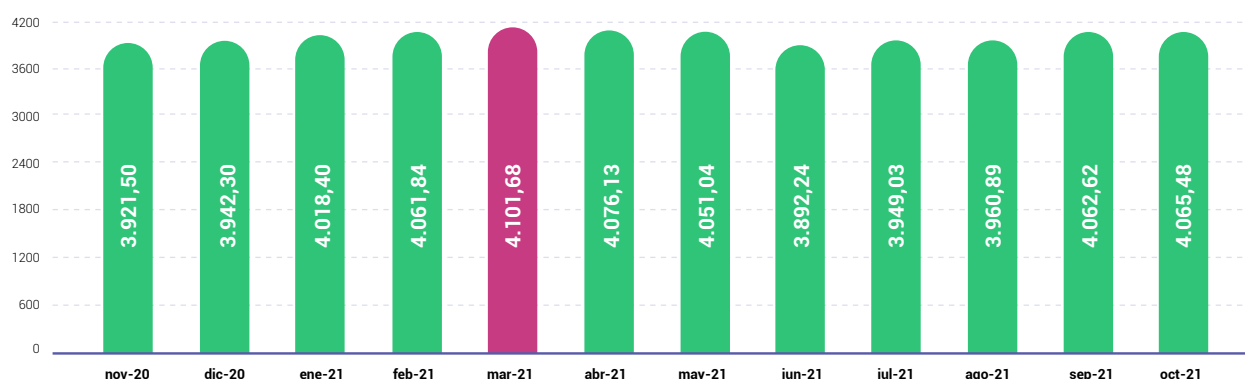
3.2 | DEMANDA MÁXIMA AÑO MÓVIL (NOVIEMBRE 2020 - OCTUBRE 2021)

La tabla Nro. 6 muestra el valor máximo de la demanda de potencia en el año móvil (noviembre 2020 – octubre 2021) discretizada por el tipo de generación utilizada para su suministro. Cabe mencionar que el abastecimiento de la demanda a través de energía renovable no convencional contempla el uso de centrales eólicas, fotovoltaicas y de biomasa.

Tabla Nro. 6: Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil

Año	Mes	Demanda máxima Mensual	Hidráulica	Renovable no convencional	Térmica
2020	Noviembre	3.921,50	3.370,60	93,99	757,81
	Diciembre	3.942,30	3.599,11	81,69	639,03
2021	Enero	4.018,40	3.786,20	23,90	585,60
	Febrero	4.061,84	3.854,50	24,09	446,60
	Marzo	4.101,68	4.063,27	23,79	346,04
	Abril	4.076,13	4.232,49	23,96	262,89
	Mayo	4.051,04	3.806,17	24,43	277,31
	Junio	3.892,24	3.701,18	43,09	325,48
	Julio	3.949,03	3.598,75	82,87	687,42
	Agosto	3.960,89	3.709,10	82,08	302,20
	Septiembre	4.062,62	3.622,10	82,64	686,69
	Octubre	4.065,48	3.794,31	79,55	688,34

En la figura Nro. 13 se presentan las demandas de potencia máximas del año móvil (noviembre 2020 – octubre 2021). Dentro de este período de análisis puede observarse que en marzo de 2021 se registró el valor más alto de la demanda máxima, el cual alcanzó el valor de 4.101,68 MW.

Figura Nro. 13: Demanda máxima mensual (MW), año móvil

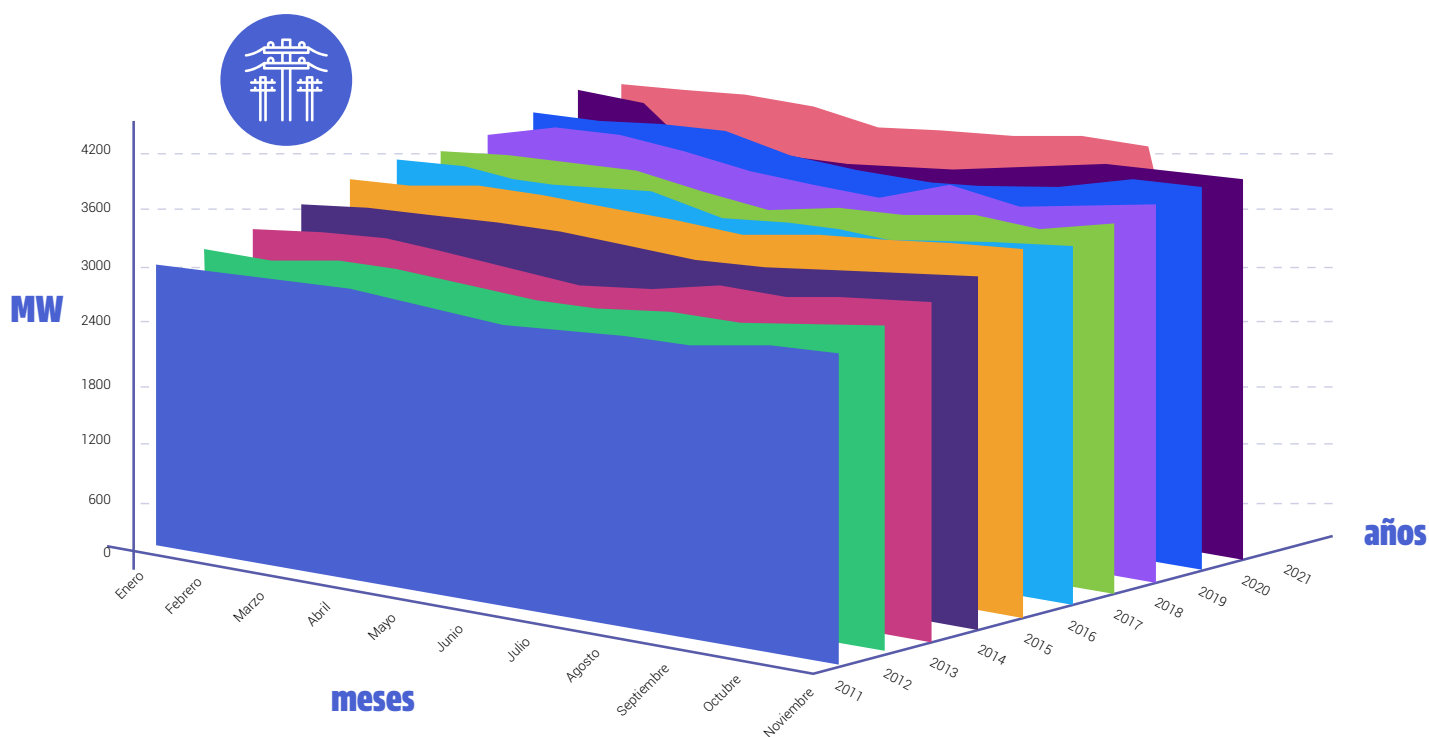
3.3 | EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA, PERÍODO 2011 - 2020

En un período de 10 años, la demanda de potencia máxima pasó de 3.052,29 MW en el 2011 a 4.089,12 MW en el 2020, registrando un incremento del 33,97 %. La tabla Nro. 7 resume el detalle de las demandas máximas del período de análisis y la figura Nro.14 muestra el despliegue de la demanda plurianual.

Tabla Nro. 7: Demanda máxima de potencia (MW), plurianual

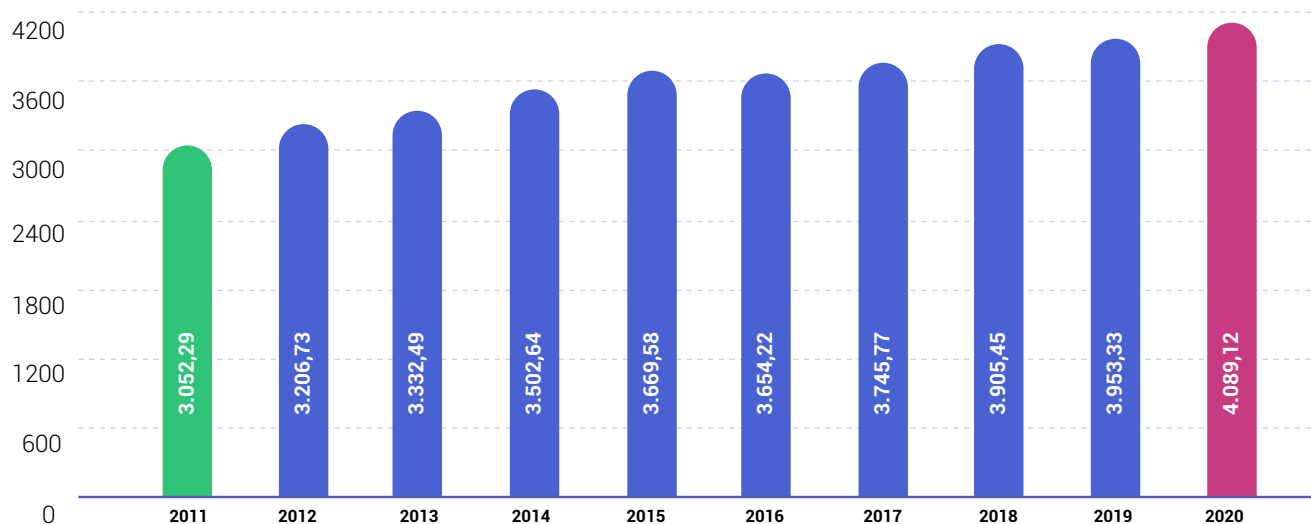
Mes \ Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	2.910,66	2.939,16	3.190,31	3.324,28	3.504,00	3.593,10	3.689,18	3.815,28	3.903,44	4.083,08	4.018,40
Febrero	2.932,09	3.036,78	3.151,74	3.324,14	3.523,27	3.638,11	3.645,86	3.748,54	3.906,90	4.089,12	4.061,84
Marzo	2.963,85	3.014,22	3.214,05	3.369,52	3.540,40	3.654,22	3.692,24	3.905,45	3.886,47	4.032,18	4.101,68
Abril	2.951,51	3.091,88	3.234,29	3.402,35	3.606,74	3.583,04	3.683,19	3.902,63	3.941,81	3.458,73	4.076,13
Mayo	2.979,65	3.088,18	3.185,68	3.396,90	3.601,99	3.586,75	3.687,69	3.816,81	3.949,94	3.626,89	4.051,04
Junio	2.877,66	3.041,94	3.107,99	3.399,01	3.559,68	3.624,79	3.561,15	3.673,05	3.778,59	3.633,50	3.892,24
Julio	2.841,57	2.990,20	3.039,13	3.352,43	3.525,24	3.450,27	3.435,24	3.617,14	3.701,49	3.650,21	3.949,03
Agosto	2.831,19	2.983,52	3.080,53	3.292,97	3.471,17	3.490,36	3.577,25	3.585,30	3.668,14	3.712,96	3.960,89
Septiembre	2.897,34	3.058,91	3.218,77	3.307,95	3.544,75	3.490,36	3.577,25	3.799,52	3.697,72	3.820,26	4.062,62
Octubre	2.891,36	3.035,26	3.187,60	3.373,11	3.591,02	3.457,48	3.674,02	3.657,19	3.790,12	3.935,11	4.065,48
Noviembre	2.999,81	3.125,07	3.277,04	3.423,45	3.653,34	3.572,86	3.586,63	3.773,64	3.953,33	3.921,50	
Diciembre	3.052,29	3.206,73	3.332,49	3.502,64	3.669,58	3.624,67	3.745,77	3.856,97	3.951,68	3.942,30	
Potencia Máxima	3.052,29	3.206,73	3.332,49	3.502,64	3.669,58	3.654,22	3.745,77	3.905,45	3.953,33	4.089,12	4.101,68

Figura Nro. 14: Evolución de la demanda máxima período 2011-2020



La figura Nro. 15 presenta los valores máximos anuales de la demanda de potencia en el período 2011-2020. De la gráfica puede notarse el comportamiento incremental de dicha variable, la cual parte de un valor inferior de 3.052,29 MW en el 2011 hasta llegar a un valor superior de 4.089,12 MW para el 2020.

Figura Nro. 15: Demanda máxima de potencia (MW), plurianual



4

Producción

de energía









4

Producción de energía



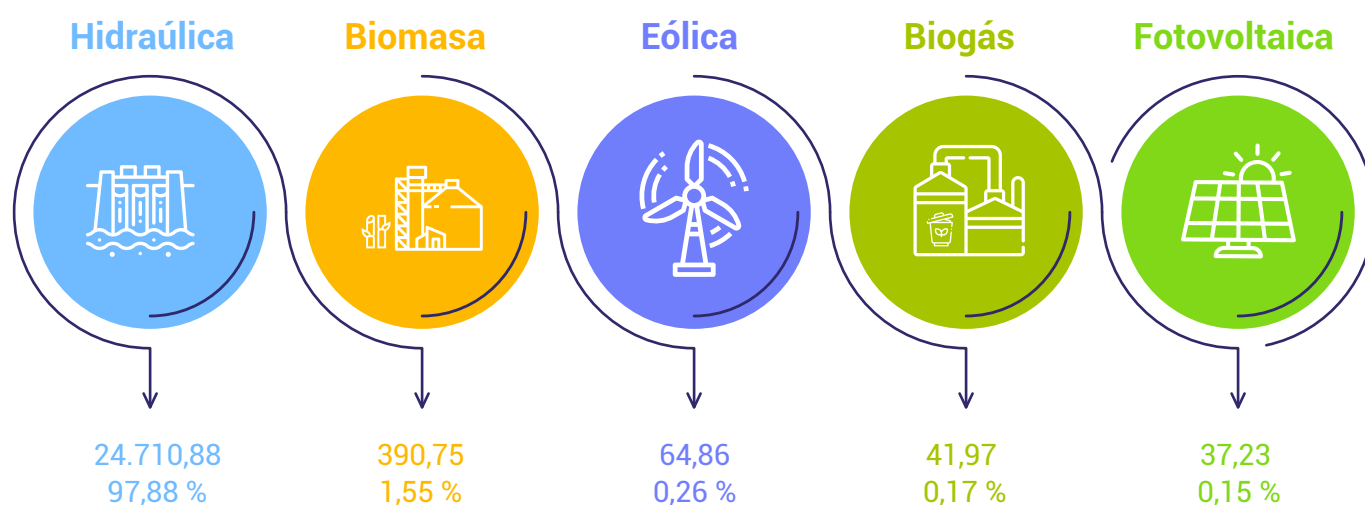
En la tabla Nro. 8, se presenta la producción de energía eléctrica en el Ecuador, considerando la información año móvil con corte a octubre de 2021, donde la producción de energía alcanzó 32.023.376,17 GWh.

Tabla Nro. 8: Energía bruta (GWh)

Tipo Energía	Tipo de Central	Octubre 2021	Año móvil nov 2020 - oct 2021	Composición (%)
Renovable	Hidráulica 	1.941,33	24.710,88	77,17
	Eólica 	4,16	64,86	0,20
	Fotovoltaica 	3,06	37,23	0,12
	Biogás 	3,31	41,97	0,13
	Biomasa 	63,39	390,75	1,22
Total Renovable		2.015,25	25.245,69	78,84
No Renovable	MCI 	478,72	4.937,17	15,42
	Turbogás 	87,81	981,33	3,06
	Turbovapor 	108,82	859,19	2,68
Total No Renovable		675,35	6.777,69	21,16
Total general		2.690,60	32.023,38	100,00

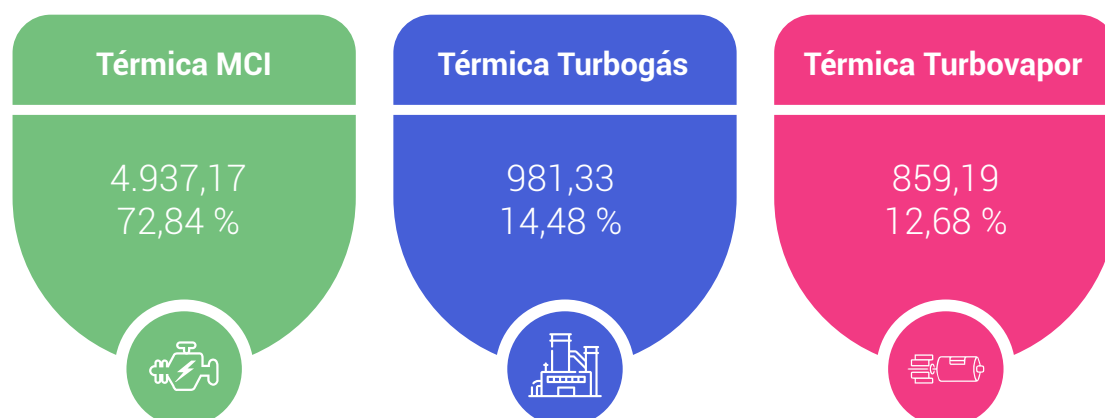
En la figura Nro. 16 se presenta la composición de energía renovable año móvil a octubre de 2021, siendo la energía proveniente de centrales hidroeléctricas la más predominante con 24.710,88 GWh, lo que representó el 97,88 % de la producción de energía renovable.

Figura Nro. 16: Energía renovable (GWh), año móvil a octubre 2021



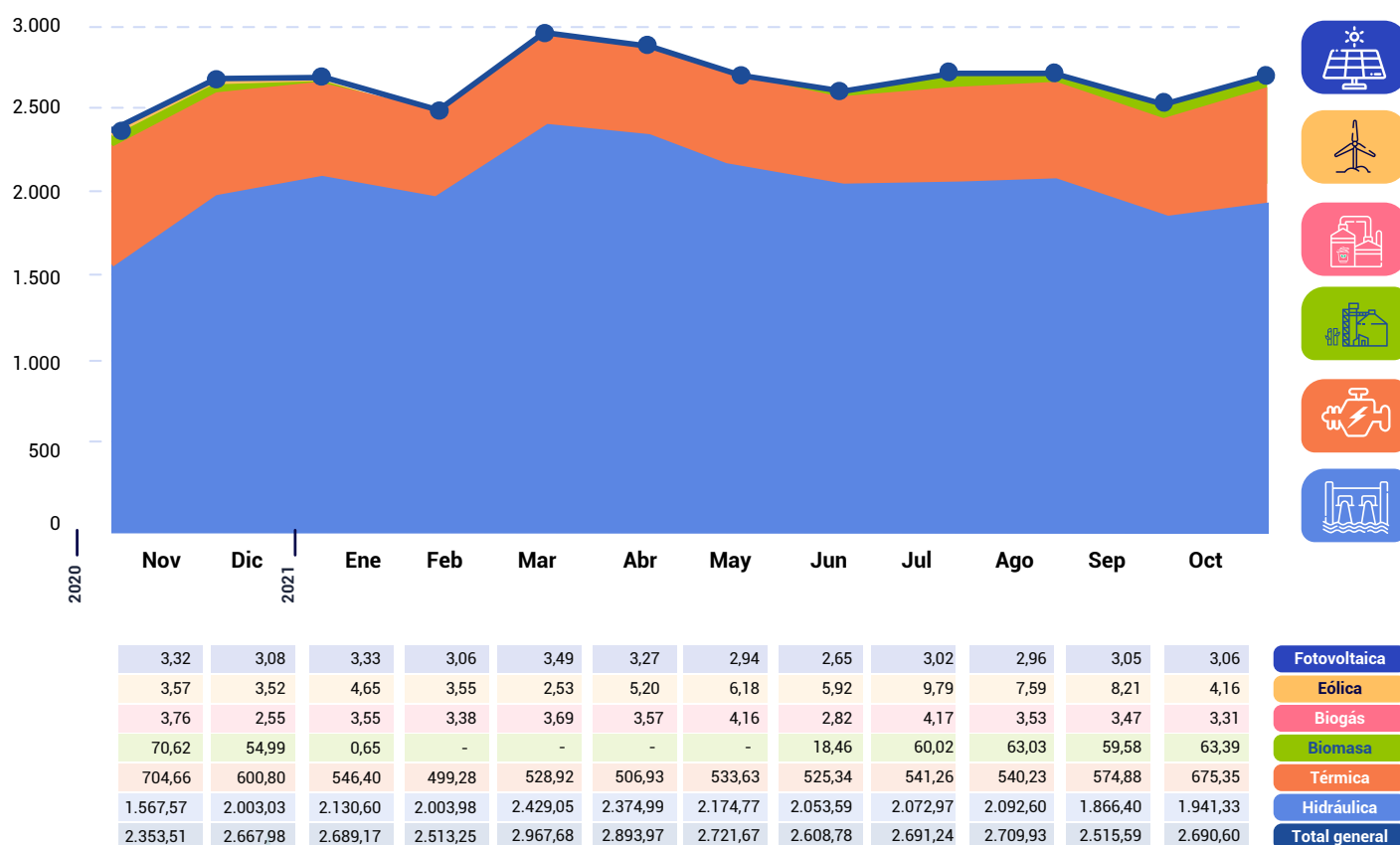
En la figura Nro. 17, se presenta la composición de energía no renovable año móvil con corte a octubre de 2021; siendo la energía proveniente de centrales de MCI la más predominante con 4.937,17 GWh lo que representó el 72,84 % de la producción de energía no renovable.

Figura Nro. 17: Energía no renovable (GWh), año móvil a octubre 2021



En la figura Nro. 18, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de fuente, año móvil a octubre de 2021, registrándose en marzo de 2021 la mayor producción con 2.967,68 GWh.

Figura Nro. 18: Energía bruta por tipo de fuente (GWh), año móvil a octubre 2021



En la figura Nro. 19, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de energía, año móvil a octubre de 2021, registrándose a nivel de todo el sistema eléctrico nacional que el 78,84 % corresponde a energía renovable y el 21,16 % a energía no renovable.

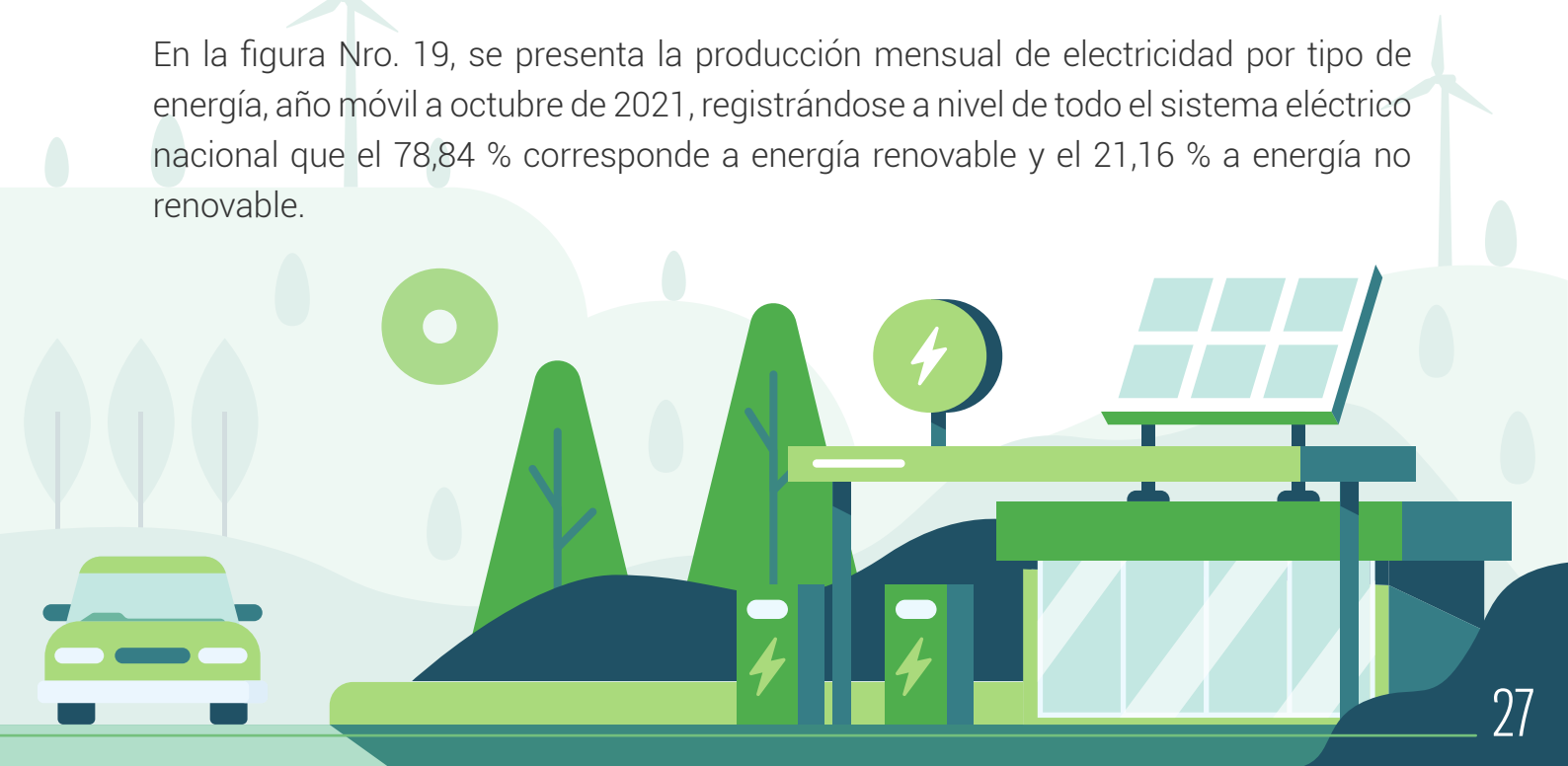
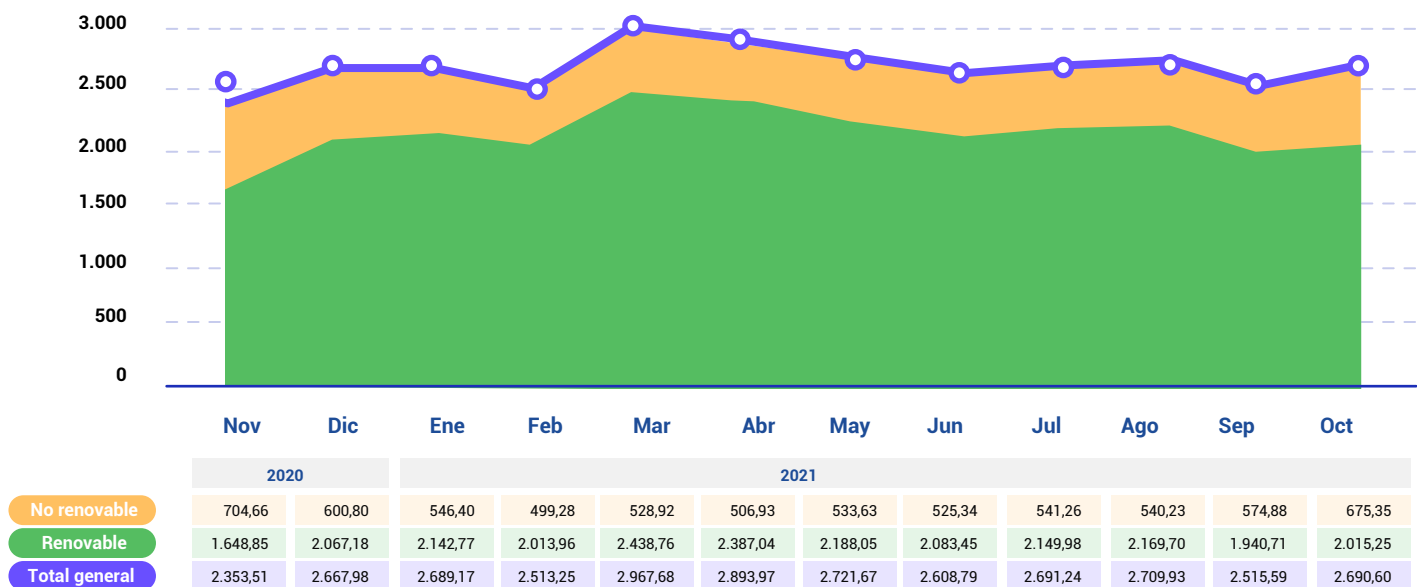
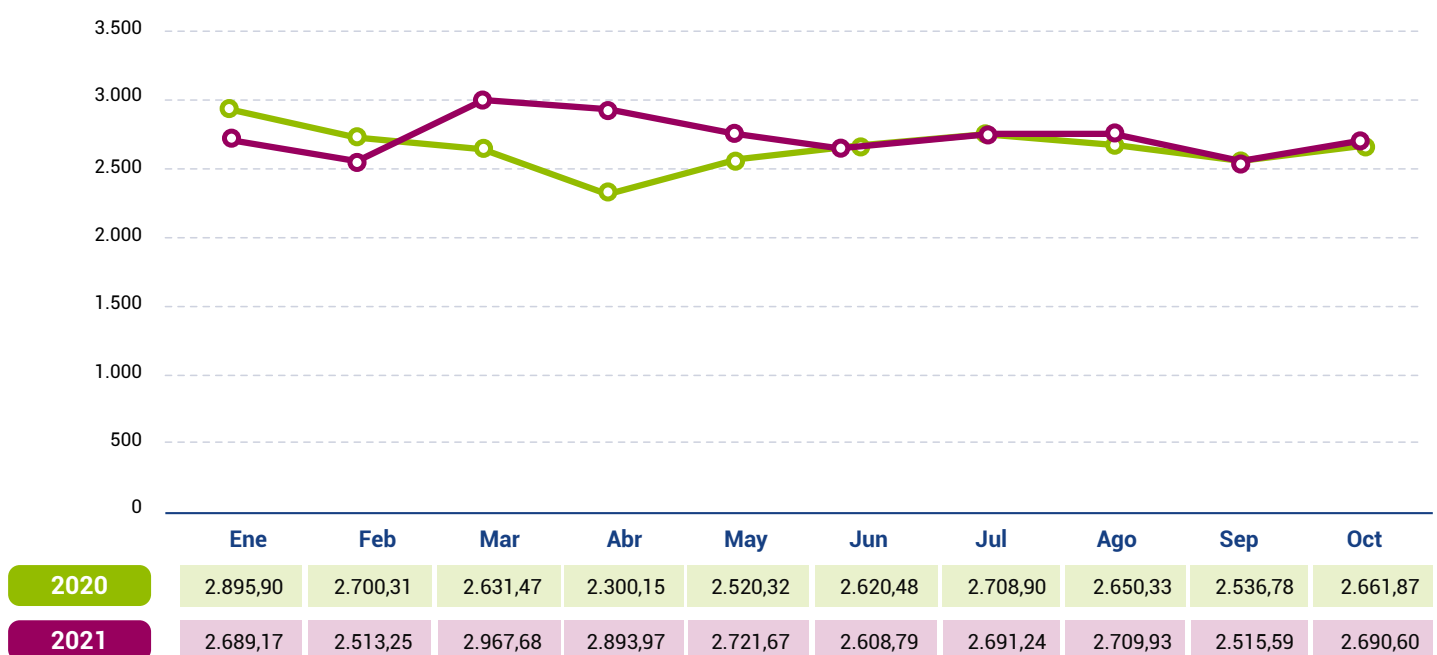


Figura Nro. 19: Energía bruta renovable y no renovable (GWh),
año móvil a octubre 2021



En la figura Nro. 20, se presenta un comparativo de la producción de energía eléctrica, entre los meses de enero a octubre de 2020 y 2021 respectivamente. Se observa que, en los meses de enero y febrero, la producción de electricidad del 2020 fue superior a la del 2021.

Figura Nro. 20: Comparativo energía bruta (GWh)



Proyección de la demanda

para la regulación y control del sector eléctrico



5



Proyección de la demanda para la regulación y control del sector eléctrico

La Dirección de Estudios e Información del Sector Eléctrico realiza la proyección de la demanda, que representa uno de los ejes fundamentales desde donde se desarrolla la planificación, la regulación y control del sector eléctrico. Este análisis considera hipótesis, las cuales contemplan la evolución histórica de la demanda a nivel nacional, así como el impacto producido por la incorporación de cargas especiales en los sistemas; principalmente a nivel de transmisión y subtransmisión.

A continuación, se describe de manera general el proceso de estimación de la demanda, detallando métodos y criterios que se emplean en la proyección de la demanda eléctrica del Ecuador.



5.1 | ETAPAS DE ANÁLISIS DE ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

El estudio de análisis, estimación y proyección de la demanda eléctrica implica un proceso donde se complementan las etapas:



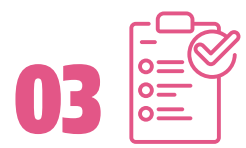
01

Análisis de la situación actual de la demanda.



02

Elección del método de proyección.



03

Proyección de la demanda.

5.1.1 | ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA DEMANDA

Esta etapa comprende el análisis de las características, dinámica y funcionamiento actuales de la demanda con el objeto de identificar las variables o factores que afectan su comportamiento, con la intención de actuar sobre el funcionamiento para controlar su trayectoria y poder proyectarla.

En primer lugar, se caracterizan y evalúan las series históricas de energía de cada grupo de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros) desde el punto de vista estadístico, mediante gráficas y tablas. Este procedimiento permite detectar algún comportamiento atípico en los datos durante el período de estudio, lo que corresponde a la etapa de validación de la facturación.

En segundo lugar, se recopilan variables exógenas o determinantes de tipo no experimental de fuentes secundarias. Estos elementos son de tipo macroeconómico (PIB nacional) y demográfico (población, cantidad de viviendas totales y con servicio eléctrico a nivel país) y se consultan de fuentes u organismos oficiales nacionales e internacionales (ARCERNNR, INEC, Banco Central de Ecuador, Banco Mundial, FMI, CEPAL, entre otros).

5.1.2 | ELECCIÓN DEL MÉTODO DE ESTIMACIÓN Y PROYECCIÓN

La elección del método y la validez de los resultados obtenidos están íntimamente ligados a la disponibilidad y calidad de los datos de entrada.

El método de estimación depende no solo del objetivo de la proyección sino del horizonte del estudio y de las características de la información disponible; esto es, la longitud y el comportamiento (estable o errático) de las series históricas a proyectar y de sus determinantes, la disponibilidad y calidad de valores de los determinantes en el período de proyección.

El análisis de proyección utiliza series comerciales históricas (energía facturada) y define además el horizonte del estudio; con lo cual, se establece la aplicación de modelos econométricos para la proyección de la demanda eléctrica.

Se estiman y proyectan las ventas en unidades físicas de energía, de cada uno de los grupos de consumo. Es así como, los modelos econométricos permiten estimar una relación, es decir expresar la variable a explicar (ej.: energía comercial) en función de determinantes que afectan el comportamiento de dicha variable (ej.: PIB), además llevan a cabo pruebas o test para evaluar estadísticamente la bondad del ajuste del modelo a los datos reales, estableciendo la capacidad de predicción del modelo y cuantificando el error de la predicción.



5.1.3 | MODELOS ECONOMÉTRICOS

Los modelos econométricos permiten explicar el comportamiento de una o más variables en función de otras, a través de la estimación de una relación matemática. El modelo sólo incluye variables que se pueden cuantificar o valorar y que están disponibles.

Este tipo de modelos cuenta con una parte determinística (relación) y con una componente estocástica que se denomina residuo o error. En dicha componente se encuentran comprendidas aquellas variables que se consideran irrelevantes, las variables que tienen influencia y no es posible medirlas y los errores de medición. La formulación de los modelos econométricos se basa en una especificación del tipo lineal, como se expresa en la siguiente figura:

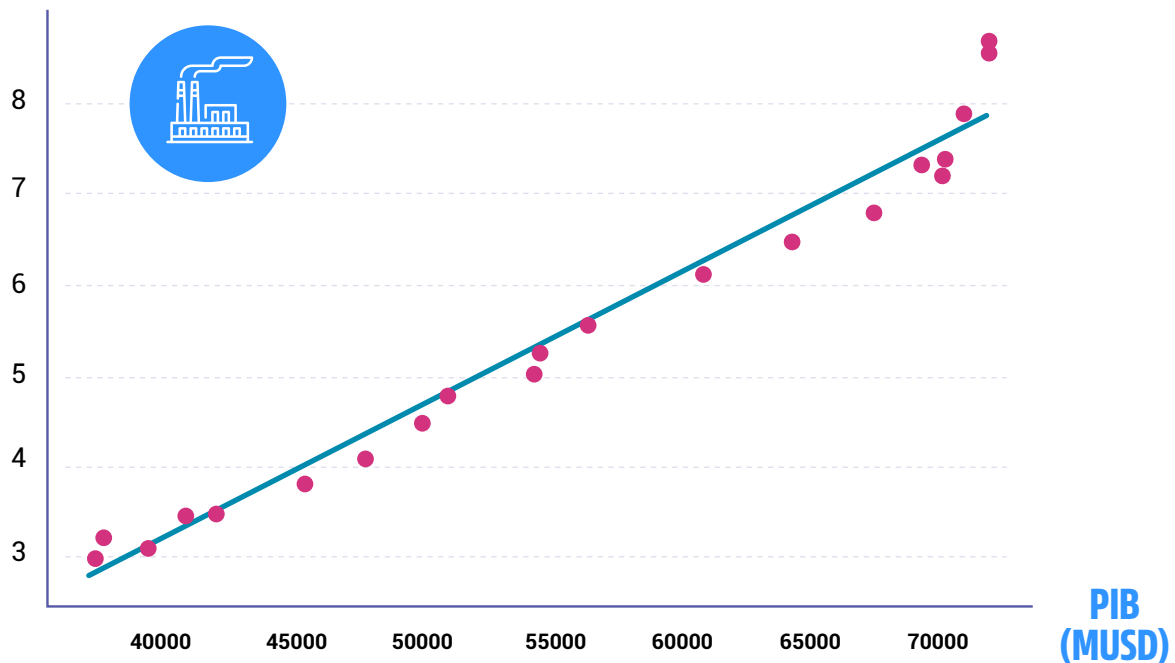
Figura Nro. 21: Modelo econométrico aplicado

The diagram shows the linear regression equation $Y = \alpha + \beta X_i + \epsilon$ with the following labels and arrows:

- Parámetros a estimar** (Parameters to estimate) in green, with two green arrows pointing down to α and β .
- Variable explicada** (Explained variable) in red, with a red arrow pointing up to Y .
- Variable explicativa** (Explanatory variable) in green, with a green arrow pointing up to X_i .
- Error** in blue, with a blue arrow pointing up to ϵ .

Las variables explicativas o independientes utilizadas son el PIB, la población nacional y el ingreso per cápita. Como se muestra en la figura Nro. 22, el método de estimación de los modelos econométricos utilizado es el de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO), para lo cual se utilizan técnicas de Machine Learning en Python para ejecutar las regresiones.

Figura Nro. 22: Método de regresión lineal MCO

Energía industrial
(MWh)

Una vez que se analizan cada uno de los modelos planteados y se seleccionan varias alternativas, se elige el modelo que mejor se ajuste a los datos observados en el período histórico para explicar la variable en cuestión y proyectarla en el horizonte de estudio.






Finalmente, la proyección de demanda global a nivel país para el período establecido, se obtiene como resultado de agregar las proyecciones de demanda de los distintos grupos analizados.



5.1.4 | MÉTODOS DE ESTIMACIÓN POR GRUPO DE CONSUMO

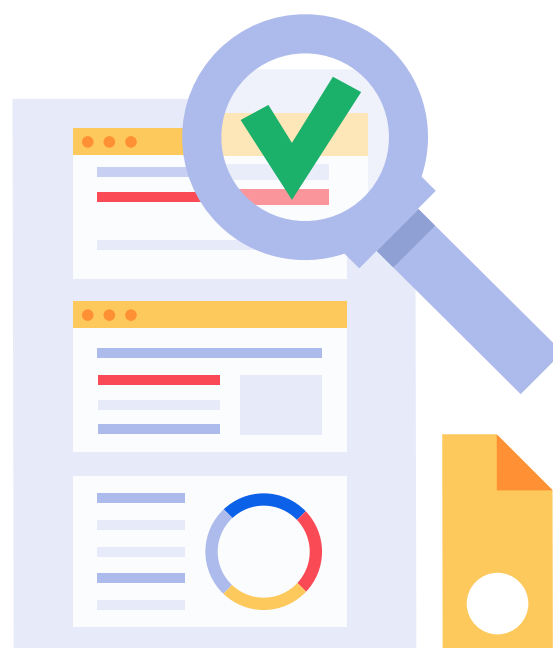
A continuación, en la tabla Nro. 9 se resume para cada categoría la variable endógena y las variables exógenas utilizadas en cada caso.

Tabla Nro. 9: Métodos de estimación por grupo de consumo

Grupo de consumo	Variable Endógena	Método	Variable exógena
 Residencial	Energía	Modelo Econométrico	Ingreso per cápita
 Comercial	Energía	Modelo Econométrico	PIB
 Industrial	Energía	Modelo Econométrico	PIB
 Otros	Energía	Modelo Econométrico	PIB
 Alumbrado público	Energía	Modelo Econométrico	# clientes residenciales

5.1.5 | PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

La etapa inicial de la proyección de la demanda contempla la proyección global efectuada a nivel país y por grupo de consumo. La desagregación espacial de la demanda se lleva a cabo analizando y procesando la información de demanda e información demográfica para aquella mínima unidad geográfica (a nivel de "Cantón"), para la cual se encuentra disponible información confiable y consistente, posteriormente su integración da lugar a la proyección de la demanda por empresa distribuidora.



5.2 | ENERGÍA Y POTENCIA POR ETAPA FUNCIONAL

Para la determinación de energía por etapa funcional, se considera la demanda obtenida por cada grupo de consumo, de acuerdo con los siguientes criterios:



Estructura de ventas de energía



Caracterización de cargas

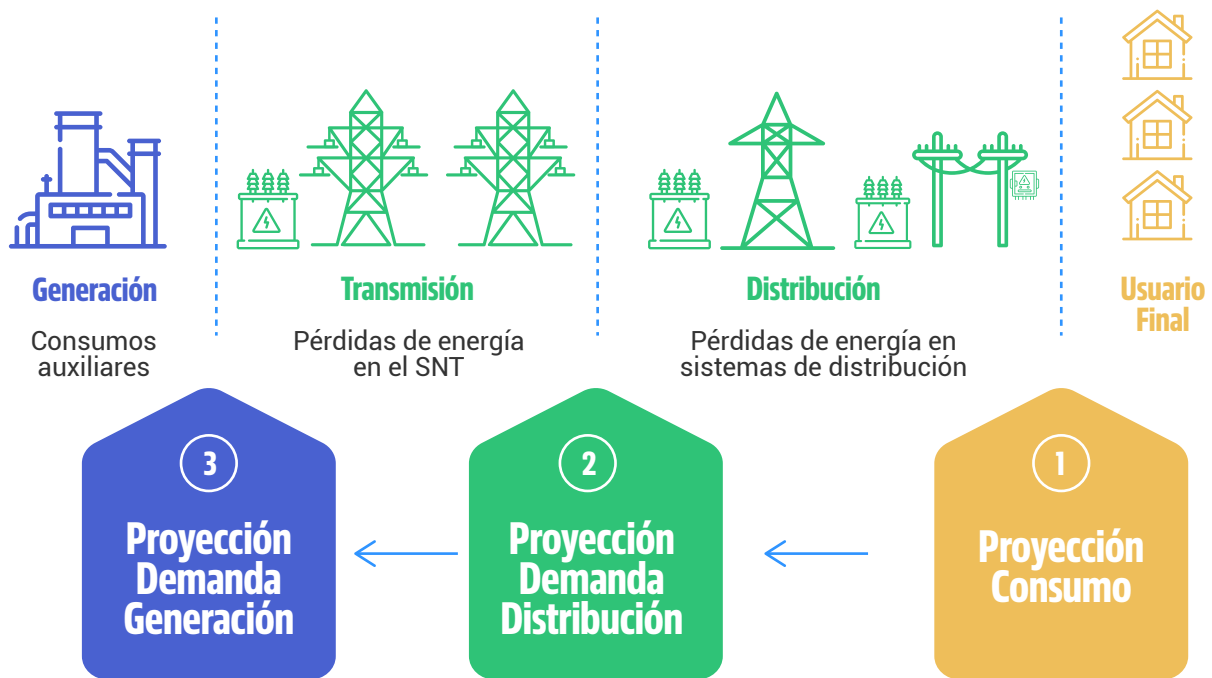


Proyección de demanda por distribuidora

Esta desagregación de energía se presenta con el propósito de obtener las demandas totales y se complementa con el estudio de los niveles esperados de pérdidas de energía. Los conceptos anteriores permiten determinar los requerimientos de energía y potencia en barras de subestaciones de entrega.

A los requerimientos de energía determinados por distribuidora, se incorporan los bloques de energía no ingresada en puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión, la energía comprada a autogeneradores, la compraventa entre distribuidoras y las pérdidas de los sistemas de distribución.

Adicionalmente, se agrega el consumo de energía de las cargas singulares conectadas en el sistema de transmisión, las pérdidas en estaciones de elevación y las pérdidas en transmisión; lo cual permite determinar las necesidades de energía en bornes de generación. En la figura Nro. 23 se muestra un esquema general del procedimiento de estimación de la demanda, el cual se construye desde el consumo del usuario final hacia la generación.

Figura Nro. 23: Esquema general de proyección de la demanda

Así mismo, se muestra que la proyección de consumo de la demanda es el aspecto más relevante del estudio, ya que representa la base a la cual se incorporan las pérdidas por etapa funcional que permiten estimar la proyección de la demanda en bornes de generación.

5.2.1 | REQUERIMIENTO DE ENERGÍA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA

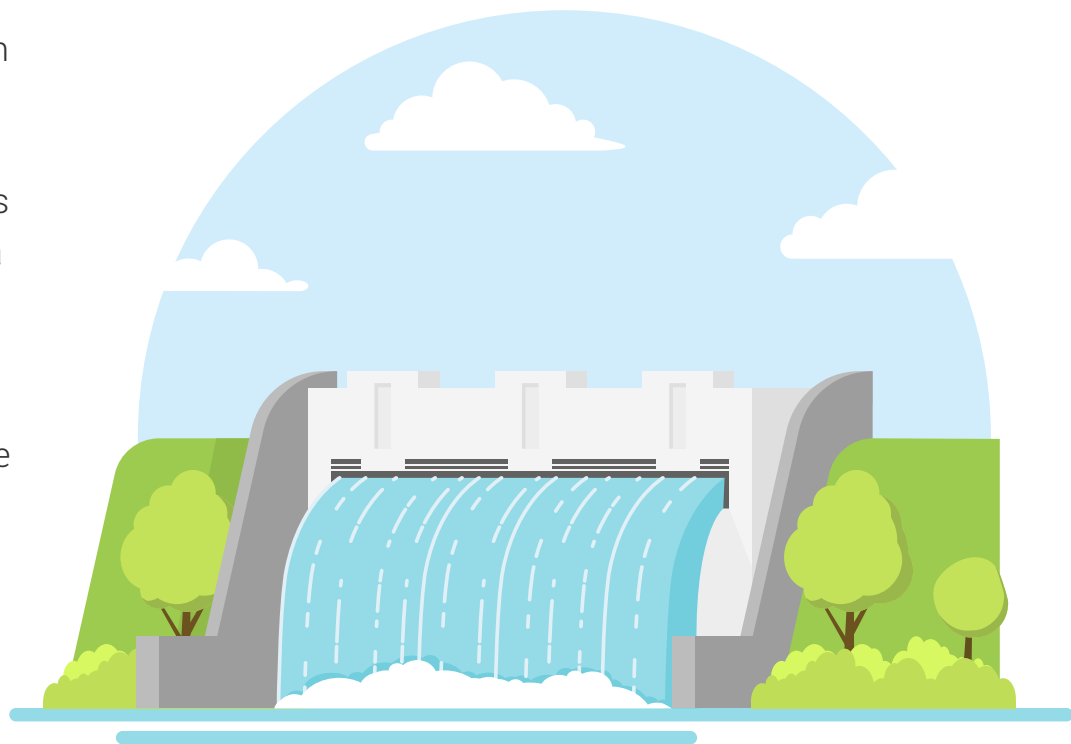
La energía requerida a nivel de barras de subestación de entrega se refiere a la energía disponible en S/E (barras de subestación); es decir, aquella energía requerida por el sistema de distribución para atender los requerimientos de demanda de los niveles de bajo, medio y alto voltaje (subtransmisión) con las pérdidas asociadas.



5.2.2 | DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN

El requerimiento de energía a nivel del Sistema Nacional Interconectado (SNI), se realiza a partir de la información de ventas de energía por nivel de voltaje y los porcentajes de pérdidas por niveles de voltaje de cada una de las Empresas Distribuidoras y Unidades de Negocio de la CNEL EP.

La energía requerida en bornes de generación corresponde a la energía total del SNI; es decir, incluye la energía requerida en barras de subestaciones de entrega, las pérdidas asociadas a la etapa de transmisión (subestaciones y líneas) y los consumos auxiliares de la etapa de generación.



5.2.3 | DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE POTENCIA

Los requerimientos de potencia en bornes de generación y en puntos de entrega, se obtienen en función de las proyecciones de venta de energía por cada grupo de consumo y nivel de voltaje, sus factores de carga y factores de responsabilidad en cada nivel de voltaje.

PANORAMA ELÉCTRICO



Automatización

de alimentadores urbanos de la Empresa Eléctrica
Riobamba S.A.

6



Automatización

de alimentadores urbanos de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

6.1 | INTRODUCCIÓN

Hace 58 años nace la Empresa Eléctrica Riobamba S.A, la cual a lo largo de este tiempo ha venido innovando tecnológicamente sus sistema de generación, subtransmisión y distribución de la energía eléctrica dentro del área de servicio.

La expansión, operación y mantenimiento del sistema eléctrico ha permitido el desarrollo de muchas actividades dentro de la provincia de Chimborazo, y al considerar este servicio como un eje fundamental para el desarrollo económico de los pueblos, se hace necesario tener un servicio de calidad que sea confiable y continuo.

Con el fin de mejorar la percepción de la satisfacción por el servicio de energía eléctrica por parte del usuario final, y en búsqueda de disminuir los indicadores de calidad del servicio técnico relacionado con la continuidad del servicio de energía eléctrica, así como la disminución de la energía no suministrada, los investigadores han incursionado en el impacto de diferentes aplicaciones para conseguir estos objetivos, siendo principalmente la incorporación de equipos de protección, dispositivos de seccionamiento, reguladores de voltaje y reconfiguración de la red.

En este sentido, una alternativa eficaz para mejorar el suministro eléctrico es la automatización de los sistemas eléctricos y reconfiguración de la red, lo que implica una modificación de la topología al cambiar los estados de un conjunto de equipos de corte y seccionamiento, normalmente cerrados y abiertos. De hecho, la restauración de la red de distribución de energía eléctrica es una actividad de emergencia en el control del sistema. La condición de emergencia se origina cuando existen incidencias (fallas) en la red de distribución de las empresas eléctricas.

La restauración del suministro de energía eléctrica a los clientes afectados puede ser un problema combinatorio a gran escala con los operadores de control, siendo la variable de mayor impacto el tiempo para encontrar una solución de restauración e implementarla lo antes posible. Al permitir que las fallas sean aisladas y restauradas, también se mejoran los índices de confiabilidad del sistema de distribución de energía eléctrica.

A continuación, se presenta la metodología y la programación implementada, que se basa en texto estructurado para mejorar el rendimiento computacional y las reglas de dominancia de la unidad terminal remota, permitiendo así que la aplicación del algoritmo sea viable.

La programación implica la detección rápida de la zona en falla por medio de los dispositivos de protección telecomandados al confirmarse una falla permanente se aísla rápidamente la zona en falla y se verifica las opciones disponibles para una reconfiguración de la red con el fin de restaurar el suministro a tantas cargas como sea posible, se toma como parte primordial la energización de las zonas no falladas consideradas como críticas (hospitales, clínicas, entes gubernamentales y financieros, entre otros), de igual forma al proceder con una reconfiguración se considera una repartición de la carga a fin de evitar que el alimentador al que se transfiera la zona desenergizada se llegue a sobrecargar.



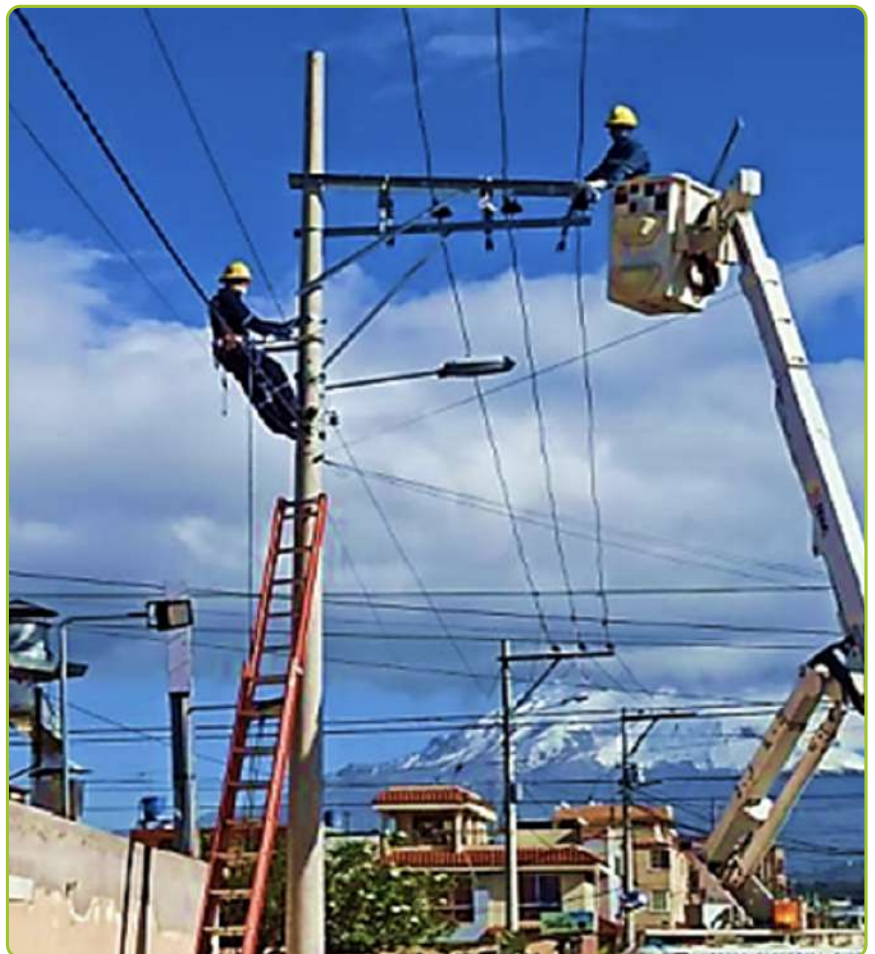
6.2 | METODOLOGÍA PROPUESTA

El método propuesto se centra en una codificación en texto estructurado basado por niveles de arquitectura a fin de conseguir una reconfiguración de la red. Para ello, es necesario realizar mejoras tecnológicas de innovación en las redes de distribución tales como: inserción de nuevos equipos de protección y seccionamiento, retiro de equipos obsoletos, repotenciación de las redes, construcción de redes, equipos de prueba, etc.; con el afán de conseguir diferentes opciones de restablecimiento del servicio de energía eléctrica.

Se consideran 4 etapas para la puesta en marcha de la automatización de los alimentadores urbanos de la E.E. Riobamba que se describen a continuación:

6.2.1 | OPTIMIZACIÓN DE LA TOPOLOGÍA

Se enfoca en la reconfiguración de la topología de la red de distribución que permitan unir alimentadores de la misma o diferentes subestaciones, incrementar las fuentes de alimentación a cargas especiales (hospitales, clínicas, antenas de comunicaciones, entidades públicas, etc.), retirar equipos de corte o seccionamiento innecesarios o desusos e incrementar equipos telecomandados.



Alimentador Multiplaza, Chimborazo
E.E. Riobamba

6.2.2 | INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO

Con la readecuación de la topología de los alimentadores urbanos se deben instalar equipos telecomandados (reconectadores) los cuales en conjunto con los relés de cabecera tomarán identificativos de FEEDER, MIDPOINT y TIE, para que según la zona de ocurrencia de la falla actúen de distintas maneras en base a la opción de reconfiguración que se encuentre disponible. Así mismo, una vez que se tenga una reconfiguración exitosa y esta llegase a sobrecargarse automáticamente se realizará un deslastre de carga, la cual puede ser tomada por otro alimentador o por el mismo una vez que no exista sobrecarga.



Instalación de reconectador en alimentador Licán, Chimborazo
E.E. Riobamba

6.2.3 | PRUEBAS DE ACEPTACIÓN DE FÁBRICA (FAT)

Consiste en las pruebas de funcionamiento de la lógica de programación de todos los escenarios de los 20 alimentadores automatizados. Para realizar las pruebas FAT es necesario la readecuación de un mini laboratorio con reconectadores, relés, Unidad Terminal Remota (RTU) y una red de datos ethernet para la comunicación, los cuales permitan verificar el funcionamiento de cada uno de los escenarios implementados en cada topología, deslastre de carga, corriente de pick up, baja frecuencia entre otros.




 Laboratorio para pruebas FAT, Chimborazo
E.E. Riobamba

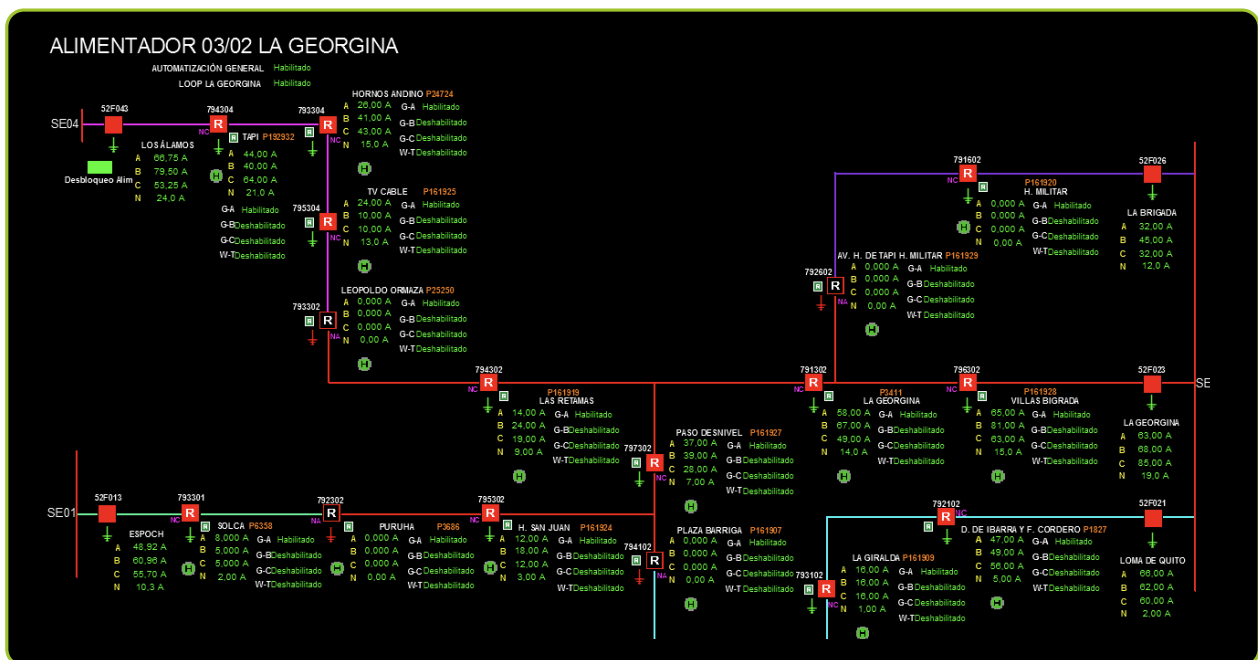
6.2.4 | PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN SITIO (SAT)

Consiste en las pruebas de aceptación en el campo. Las mismas que implican probar los escenarios verificados en las pruebas FAT en este caso con todos los equipos FEEDER, MIDPOINT y TIE instalados y comunicados de los 20 alimentadores. Dentro de estas pruebas es necesario contemplar las maniobras de seccionamiento (apertura y cierre) de equipos, lo que ocasiona una molestia para los usuarios del sistema eléctrico de distribución, por lo que las pruebas se deben realizar en horario nocturno/madrugada y con la instalación de Jampers o Bypass en equipos normalmente cerrados. De la misma manera, la utilización de la maleta de pruebas para la inyección de corriente de falla y de ser necesario realizar pruebas sincronizadas.





 Inyección de corriente para pruebas SAT, Chimborazo
E.E. Riobamba



 Pruebas SAT a través de SCADA, Chimborazo
E.E. Riobamba

6.3 | METODOLOGÍA PROPUESTA



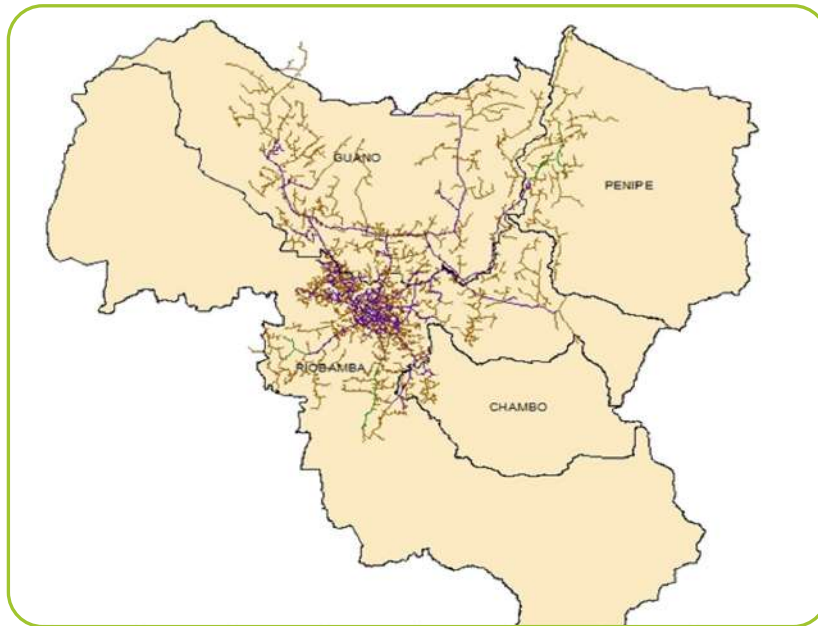
6.3.1 | IDENTIFICACIÓN DE LA POBLACIÓN INICIAL

Se da mediante una combinatoria de N elementos donde sus posiciones están asociadas con un interruptor específico, quedando identificado a cada dispositivo como:

$$X = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_n]$$

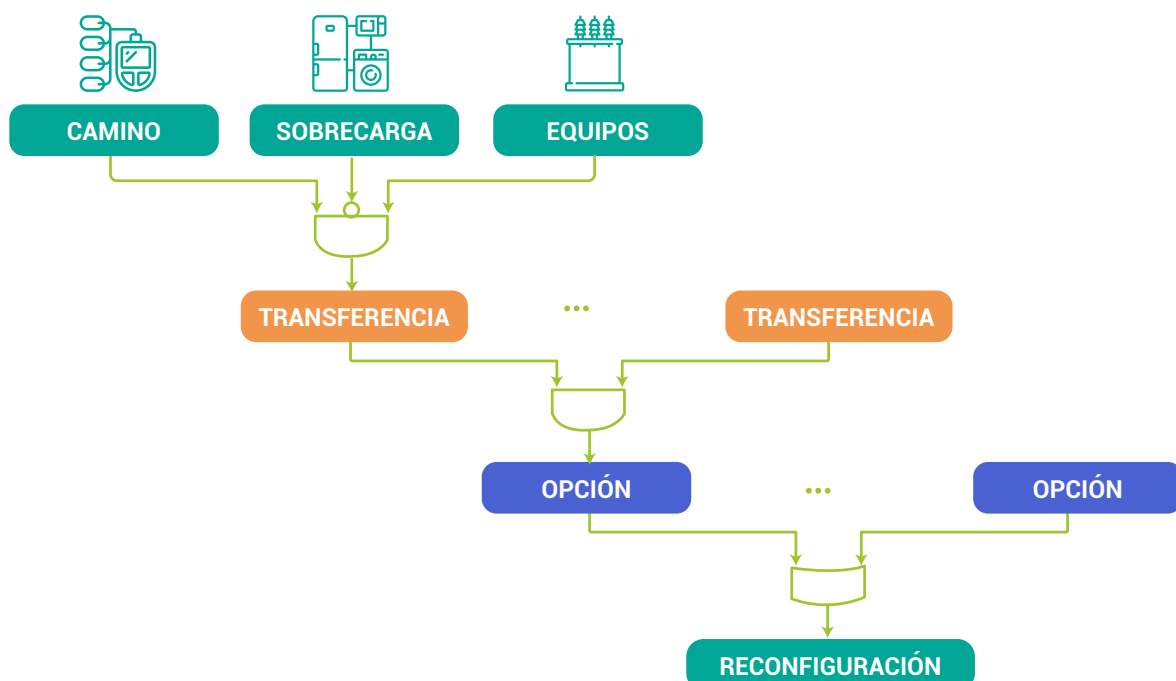
Donde x_i es el estado del interruptor, en el que toma el valor de 0 si el interruptor está abierto, de lo contrario es 1. Al partir de esta codificación se crea un conjunto de individuos sobre la viabilidad del sistema.

Para este caso el universo de configuraciones fue igual a 106 que corresponde al número total de reconectores como protección y transferencia, 20 relés de cabecera, conduciendo a identificar los loops por alimentador automatizado con cada uno de sus posibles escenarios. En la figura Nro. 24 se identifica el área comprendida de los 20 alimentadores automatizados.

Figura Nro. 24: Alimentadores automatizados de la E.E. Riobamba

6.3.2 CODIFICACIÓN

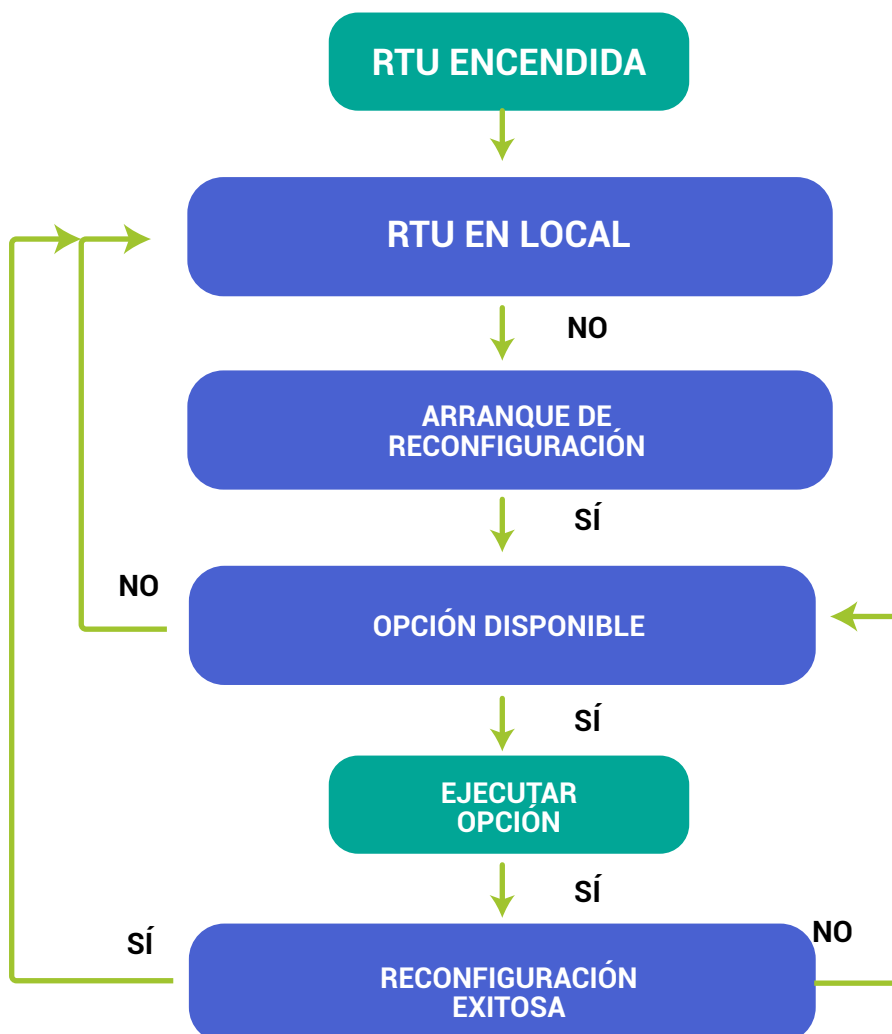
Para la codificación y niveles de arquitectura para una reconfiguración de la red de distribución ante fallas se presenta en las figuras Nro. 25 y 26 el diagramas de flujo para la aplicación con el objetivo de preservar la estructura radial y las consideraciones para que se realice una reconfiguración exitosa, respectivamente.

Figura Nro. 25: Arquitectura y niveles

Para la recomposición de la energía eléctrica debido a una falla se maneja de acuerdo con:

- ☒ Camino listo
- ☒ Alimentadores que no se encuentren sobrecargados
- ☒ Equipos listos
- ☒ Transferencias listas
- ☒ Opciones listas

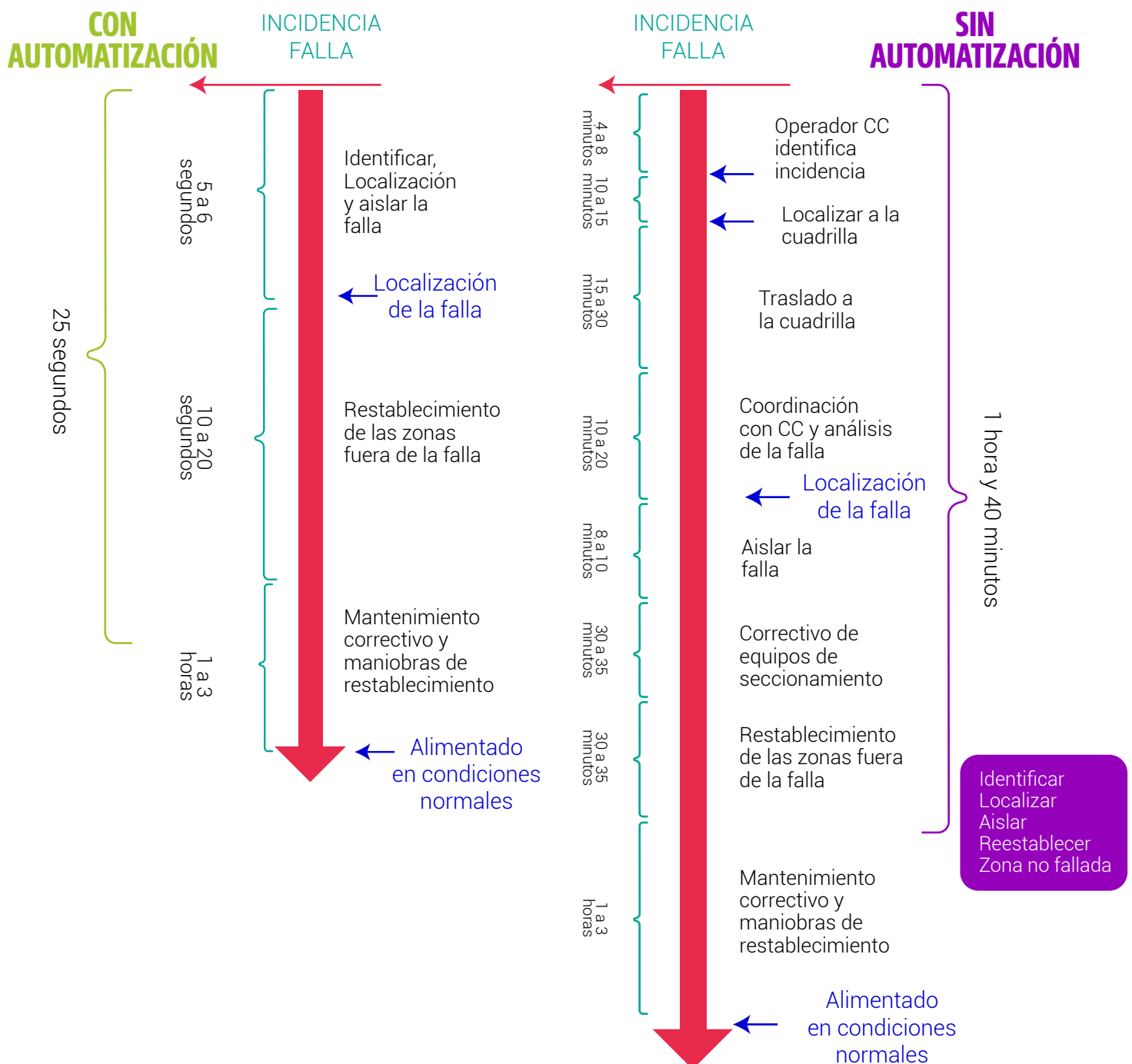
Figura Nro. 26: Arquitectura del programa (lazo externo –reconfiguraciones)



6.4 | ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la figura Nro. 27 se muestra el tiempo estimado por acción realizada analizando la disminución de tiempos con relación a una red sin automatización con una red automatizada.

Figura Nro. 27: Resumen de esquema de automatización



Para identificar el procedimiento de una transferencia exitosa se considera los resultados del alimentador denominado La Georgina (A0302), describiendo su comportamiento a continuación:

Figura Nro. 28: Topología alimentador La Georgina



6.4.1 DETECCIÓN INMEDIATA DE LA ZONA EN FALLA

Ante la ocurrencia de una falla en cualquiera de las secciones del alimentador inmediatamente el equipo de protección la detecta identificando el origen de la falla, está la discrimina entre temporal o permanente.

Figura Nro. 29: Ocurrencia de falla cerca de la cabecera del alimentador

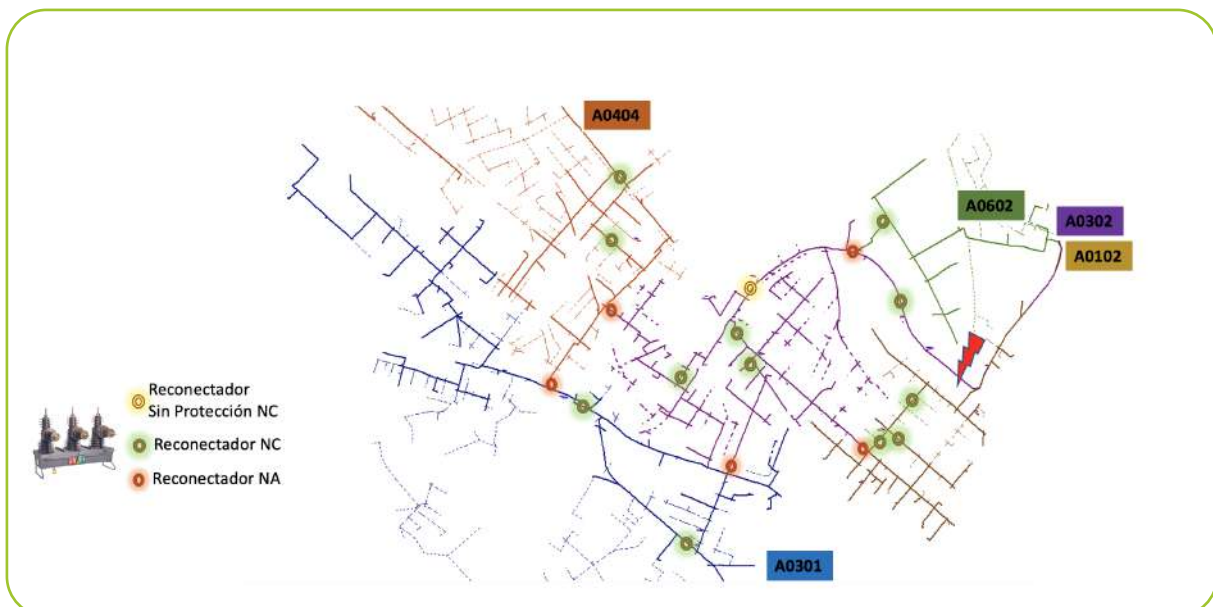
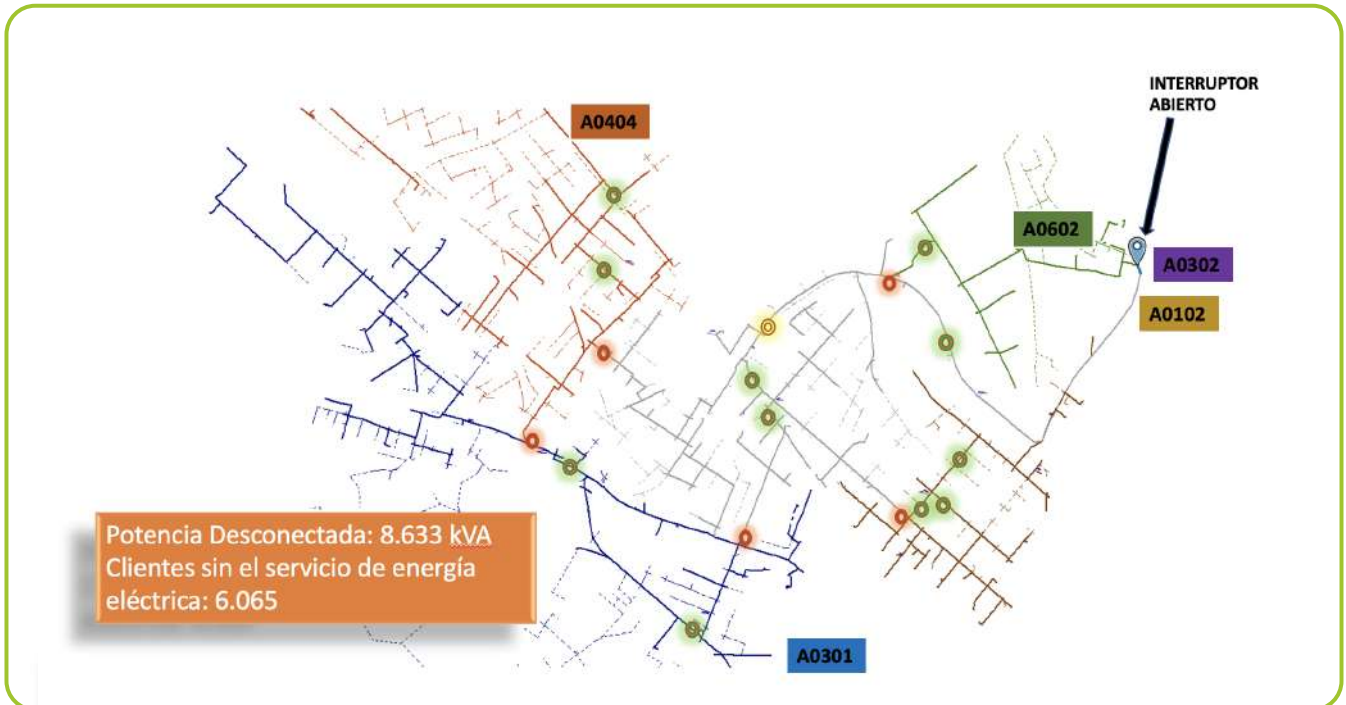


Figura Nro. 30: Apertura de relé de cabecera del alimentador en falla

De ser una falla temporal la reconexión automática al cual se encuentra configurado despejará inmediatamente la falla, en el caso de ser una falla permanente el equipo se bloqueará.

6.4.2 | SECCIÓN EN FALLA AISLADA Y RESTABLECIMIENTO DE ENERGÍA EN ZONAS AFECTADAS

Al identificarse como una falla permanente el arranque de automatismo procede a aislar la sección en falla, y empieza a verificar la sobrecarga en los alimentadores donde se transferirá la carga afectada, así como las condiciones para la habilitación de automatismo en cada equipo. En la figura Nro. 31 se presenta una transferencia exitosa de las zonas afectadas por una falla cerca de la cabecera del alimentador.

Figura Nro. 31: Reconfiguración exitosa

A fin, de evaluar el desempeño de la automatización de los alimentadores urbanos de la E.E. Riobamba desde su puesta en marcha, en las figura Nros. 32, 33 y 34 se muestra el impacto de la automatización en el indicador de Calidad de Servicio TTIK, en 3 alimentadores.

En la figura Nro. 35 se muestra el impacto de la automatización en el indicador FMIK del alimentador La Georgina.

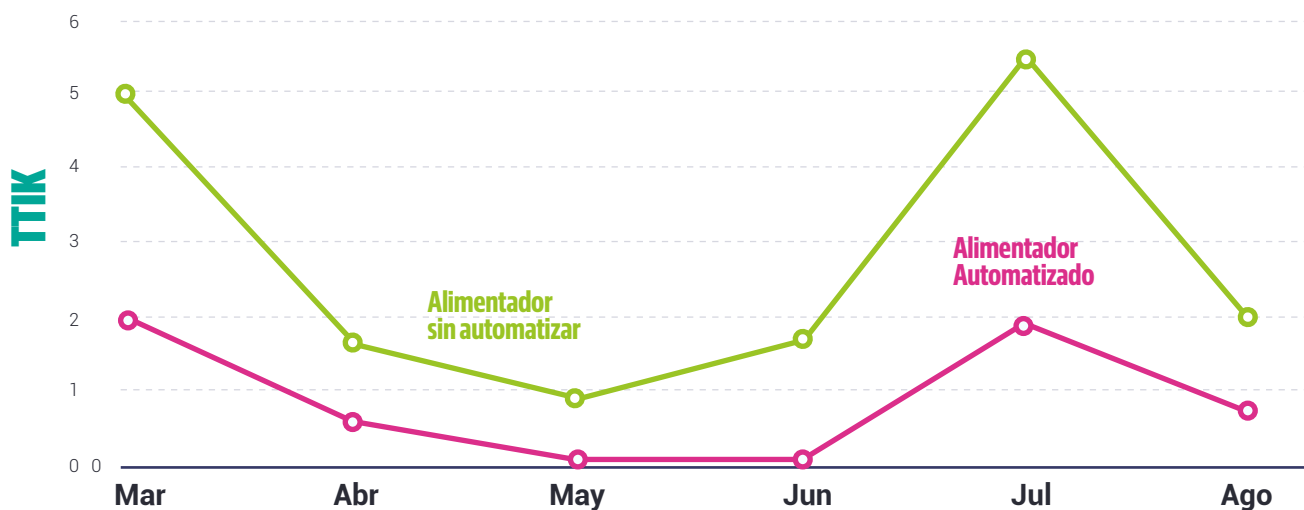
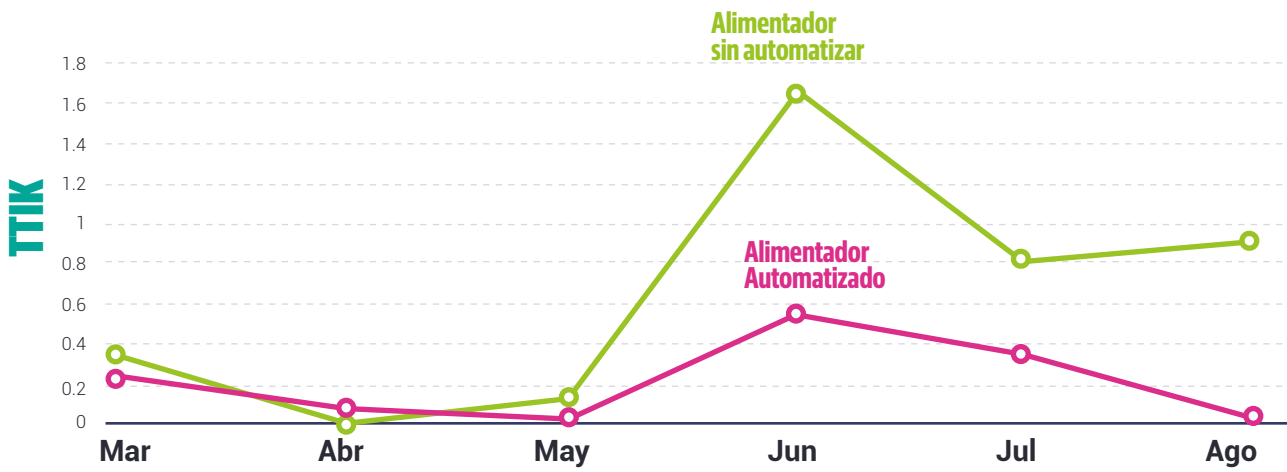
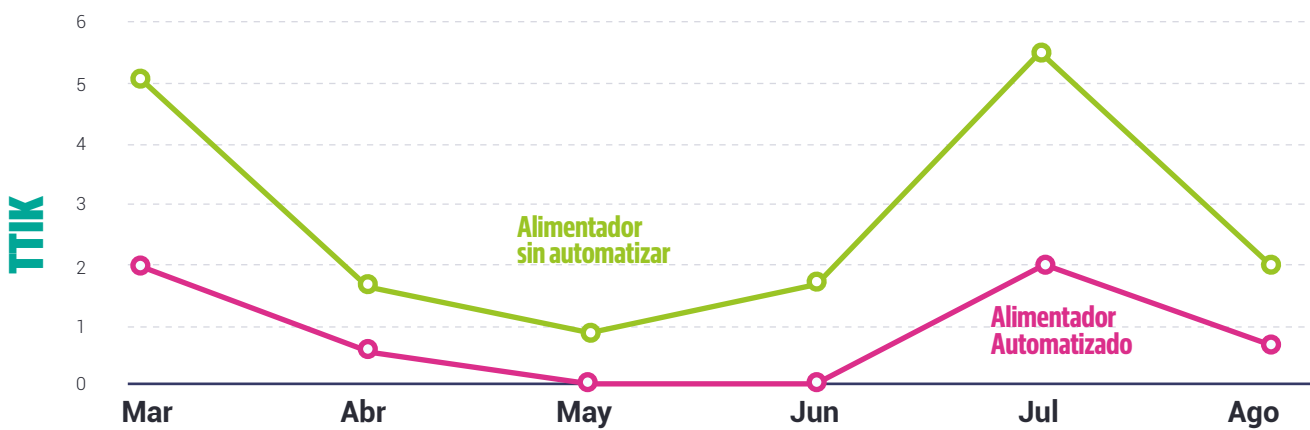
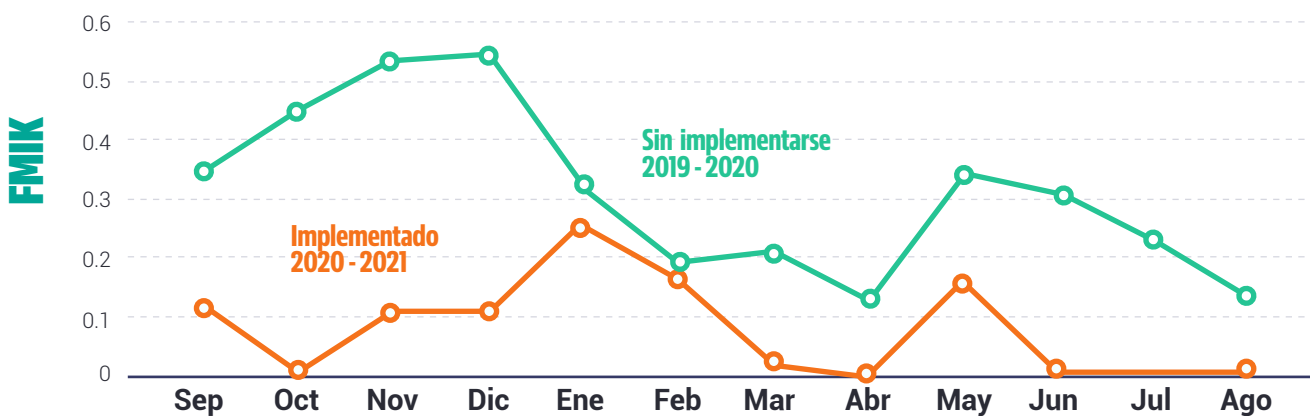
Figura Nro. 32: Indicador TTIK alimentador La Georgina

Figura Nro. 33: Indicador TTIK alimentador Multiplaza**Figura Nro. 34:** Indicador TTIK alimentador Penipe**Figura Nro. 35:** Indicador FMIK alimentador La Georgina

6.5 | CONCLUSIONES

- ✓ Con este desarrollo se ha conseguido disminuir los recursos y tiempos para la recomposición del suministro de energía eléctrica. Puede ser aplicado en los sistemas de distribución dependiendo de la política de operación de la empresa eléctrica, esta puede priorizar la reducción de pérdidas o la mejora en el indicador de continuidad del servicio.
- ✓ La programación es escalable además que puede incluir muchas otras funciones objetivas, como balanceo de carga, costos de conmutación y duración promedio de interrupción del sistema. Estas funciones objetivas podrían incluirse en un estudio futuro.
- ✓ Es necesario el reemplazo de seccionadores fusibles por seccionadores barra en la troncal de los alimentadores, para evitar la operación de estos ante fallas temporales.
- ✓ Para derivaciones primarias puede aplicarse el criterio salvar fusible con la utilización de curvas rápidas y lentas en los dispositivos de protección.
- ✓ Debe habilitarse al menos un recierre en reconectores y relés de cabecera. De la misma manera es necesario implementar cambios de grupo de protección.
- ✓ Se debe considerar todas las restricciones requeridas para las condiciones iniciales de la programación, con el fin de evitar afectaciones en la operación luego de su puesta en marcha.
- ✓ Es necesario mantener una discusión de criterios en función de: Operación y mantenimiento, coordinación de protecciones, flexibilidad de adaptación de programación, análisis de costo – beneficio con relación a mantenimiento y energía no suministrada, etc.
- ✓ La distancia entre relés de cabecera, FEEDER y MIDPOINT es muy corta a la fuente, debido a la topología de los alimentadores urbanos, por tal motivo es necesario una

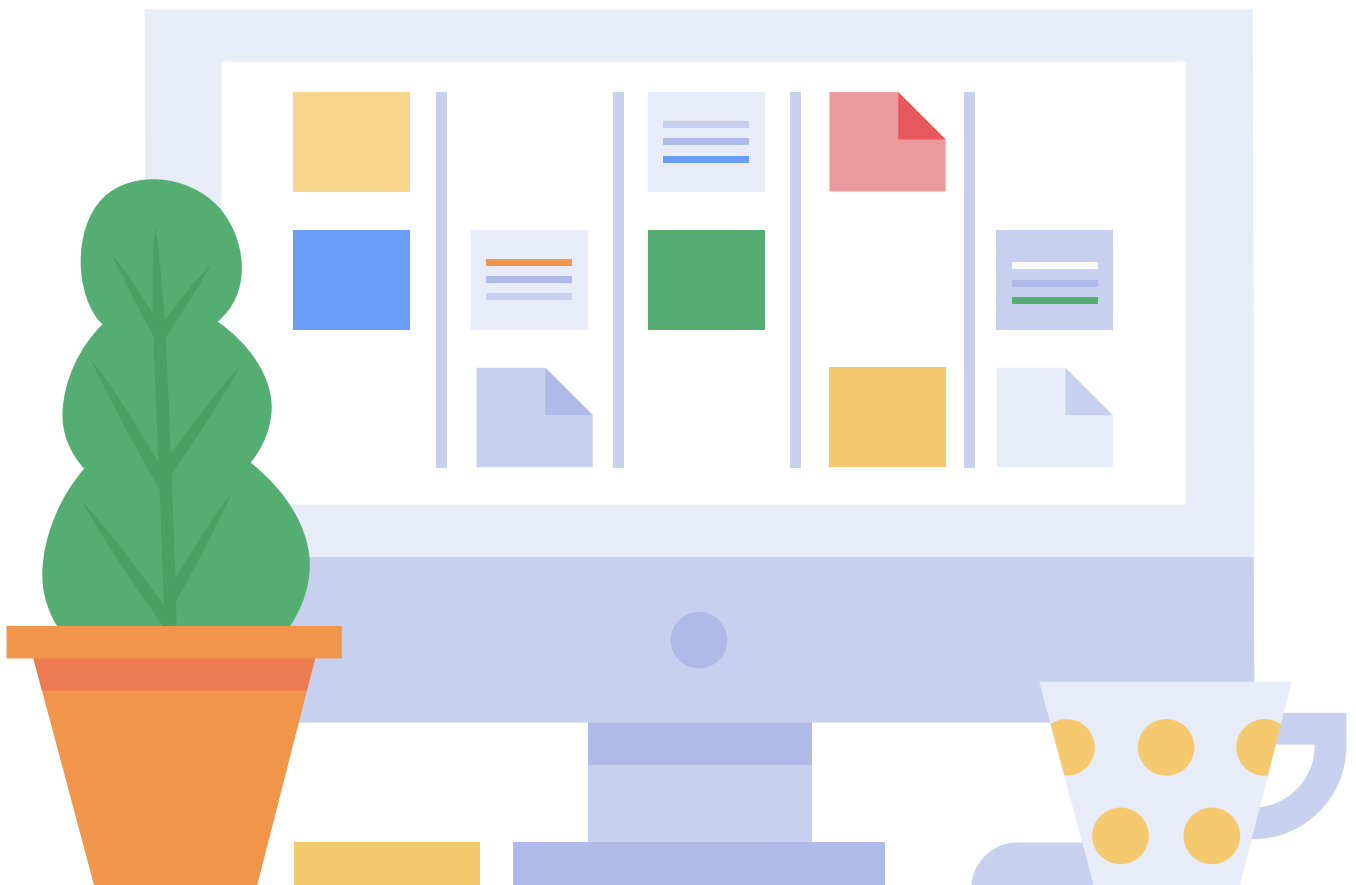
lógica de programación la misma que evalúa la corriente de pick up en cada equipo permitiendo así identificar el punto de la falla.



Su fácil identificación de la zona de falla ha permitido la pronta actuación y toma de decisiones para el mantenimiento correctivo, disminuyendo así los índices de la calidad del servicio técnico y en general de la calidad del servicio.



En los diferentes eventos de fallas el impacto en las redes es considerable dado que su solución generaba un mayor gasto en recursos, donde los grupos de trabajo realizaban inspecciones visuales en fin de poder localizar la causa de la falla para un posterior restablecimiento. Esto conllevó a la eliminación de seccionadores fusibles en troncal, siendo reemplazados por equipos de teleprotección, configurados en base a una coordinación de protecciones previa validación de pruebas sincronizadas con los equipos de inyección de corriente secundaria.



Créditos

ELABORACIÓN Y EDICIÓN



Marisol Díaz - PROFESIONAL 1



Fabricio Porras - PROFESIONAL



Iván Sánchez - ESPECIALISTA



Rodrigo Briones - PROFESIONAL



Andrés Chiles - ESPECIALISTA



David Quisimalín - ING. ELÉCTRICO



Diana Cajamarca - TÉCNICO



Christian Junia - ANALISTA



Edison Guanochoa - ING. ELÉCTRICO

● Dirección de Estudios e
Información del Sector
Eléctrico - ARCERNR

● E.E. Riobamba
Dirección de Distribución

Créditos

COORDINACIÓN GENERAL

Fabián Calero Freire
Coordinador Técnico de
Regulación y Control Eléctrico
- ARCERNNR

DIRECCIÓN GENERAL

Luis Dután Amay
Director de Estudios e
Información del Sector Eléctrico
- ARCERNNR

FOTOGRAFÍAS

E.E. Riobamba

Mario Alejandro Tapia

Marisol Díaz Espinoza

Ministerio de Transporte
y Obras Públicas

Ministerio de Turismo

Néstor Carrera

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Sofía Andrade
VISIONSPROF
Marisol Díaz Espinoza

AUSPICIO

Banco Interamericano de
Desarrollo –BID



CITAR ESTE DOCUMENTO COMO

Panorama Eléctrico, Edición 8
Quito – Ecuador, enero 2022
Todos los derechos reservados





**Agencia de Regulación y Control
de Energía y Recursos Naturales
No Renovables**

www.controrecursosyenergia.gob.ec

Quito: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de los Shyris
Armenia: Calle Estadio entre Manuela Cañizares y Lola Quintana