

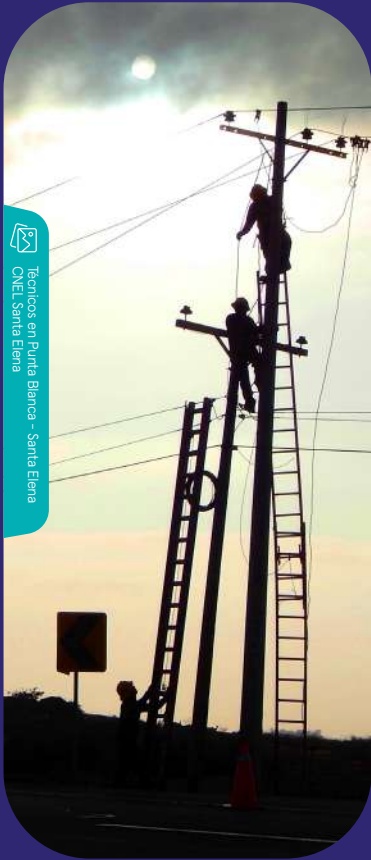


PANORAMA ELÉCTRICO



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

EDICIÓN 7
NOVIEMBRE 2021



📍
Técnicos en Punta Blanca - Santa Elena
CNEL Santa Elena



📍
Trabajo de linieros energizados - Quito
E.E. Quito



📍
Subestación Chone - Manabí
CNEL Manabí



📍
Volcán Cotopaxi Cara Sur - Cotopaxi
Marisol Díaz Espinoza



📍
Panorámica Loja - Loja
E.E. Sur



📍
Laguna de Pisayambo - Tungurahua
CELEC Hidroagoyán



📍
Centro Histórico de Quito - Pichincha
E.E. Quito



📍
Castillo de Ingapirca - Cañar
E.E. Azogues

CONTENIDO

CAPÍTULO

01

INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO1

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

CAPÍTULO

02

BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 11

CAPÍTULO

03

DEMANDA DE POTENCIA NACIONAL19

- 3.1 Demanda diaria, agosto 2021 19
- 3.2 Demanda máxima año móvil
(septiembre 2020 – agosto 2021) 20
- 3.3 Evolución histórica de la demanda
máxima, período 2011 – 2020 22

CAPÍTULO
04 PRODUCCIÓN
DE ENERGÍA 24

CAPÍTULO
05 PLAN ANUAL
DE OPERACIÓN
ESTADÍSTICA PAO 2022 29

5.1	Plazos de entrega de la información estadística y geográfica	29
5.2	Calendario estadístico 2022	33
5.3	Índice de oportunidad de la información estadística y geográfica	34
5.4	Índice de calidad de la información estadística y geográfica	35

CAPÍTULO
06 LÍNEA DE TIEMPO
GENERAL SOBRE LA NORMATIVA E
INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR
ELÉCTRICO

6.1	Resumen	37
6.2	Integración de la industria (1961-1996)	37
6.3	Segmentación vertical de la industria (1996-2008)	38
6.4	Integración de la industria (2008-presente)	38
6.5	Objetivos	39

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla Nro. 1:	Potencias nominal y efectiva (MW), 2011 - agosto 2021	1
Tabla Nro. 2:	Longitud de líneas de transmisión por nivel de voltaje, 2011 - agosto 2021..	5
Tabla Nro. 3:	Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica, agosto 2021	6
Tabla Nro. 4:	Cantidad de clientes, agosto 2021	7
Tabla Nro. 5:	Balance nacional de energía eléctrica	11
Tabla Nro. 6:	Demanda máxima diaria, agosto 2021 (MW)	19
Tabla Nro. 7:	Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil	20
Tabla Nro. 8:	Demanda máxima de potencia (MW), multianual	22
Tabla Nro. 9:	Energía bruta (GWh)	24
Tabla Nro. 10:	Plazos de entrega de información estadística y geográfica	30
Tabla Nro. 11:	Excepciones plazos de entrega	31

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura Nro. 1:	Comparativo de potencia nominal (MW), 2011 - agosto 2021	2
Figura Nro. 2:	Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - agosto 2021	3
Figura Nro. 3:	Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2011 - agosto 2021	5
Figura Nro. 4:	Número de clientes de las empresas eléctricas de distribución entre 2011 y agosto 2021	8
Figura Nro. 5:	Potencia nominal (MW), agosto 2021	12



Figura Nro. 6:	Potencia efectiva (MW), agosto 2021	12
Figura Nro. 7:	Producción de energía (GWh), año móvil a agosto 2021	13
Figura Nro. 8:	Producción de energía SNI (GWh), año móvil a agosto 2021	14
Figura Nro. 9:	Energía entregada para servicio público (GWh), año móvil a agosto 2021..	15
Figura Nro. 10:	Consumo de energía y pérdidas (GWh), año móvil a agosto 2021	17
Figura Nro. 11:	Demanda máxima diaria (MW), agosto 2021	19
Figura Nro. 12:	Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil	21
Figura Nro. 13:	Demanda máxima mensual (MW), año móvil	21
Figura Nro. 14:	Demanda máxima de potencia (MW), multianual	22
Figura Nro. 15:	Energía renovable (GWh), año móvil a agosto 2021	25
Figura Nro. 16:	Energía no renovable (GWh), año móvil a agosto 2021	25
Figura Nro. 17:	Energía bruta por tipo de fuente (GWh), año móvil a agosto 2021	26
Figura Nro. 18:	Energía bruta renovable y no renovable (GWh)	27
Figura Nro. 19:	Comparativo energía bruta (GWh)	27
Figura Nro. 20:	Calendario estadístico 2022	33
Figura Nro. 21:	Esquema de Línea de tiempo General sobre la Normativa e institucionalidad del Sector Eléctrico	40



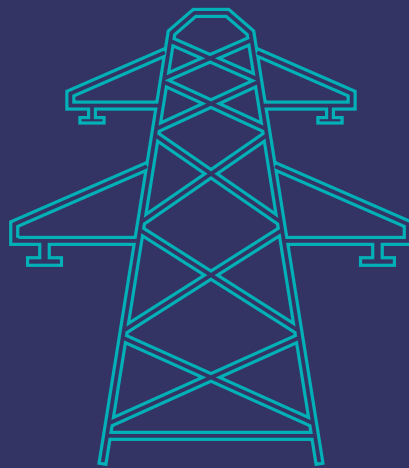
CONTENIDO DE MAPAS

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. 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 agosto de 2021; datos comparativos de infraestructura, balance nacional de energía, demanda máxima de potencia del sector eléctrico; además se incluye información referente al Plan de Operación Anual Estadístico del Sector Eléctrico del Ecuador y Línea de tiempo General sobre la Normativa e institucionalidad del Sector Eléctrico.



INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

CAPÍTULO

01

INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO








CAPÍTULO 01

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

	8.725,21 Potencia Nominal (MW)				8.098,37 Potencia Efectiva (MW)			
	Agosto 2021		2020		2011		Variación 2011 a Agosto 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⁾	7.348,68	7.039,55	7.340,26	7.039,55	4.380,55	4.201,17	67,76	67,56
 No Incorporado	1.376,53	1.058,82	1.372,04	1.055,70	800,68	594,51	71,92	78,10
Por Tipo de Energía								
 Renovable	5.299,09	5.254,95	5.299,09	5.254,95	2.338,15	2.303,01	126,64	128,18
 No Renovable	3.426,12	2.843,42	3.413,21	2.840,30	2.843,08	2.492,67	20,51	14,07
Por Empresa								
 Generadora	6.616,62	6.382,01	6.608,20	6.382,01	3.759,41	3.628,15	76,00	75,90
 Autogeneradora	1.656,98	1.334,83	1.652,49	1.331,70	918,28	712,35	80,44	87,38
 Distribuidora	451,61	381,54	451,61	381,54	503,54	455,18	(10,31)	(16,18)



(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 agosto de 2021.

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

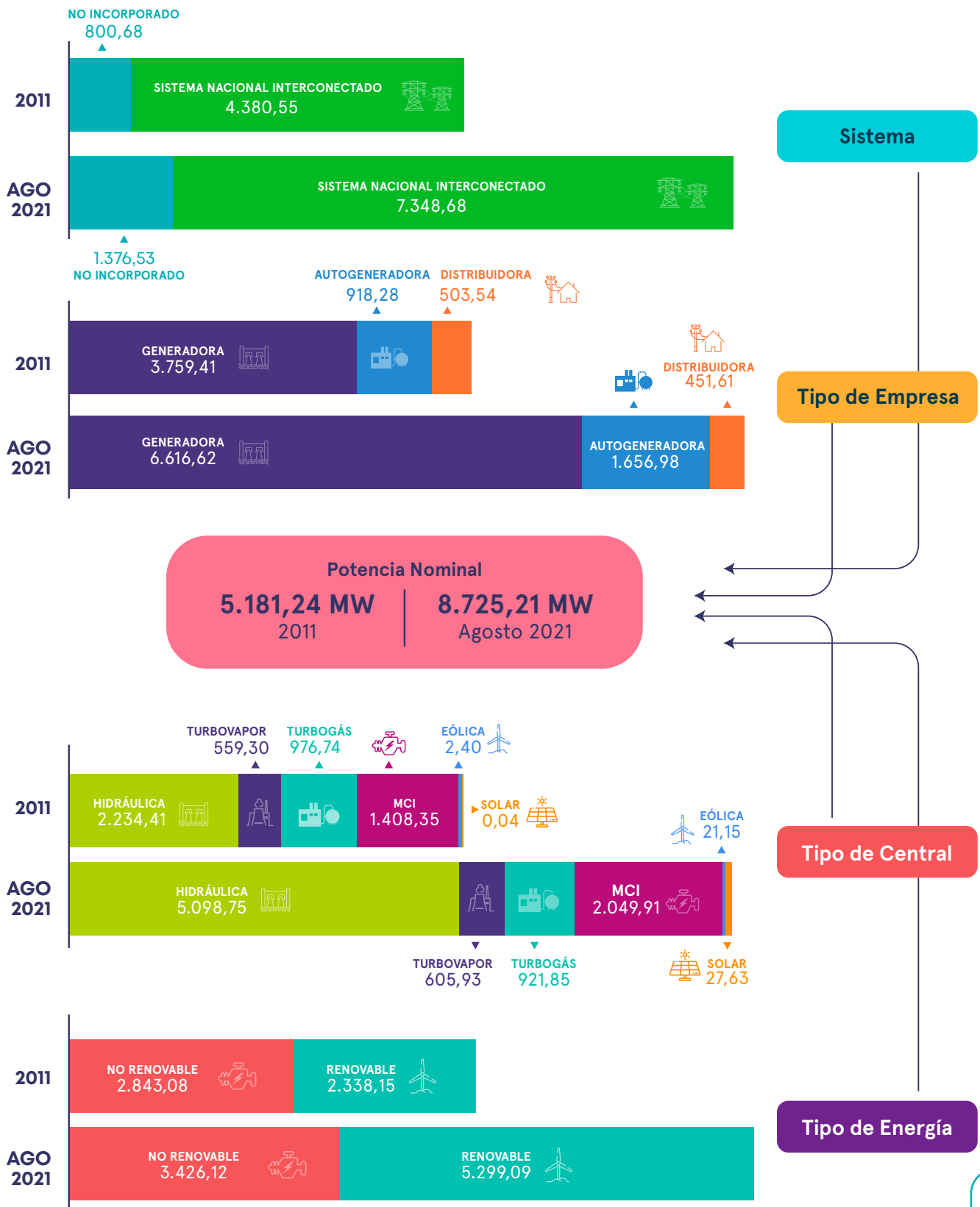
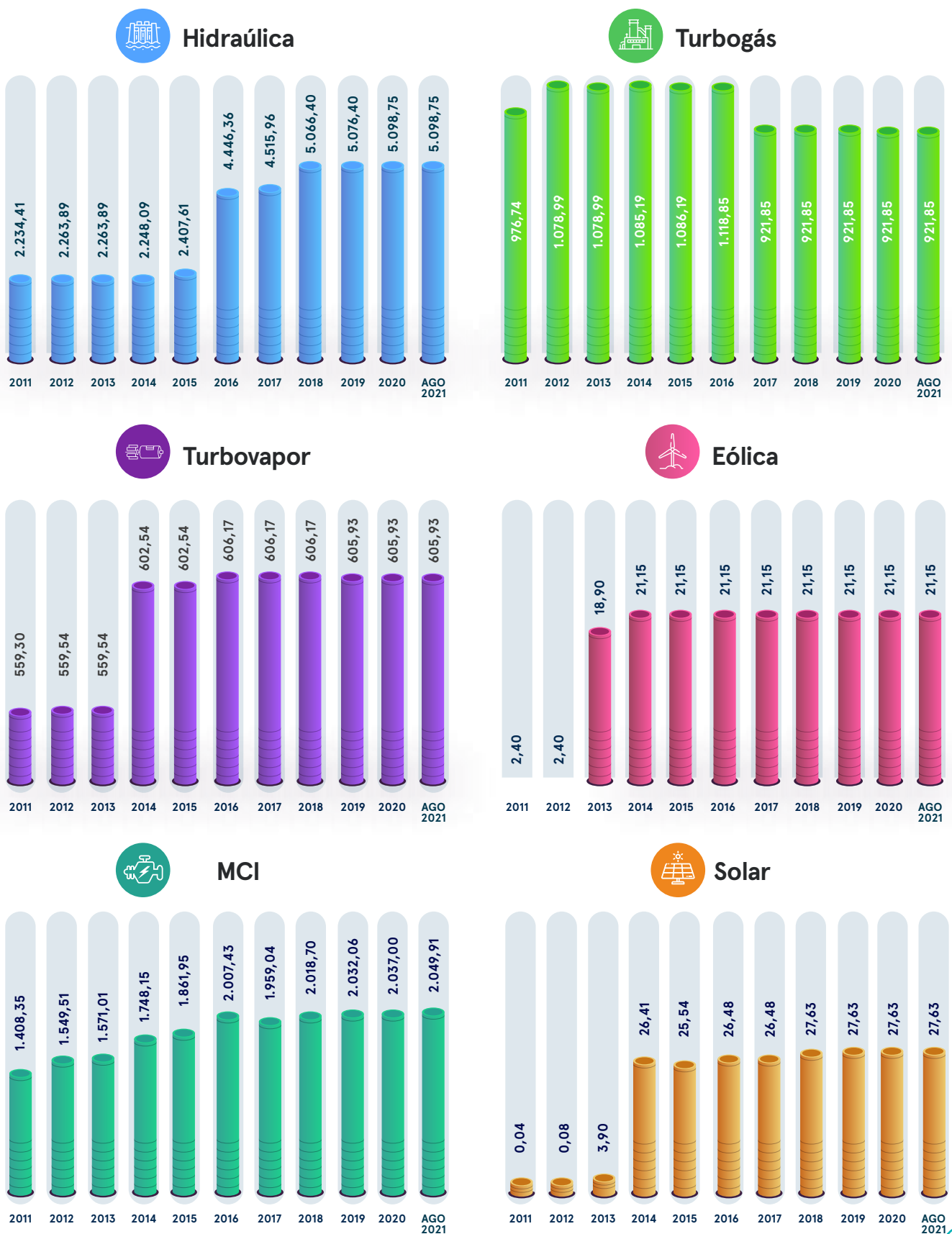
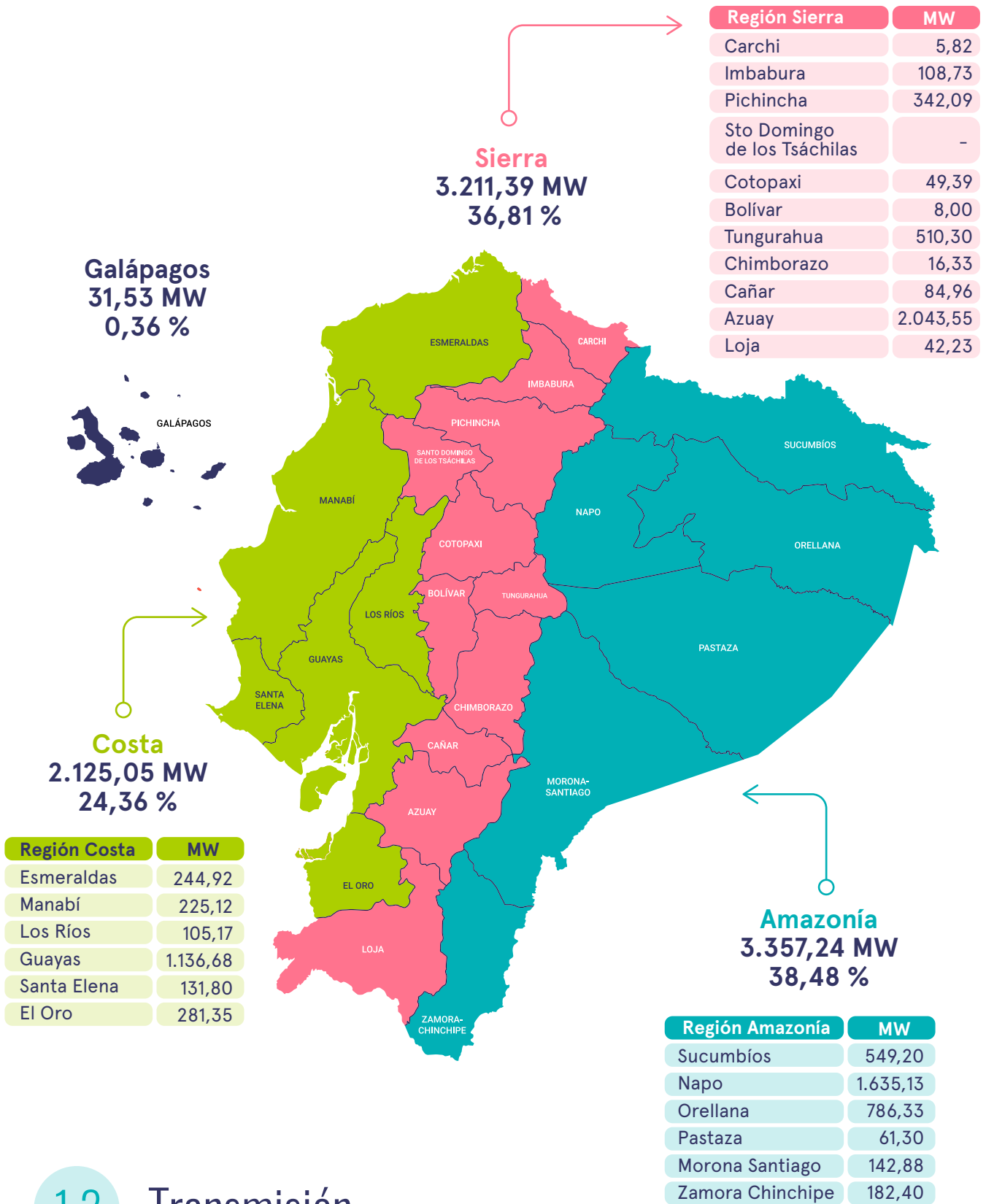


Figura Nro. 2: Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - agosto 2021



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 - agosto 2021



610,00 km
Línea a 500 kV

3.057,54 km
Línea a 230 kV

2.296,57 km
Línea a 138 kV

	Agosto 2021	2020	2011	Variación 2011 a Agosto 2021
SNI (*)	Longitud (km)	Longitud (km)	Longitud (km)	(%)
500 kV	610,00	610,00	-	-
230 kV	3.057,54	3.057,54	1.867,65	63,71
138 kV	2.296,57	2.296,57	1.794,72	27,96

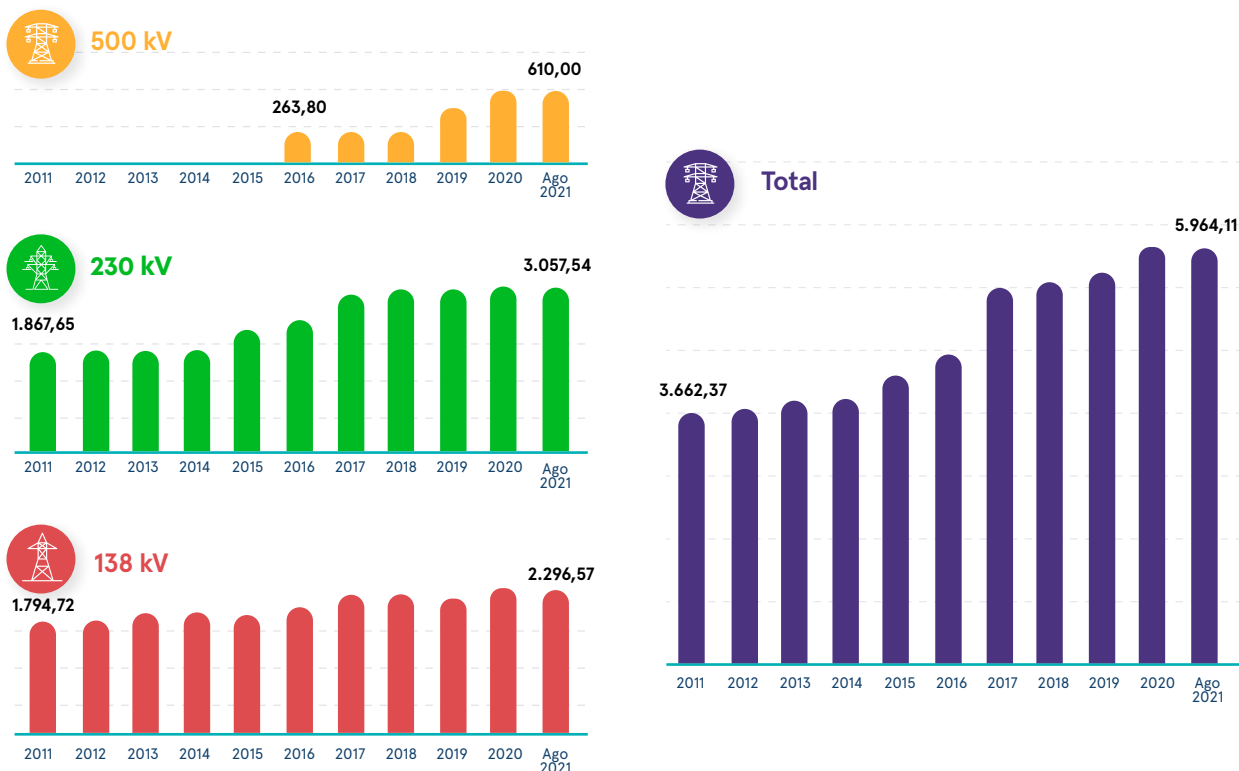
Líneas de Interconexión	Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
138 kV (Simple Circuito)	7,50	15,50
230 kV (Doble Circuito)	325,82	536,20



(*) Sistema Nacional Interconectado

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

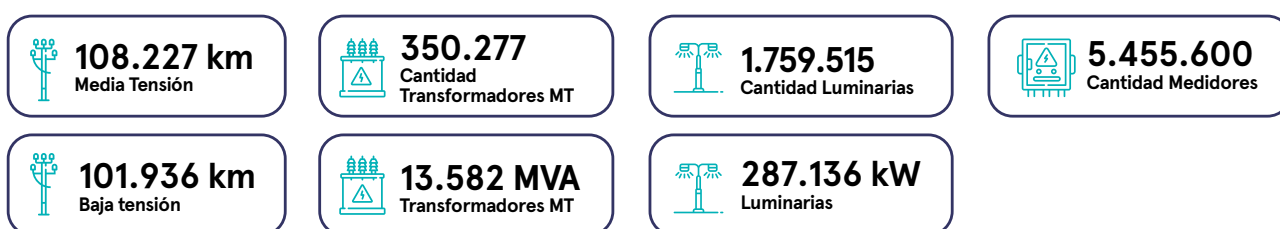
Figura Nro. 3: Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2011 - agosto 2021



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, agosto 2021



Empresa	Media tensión	Transformadores		Baja tensión	Luminarias		Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3.197	6.116	92	3.315	23.822	3.716	68.512
CNEL-El Oro	5.520	16.627	727	3.511	92.890	16.968	269.285
CNEL-Esmeraldas	4.807	10.058	326	2.926	52.585	9.417	130.141
CNEL-Guayaquil	2.866	36.643	2.495	5.255	178.101	29.111	718.230
CNEL-Guayas Los Ríos	8.425	33.011	1.287	5.662	102.867	19.158	360.232
CNEL-Los Ríos	3.667	10.887	349	2.214	35.088	6.382	141.633
CNEL-Manabí	8.228	29.099	854	6.523	125.180	22.969	336.579
CNEL-Milagro	4.259	12.879	395	2.187	51.600	9.846	157.111
CNEL-Sta. Elena	2.330	9.867	427	1.841	41.375	6.880	130.044
CNEL-Sto. Domingo	9.955	24.376	498	6.413	85.743	14.760	257.685
CNEL-Sucumbíos	5.234	10.107	273	4.640	50.596	6.507	102.427
E.E. Ambato	5.867	16.261	449	8.116	134.259	18.744	290.458
E.E. Azogues	832	2.184	60	1.494	18.058	3.055	39.250
E.E. Centro Sur	10.304	26.789	862	12.892	162.051	29.381	416.832
E.E. Cotopaxi	4.341	10.053	288	5.854	54.042	8.083	150.593
E.E. Galápagos	343	1.187	40	263	6.293	716	13.511
E.E. Norte	6.191	17.995	511	7.055	114.680	15.978	260.451
E.E. Quito	9.095	42.682	2.975	10.819	291.599	47.792	1.211.787
E.E. Riobamba	4.279	14.315	296	5.407	69.059	8.992	182.890
E.E. Sur	8.490	19.141	376	5.549	69.627	8.681	217.949

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

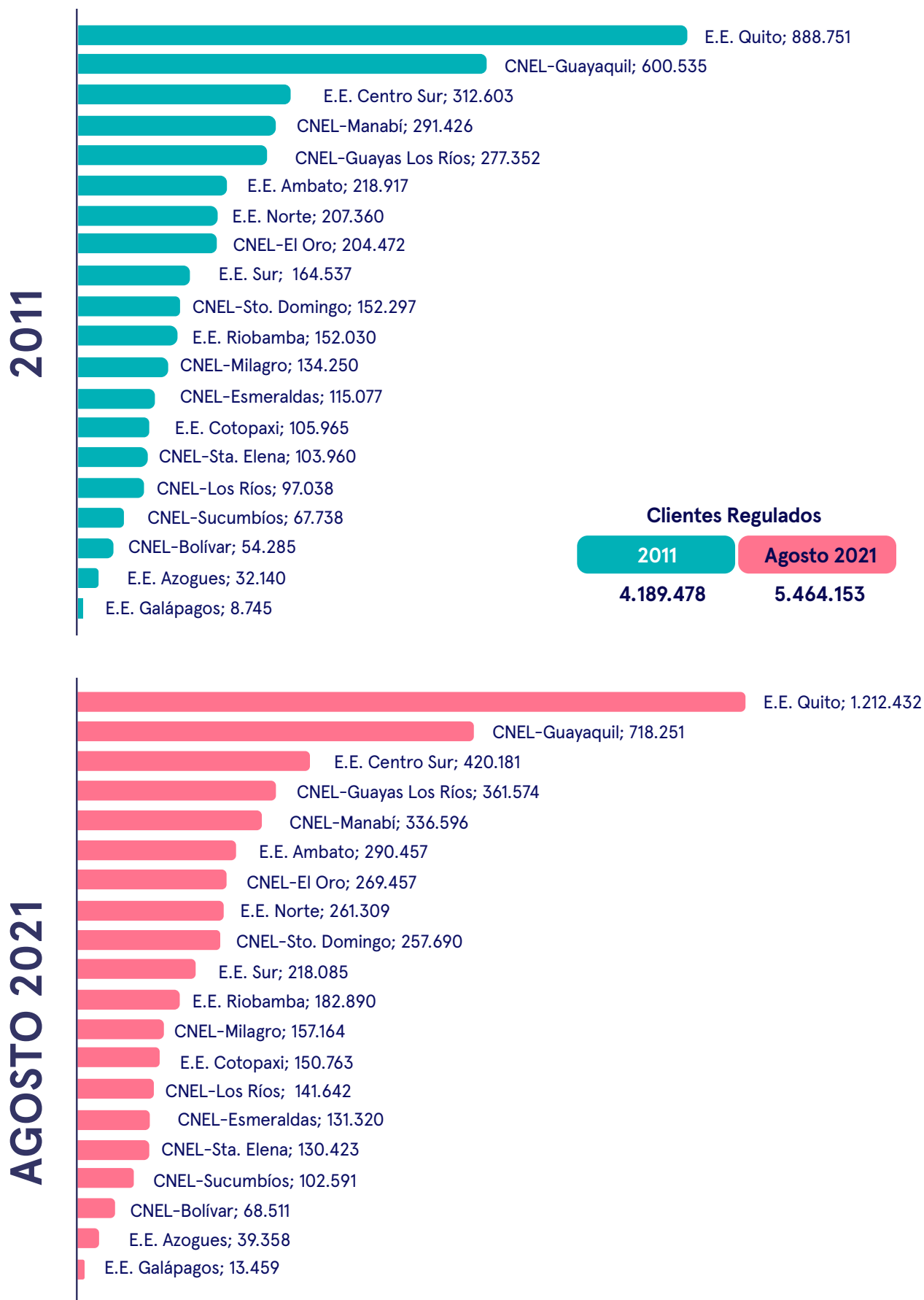
Tabla Nro. 4: Cantidad de clientes, agosto 2021

Empresa	Clientes Regulados				Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Regulados	No Regulados	General
CNEL-Guayaquil	633.699	77.233	2.244	5.075	718.251	44	718.295
CNEL-Guayas Los Ríos	334.930	20.053	830	5.761	361.574	23	361.597
CNEL-Manabí	312.212	18.498	581	5.305	336.596	12	336.608
CNEL-EI Oro	242.308	21.631	1.651	3.867	269.457	2	269.459
CNEL-Sto. Domingo	229.198	24.962	277	3.253	257.690	4	257.694
CNEL-Milagro	142.906	12.456	161	1.641	157.164	5	157.169
CNEL-Esmeraldas	120.017	8.504	367	2.432	131.320	3	131.323
CNEL-Los Ríos	131.905	7.593	364	1.780	141.642	2	141.644
CNEL-Sta. Elena	118.319	9.704	204	2.196	130.423	4	130.427
CNEL-Sucumbios	87.502	12.115	490	2.484	102.591	2	102.593
CNEL-Bolívar	63.484	3.447	128	1.452	68.511	-	68.511
CNEL EP	2.416.480	216.196	7.297	35.246	2.675.219	101	2.675.320
E.E. Quito	1.044.853	138.203	12.566	16.810	1.212.432	85	1.212.517
E.E. Centro Sur	372.679	35.815	5.174	6.513	420.181	9	420.190
E.E. Ambato	249.972	28.804	6.249	5.432	290.457	6	290.463
E.E. Norte	228.058	26.394	2.709	4.148	261.309	7	261.316
E.E. Sur	191.618	18.395	1.355	6.717	218.085	3	218.088
E.E. Riobamba	160.124	18.753	718	3.295	182.890	2	182.892
E.E. Cotopaxi	132.966	11.627	3.771	2.399	150.763	4	150.767
E.E. Azogues	35.703	2.648	463	544	39.358	1	39.359
E.E. Galápagos	10.541	2.189	187	542	13.459	-	13.459
Empresas Eléctricas	2.426.514	282.828	33.192	46.400	2.788.934	117	2.789.051
Total	4.842.994	499.024	40.489	81.646	5.464.153	218	5.464.371

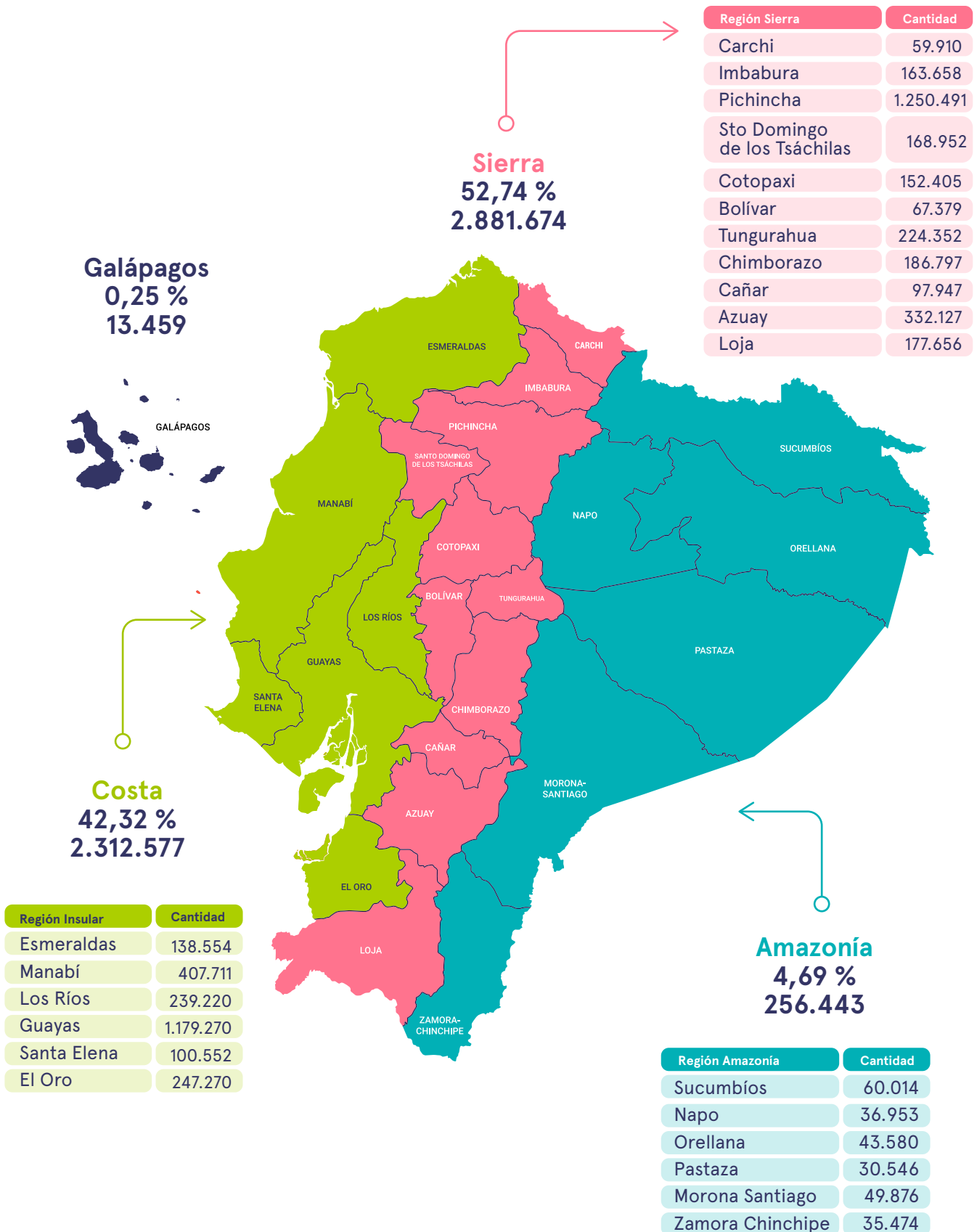
En la tabla Nro. 4 no se contabiliza como clientes regulados a los suministros asociados con la prestación del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG) que fueron reportados por las distribuidoras; esto considerando lo estipulado en la Regulación denominada “Prestación del Servicio de Alumbrado Público 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 agosto 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 agosto 2021



Mapa Nro. 2: Clientes por provincia





BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPÍTULO

02

BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPÍTULO 02

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)

	Ago 2021 (MW)	2020 (MW)	Variación Ago 2021 - 2020 (%)		Ago 2021 (MW)	2020 (MW)	Variación Ago 2021 - 2020 (%)
Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica	8.725,21	8.712,29	0,15	Potencia Efectiva en Generación de Energía Eléctrica	8.098,37	8.095,25	0,04
Renovable	5.299,09	5.299,09	-	Renovable	5.254,95	5.254,95	-
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	27,63	27,63	-	Fotovoltaica	26,74	26,74	-
Biomasa	144,30	144,30	-	Biomasa	136,40	136,40	-
Biogás	7,26	7,26	-	Biogás	6,50	6,50	-
No Renovable	3.426,12	3.413,21	0,38	No Renovable	2.843,42	2.840,30	0,11
MCI	2.042,65	2.029,74	0,64	MCI	1.636,37	1.633,25	0,19
Turbogás	921,85	921,85	-	Turbogás	775,55	775,55	-
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), agosto 2021

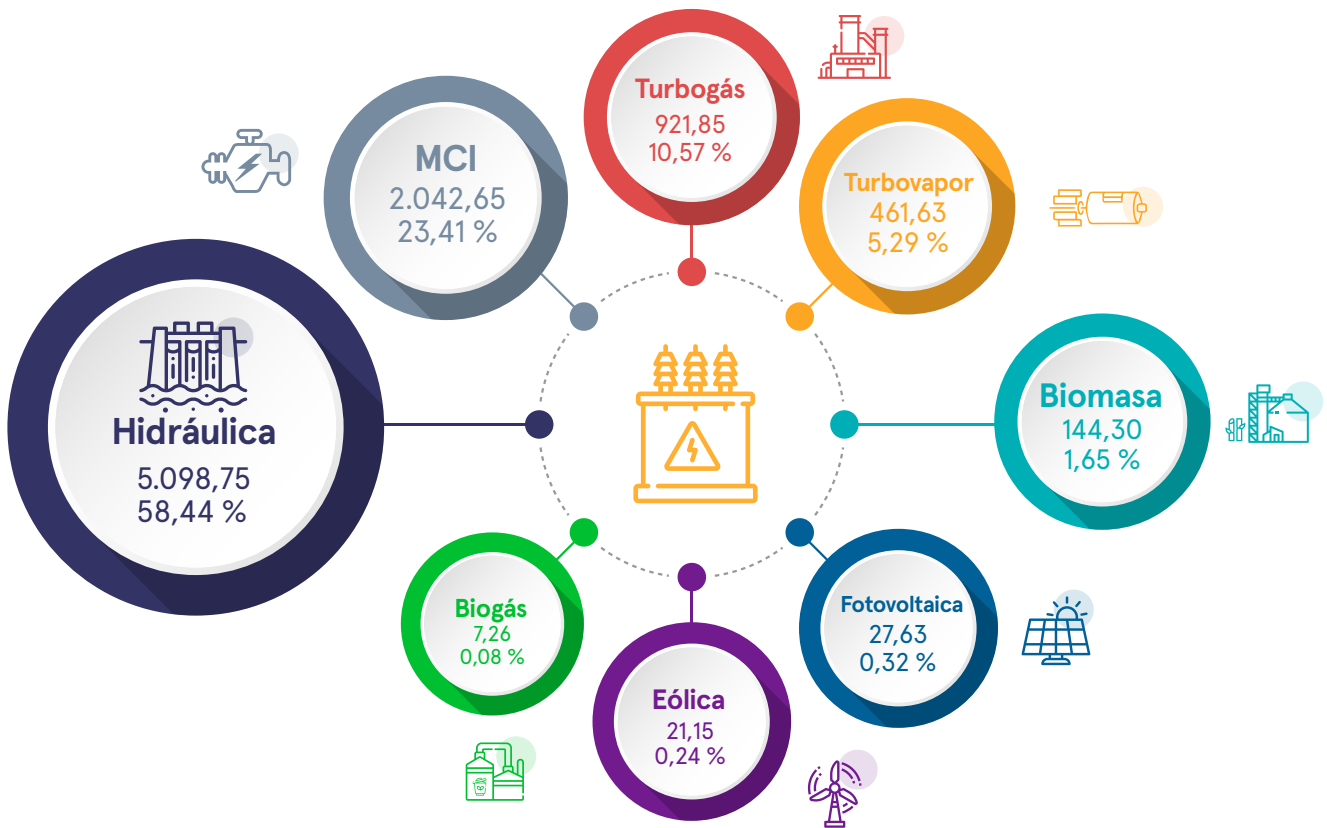


Figura Nro. 6: Potencia efectiva (MW), agosto 2021



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











	Ago 2021 (GWh)	Año móvil a agosto 2021 (sep 2020 - ago 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a ago 2021 - 2020 (%)
Producción de Energía e Importaciones	2.735,81	32.295,50	31.498,80	2,53
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.709,93	32.015,84	31.248,00	2,46
Renovable	2.169,70	25.428,00	24.918,71	2,04
Hidráulica 	2.092,60	24.875,13	24.333,26	2,23
Eólica 	7,59	68,94	77,10	(10,59)
Fotovoltaica 	2,96	37,45	37,76	(0,83)
Biomasa 	63,03	403,66	426,59	(5,38)
Biogás 	3,53	42,82	43,99	(2,66)
No Renovable	540,23	6.587,84	6.329,29	4,08
MCI 	388,64	4.806,97	4.422,11	8,70
Turbogás 	85,78	948,94	981,75	(3,34)
Turbovapor 	65,81	831,93	925,43	(10,10)
Importación	25,88	279,66	250,79	11,51
Colombia 	25,88	279,66	250,79	11,51
Perú 	-	-	-	-

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

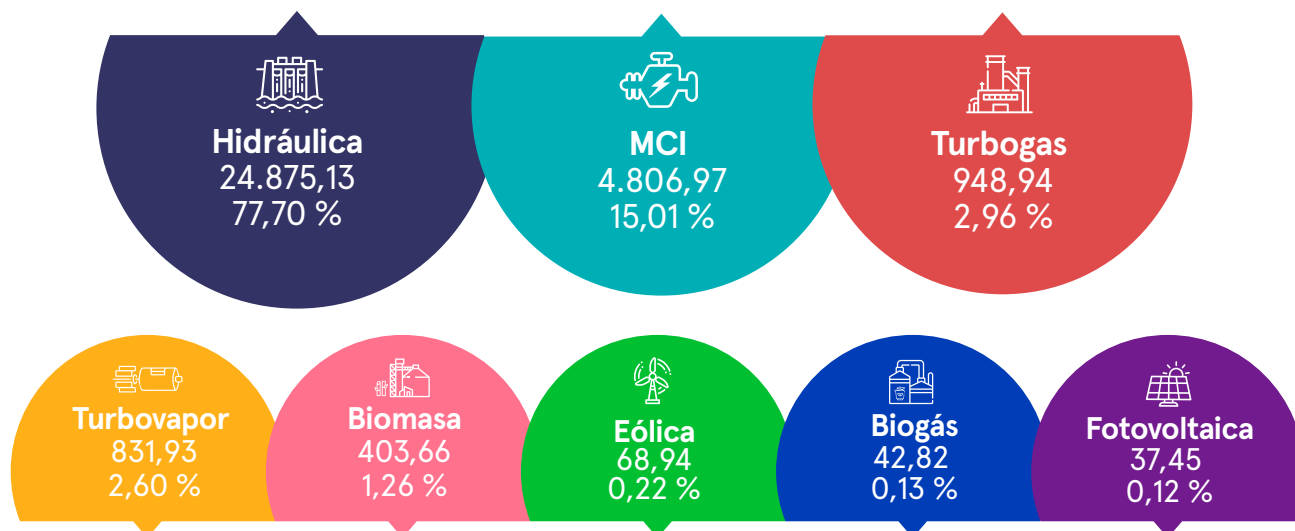


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (3/6)

	Ago 2021 (GWh)	Año móvil a agosto 2021 (sep 2020 - ago 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a ago 2021 - 2020 (%)
Producción e Importaciones SNI	2.349,16	27.930,53	27.551,32	1,38
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.323,29	27.650,87	27.300,52	1,28
Renovable	2.167,92	25.402,70	24.888,89	2,06
Hidráulica	2.091,16	24.855,98	24.312,85	2,23
Eólica	7,49	66,14	71,64	(7,68)
Fotovoltaica	2,72	34,10	33,82	0,84
Biomasa	63,03	403,66	426,59	(5,38)
Biogás	3,53	42,82	43,99	(2,66)
No Renovable	155,36	2.248,17	2.411,63	(6,78)
MCI	42,11	799,71	783,10	2,12
Turbogás	49,99	635,01	708,16	(10,33)
Turbovapor	63,26	813,45	920,37	(11,62)
Importación	25,88	279,66	250,79	11,51
Colombia	25,88	279,66	250,79	11,51
Perú	-	-	-	-

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

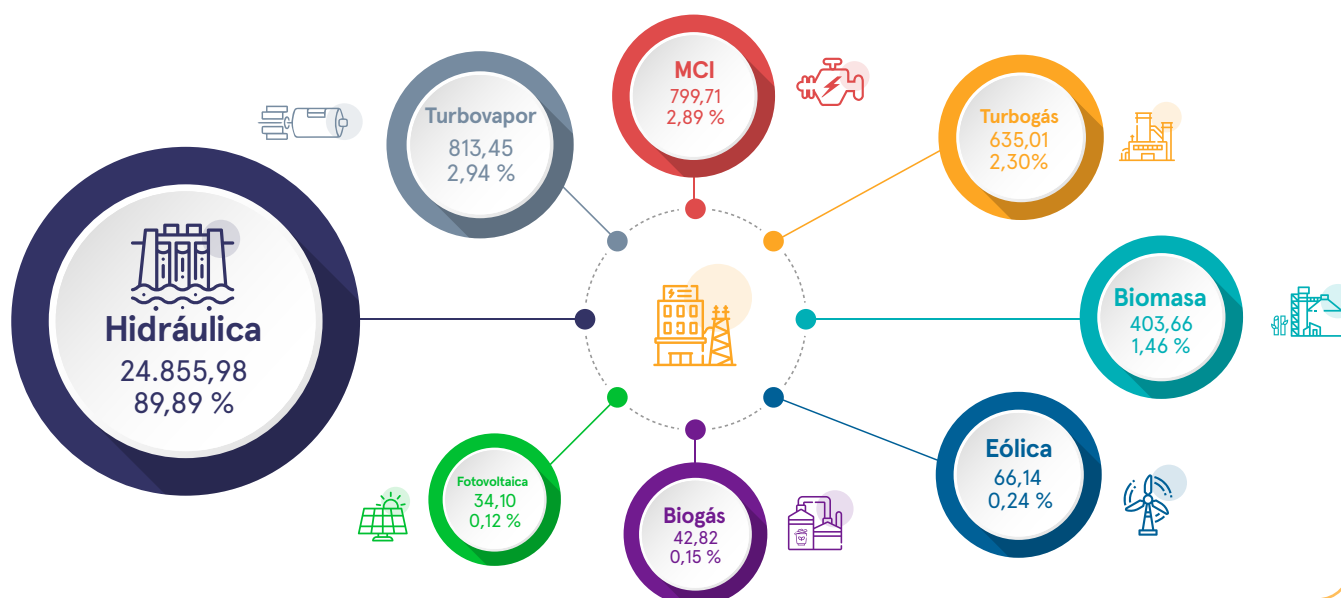


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (4/6)

	Ago 2021 (GWh)	Año móvil a agosto 2021 (sep 2020 - ago 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a ago 2021 - 2020 (%)
Energía Entregada para Servicio Público	2.160,34	25.993,66	25.855,09	0,54
Nacional (Renovable + No Renovable)	2.134,46	25.714,00	25.604,29	0,43
Renovable	2.004,53	23.745,62	23.444,65	1,28
Hidráulica	1.965,69	23.431,01	23.107,39	1,40
Eólica	7,46	67,46	75,23	(10,34)
Fotovoltaica	2,89	36,73	37,19	(1,23)
Biomasa	24,96	167,85	181,21	(7,37)
Biogás	3,53	42,57	43,62	(2,41)
No Renovable	129,93	1.968,38	2.159,64	(8,86)
MCI	23,06	606,83	623,58	(2,69)
Turbogás	48,58	615,71	686,77	(10,35)
Turbovapor	58,29	745,84	849,29	(12,18)
Importación	25,88	279,66	250,79	11,51
Colombia	25,88	279,66	250,79	11,51
Perú	-	-	-	-

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

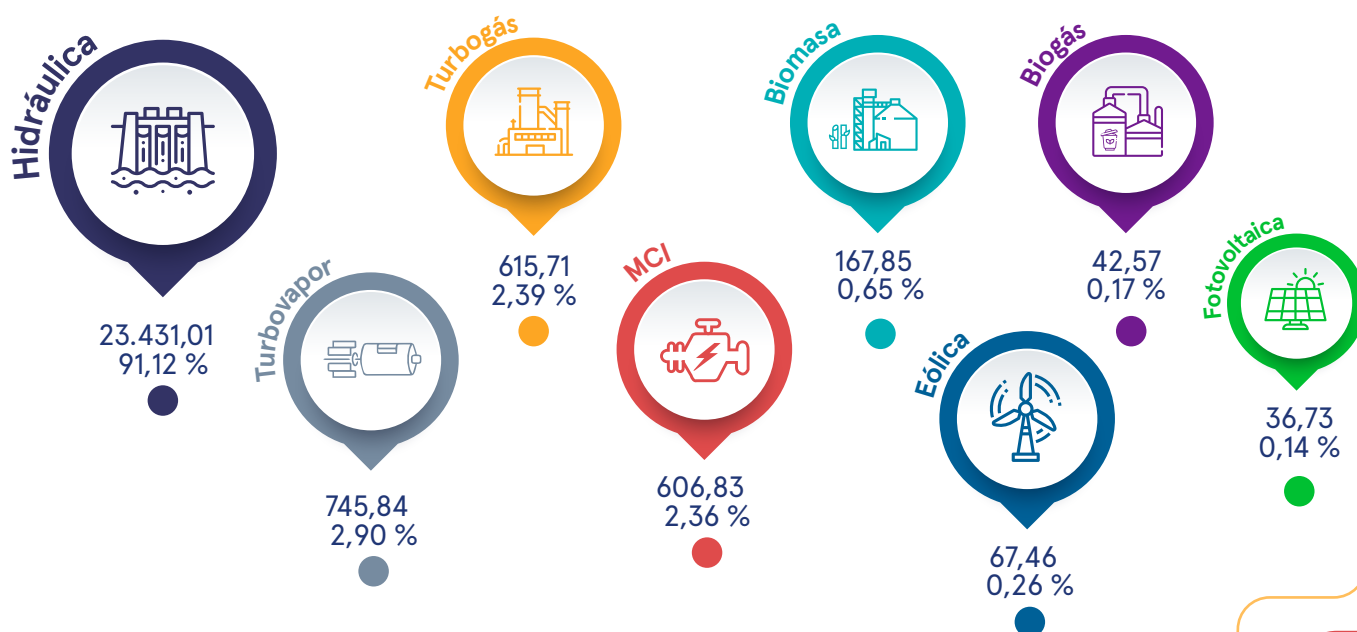


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (5/6)






	Ago 2021 (GWh)	Año móvil a agosto 2021 (sep 2020 - ago 2021) (GWh)	2020 (GWh)	Variación Año móvil a ago 2021 - 2020 (%)
Energía Entregada	2.305,75	27.576,74	26.000,50	6,06
Servicio Público	2.160,34	25.993,66	25.855,09	0,54
Demanda No Regulada	145,41	1.583,08	145,41	988,68
Pérdidas de energía en Transmisión	109,50	1.200,65	(56,50)	(2.225,21)
Energía Disponible	2.196,25	26.376,09	26.057,00	1,22
Exportación	8,84	425,84	1.340,63	(68,24)
Colombia	0,64	385,04	1.301,96	(70,43)
Perú	8,20	40,80	38,66	5,52
Sistemas de Distribución	2.187,41	25.950,25	24.716,37	4,99
Consumo Total Energía Eléctrica (*)	1.902,74	22.593,69	21.556,06	4,81
Pérdidas de energía en Distribución	284,67	3.356,56	3.160,31	6,21
Técnicas	140,34	1.733,45	1.698,45	2,06
No Técnicas	144,33	1.623,11	1.461,86	11,03
	%	%	%	Puntos porcentuales
Pérdidas porcentuales en Distribución	13,01	12,93	12,79	0,15
Técnicas	6,42	6,68	6,87	(0,19)
No Técnicas	6,60	6,25	5,91	0,34



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



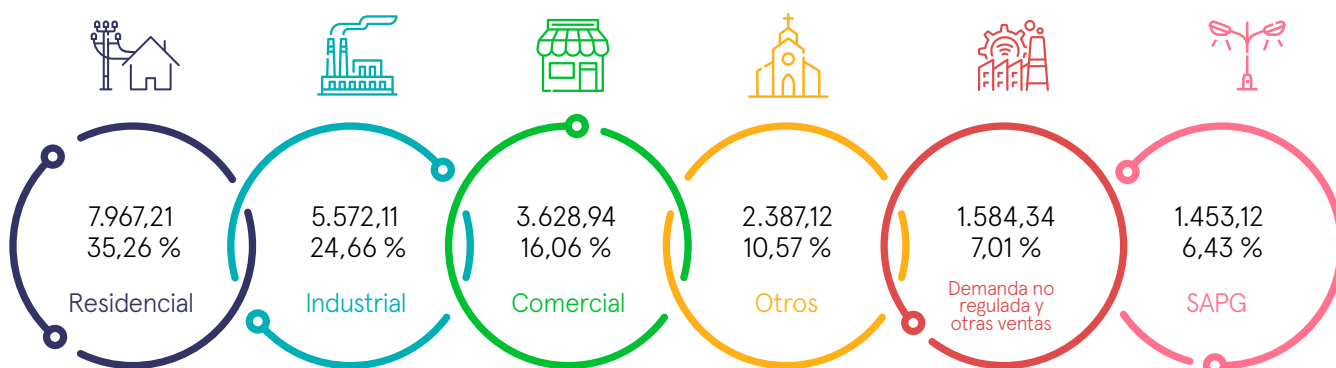
Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (6/6)

	Ago 2021	Año móvil a agosto 2021 (sep 2020 - ago 2021)	2020	Variación Año móvil a ago 2021 - 2020
	GWh	GWh	GWh	%
Energía Facturada por Servicio Eléctrico	1.907,36	22.592,84	21.558,87	4,80
Demanda Regulada	1.761,84	21.008,50	20.095,49	4,54
Residencial 	634,86	7.967,21	8.063,22	(1,19)
Industrial 	480,23	5.572,11	4.820,99	15,58
Comercial 	313,18	3.628,94	3.420,06	6,11
Otros 	209,83	2.387,12	2.348,51	1,64
SAPG 	123,73	1.453,12	1.442,71	0,72
Demanda No Regulada y Otras Ventas (*)	145,52	1.584,34	1.463,38	8,27
Valores Facturados y Recaudados	MUSD	MUSD	MUSD	%
Facturación por Servicio Eléctrico	163,52	1.949,57	1.861,62	4,72
Recaudación por Servicio Eléctrico	166,26	1.906,10	1.516,97	25,65
Indicadores de Calidad del Servicio Técnico	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	%
FMIK	0,35	5,15	6,05	(14,94)
TTIK	0,54	6,51	7,66	(14,97)



(*) 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 y pérdidas (GWh), año móvil a agosto 2021





DEMANDA DE POTENCIA NACIONAL

CAPÍTULO

03

DEMANDA DE POTENCIA NACIONAL

CAPÍTULO 03

3.1 Demanda diaria, agosto 2021

En la tabla Nro. 6 y figura Nro. 11, se presentan las demandas de potencia máximas diarias de agosto de 2021; cuyo valor máximo mensual se registró el 31 de agosto, que ascendió a 3.960,89 MW.

Tabla Nro. 6: Demanda máxima diaria, agosto 2021 (MW)

Semana	Fecha	Potencia (MW)	Semana	Fecha	Potencia (MW)	Semana	Fecha	Potencia (MW)	Semana	Fecha	Potencia (MW)	Semana	Fecha	Potencia (MW)
1	1/8/21	3.393,32	2	8/8/21	3.440,98	3	15/8/21	3.441,13	4	22/8/21	3.439,91	5	29/8/21	3.373,17
	2/8/21	3.739,46		9/8/21	3.521,50		16/8/21	3.719,84		23/8/21	3.892,73		30/8/21	3.863,00
	3/8/21	3.893,58		10/8/21	3.821,66		17/8/21	3.776,99		24/8/21	3.922,84		31/8/21	3.960,89
	4/8/21	3.772,57		11/8/21	3.786,32		18/8/21	3.854,79		25/8/21	3.944,18			
	5/8/21	3.827,16		12/8/21	3.843,41		19/8/21	3.793,75		26/8/21	3.912,03			
	6/8/21	3.760,22		13/8/21	3.735,92		20/8/21	3.829,53		27/8/21	3.796,43			
	7/8/21	3.445,81		14/8/21	3.545,70		21/8/21	3.516,26		28/8/21	3.651,96			


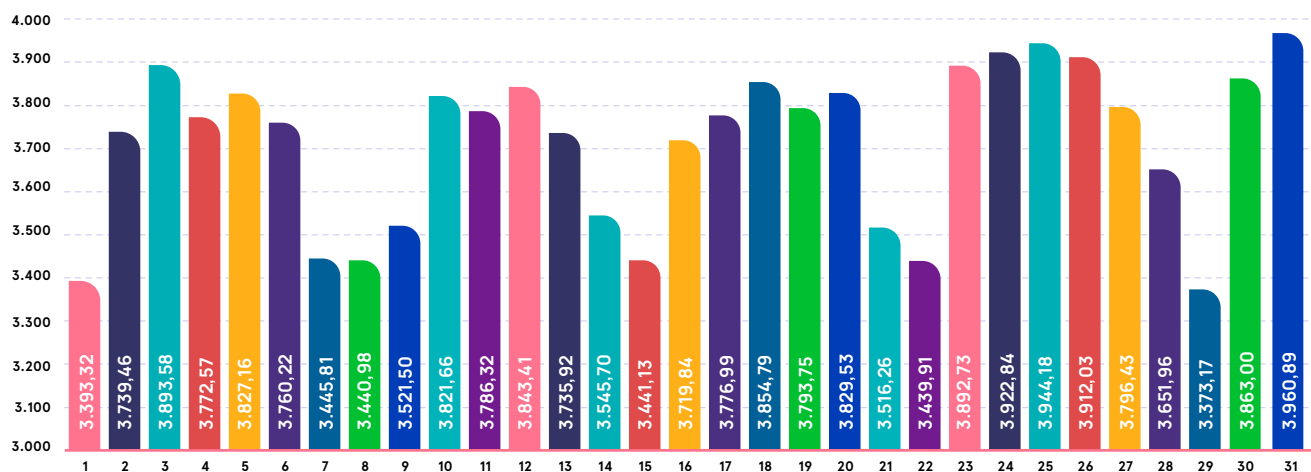


Figura Nro. 11: Demanda máxima diaria (MW), agosto 2021



3.2

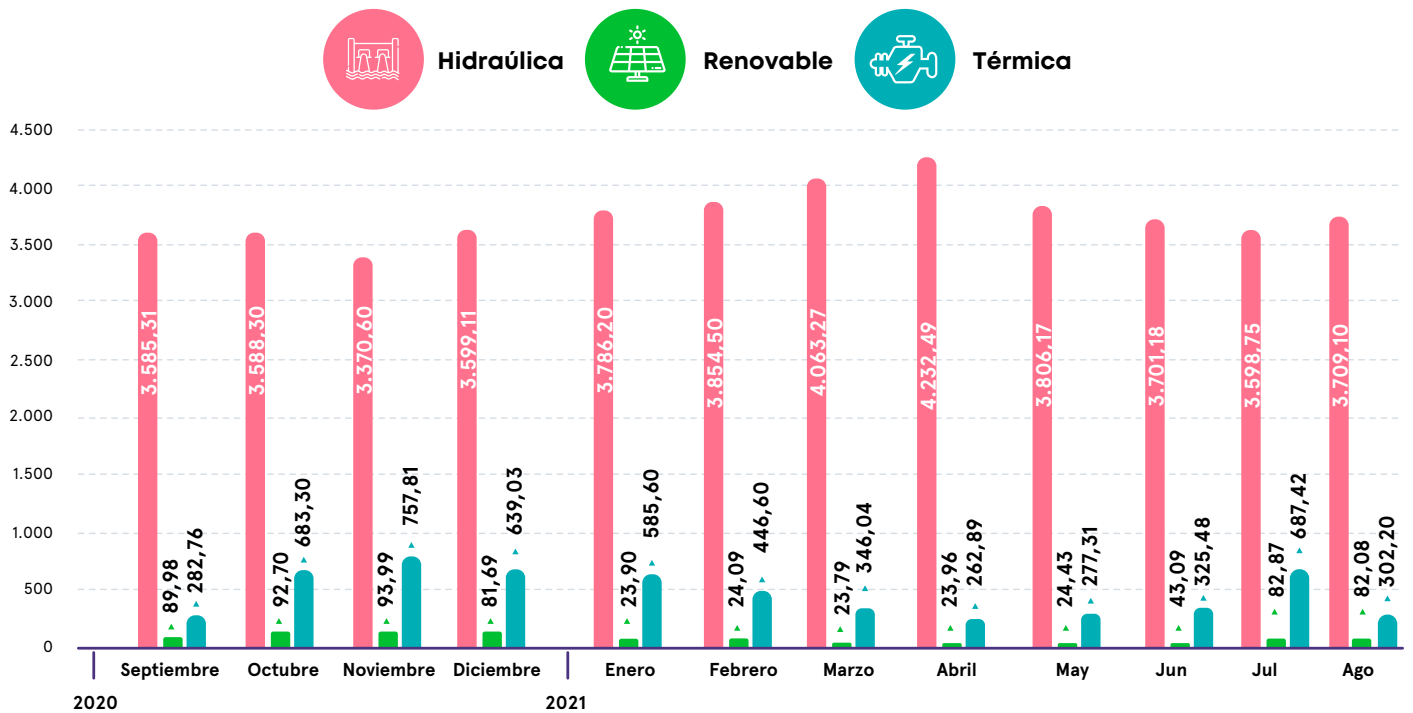
Demanda máxima año móvil (septiembre 2020 – agosto 2021)

En la tabla Nro. 7 y figura Nro. 12 se observan las demandas de potencia máximas por tipo de generación del año móvil (septiembre 2020 – agosto 2021); dentro de demanda de energía renovable, se incluyen las centrales eólicas, fotovoltaicas y de biomasa.

Tabla Nro. 7: Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil

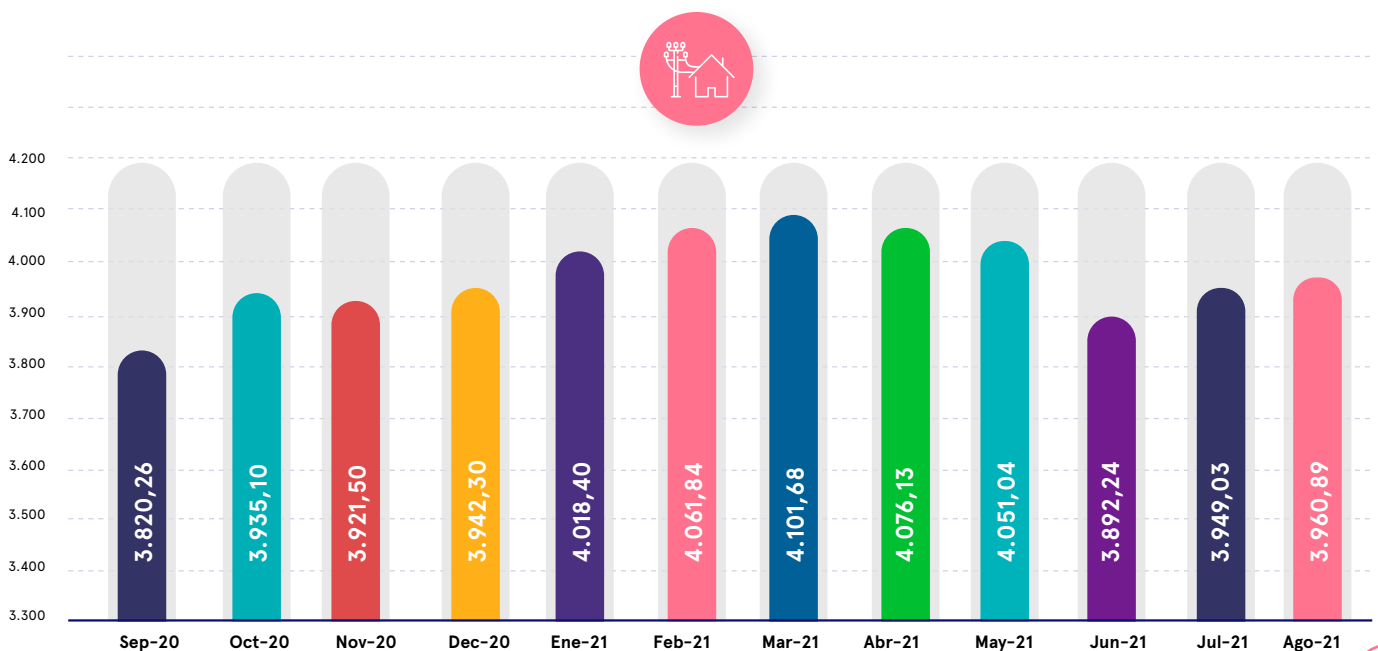
Año	Mes	Hidráulica	Renovable	Térmica	Potencia máxima Mensual
2020	Septiembre	3.585,31	89,98	282,76	3.820,26
	Octubre	3.588,30	92,70	683,30	3.935,10
	Noviembre	3.370,60	93,99	757,81	3.921,50
	Diciembre	3.599,11	81,69	639,03	3.942,30
2021	Enero	3.786,20	23,90	585,60	4.018,40
	Febrero	3.854,50	24,09	446,60	4.061,84
	Marzo	4.063,27	23,79	346,04	4.101,68
	Abril	4.232,49	23,96	262,89	4.076,13
	Mayo	3.806,17	24,43	277,31	4.051,04
	Junio	3.701,18	43,09	325,48	3.892,24
	Julio	3.598,75	82,87	687,42	3.949,03
	Agosto	3.709,10	82,08	302,20	3.960,89

Figura Nro. 12: Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil



En la figura Nro. 13, se presentan las demandas de potencia máximas del año móvil (septiembre 2020 – agosto 2021); en marzo de 2021 se registró la demanda máxima del período, la cual alcanzó 4.101,68 MW siendo la potencia proveniente de centrales hidroeléctricas la predominante con 4.063,27 MW.

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



3.3

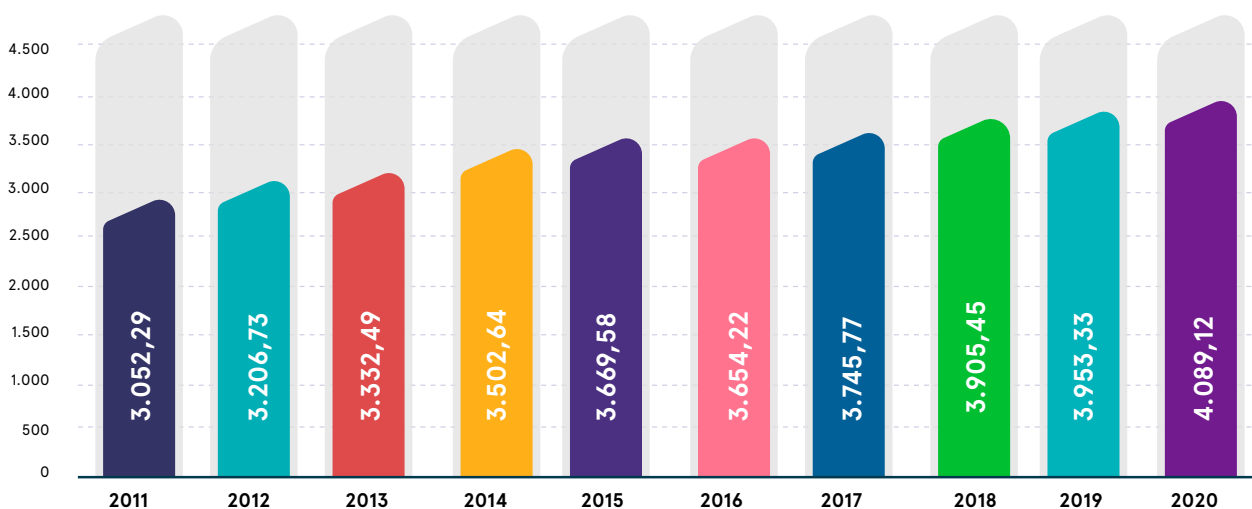
Evolución histórica de la demanda máxima, período 2011 – 2020

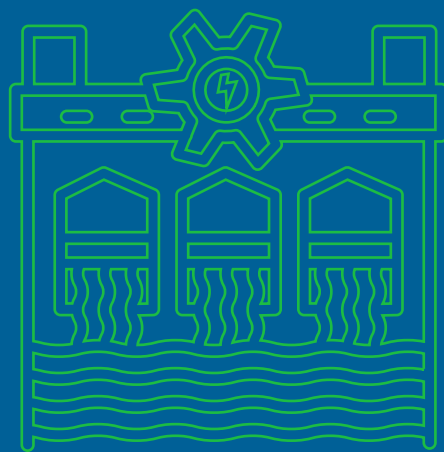
En un periodo de 10 años, la demanda de potencia máxima incrementó de 3.052,29 MW en el 2011 a 4.089,12 MW en el 2020; lo que representó un crecimiento del 33,97 %.

Tabla Nro. 8: Demanda máxima de potencia (MW), multianual

Fecha	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	3.906,9	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	-
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	-
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: Demanda máxima de potencia (MW), multianual





PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

CAPÍTULO

04

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

CAPÍTULO 04

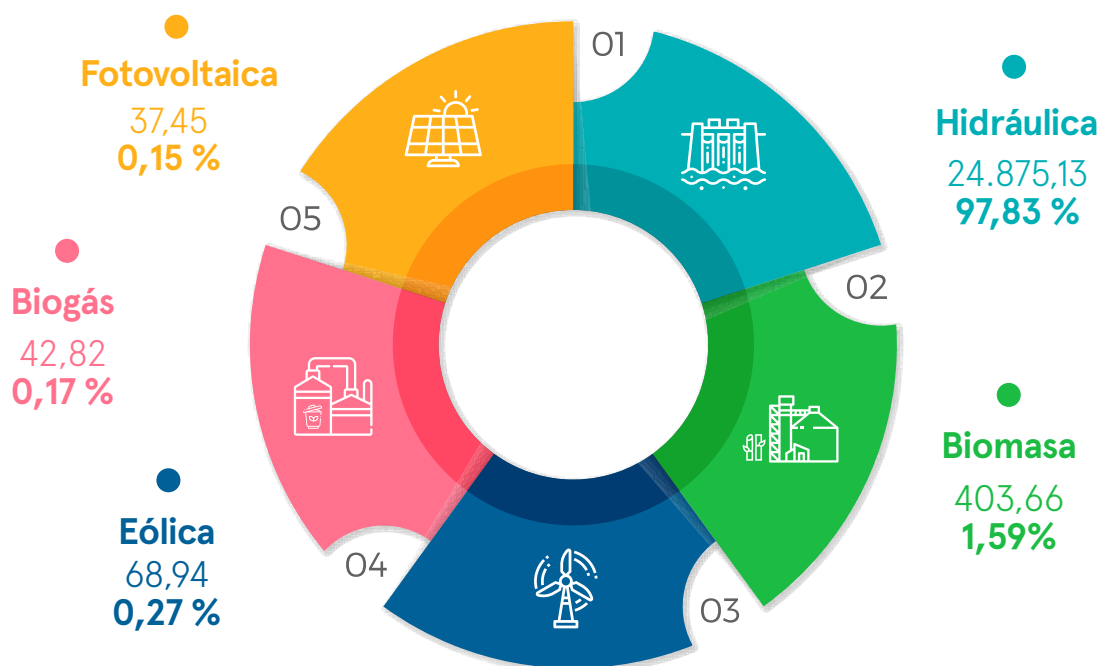
En la tabla Nro. 9, se presenta la producción de energía eléctrica en el Ecuador, considerando la información año móvil con corte a agosto de 2021; la producción de energía alcanzó 32.015,84 GWh.

Tabla Nro. 9: Energía bruta (GWh)

Tipo Energía	Tipo de Central	Agosto 2021	Año móvil sep 2020 - ago 2021	Composición (%)
Renovable	Hidráulica 	2.053,60	24.875,13	77,70
	Eólica 	5,92	68,94	0,22
	Fotovoltaica 	2,65	37,45	0,12
	Biogás 	2,82	42,82	0,13
	Biomasa 	18,46	403,66	1,26
Total Renovable		2.083,45	25.428,00	79,42
No Renovable	MCI 	379,36	4.806,97	15,01
	Turbogás 	75,48	948,94	2,96
	Turbovapor 	70,49	831,93	2,60
Total No Renovable		525,34	6.587,84	20,58
Total general		2.608,79	32.015,84	100,00

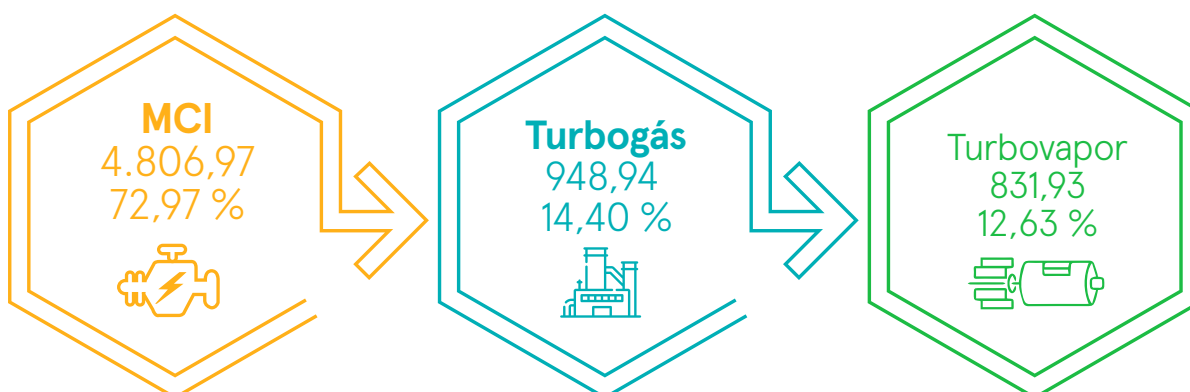
En la figura Nro. 15, se presenta la composición de energía renovable año móvil a agosto de 2021; siendo la energía proveniente de centrales hidroeléctricas la más predominante con 24.875,13 GWh lo que representó el 97,83 % de la producción de energía renovable.

Figura Nro. 15: Energía renovable (GWh), año móvil a agosto 2021



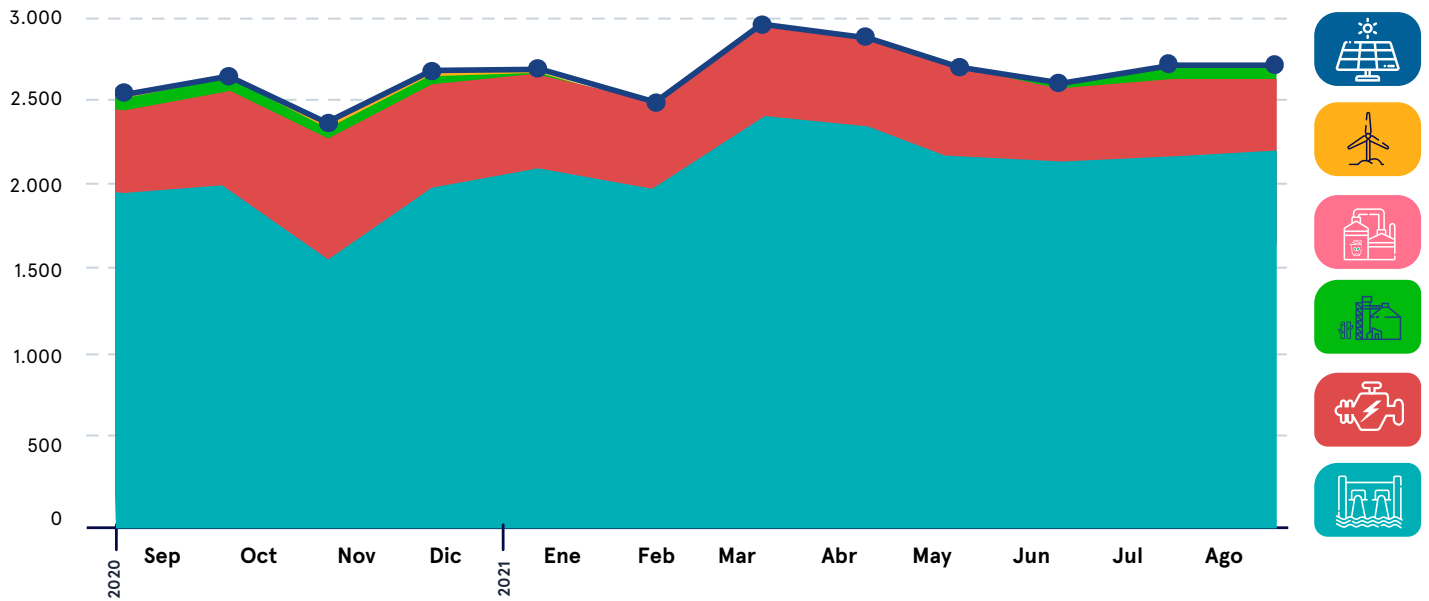
En la figura Nro. 16, se presenta la composición de energía no renovable año móvil con corte a agosto de 2021; siendo la energía proveniente de centrales a MCI la más predominante con 4.806,97 GWh lo que representó el 72,97 % de la producción de energía no renovable.

Figura Nro. 16: Energía no renovable (GWh), año móvil a agosto 2021



En la figura Nro. 17, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de fuente, año móvil a agosto de 2021, registrándose en marzo de 2021 la mayor producción con 2.967,68 GWh.

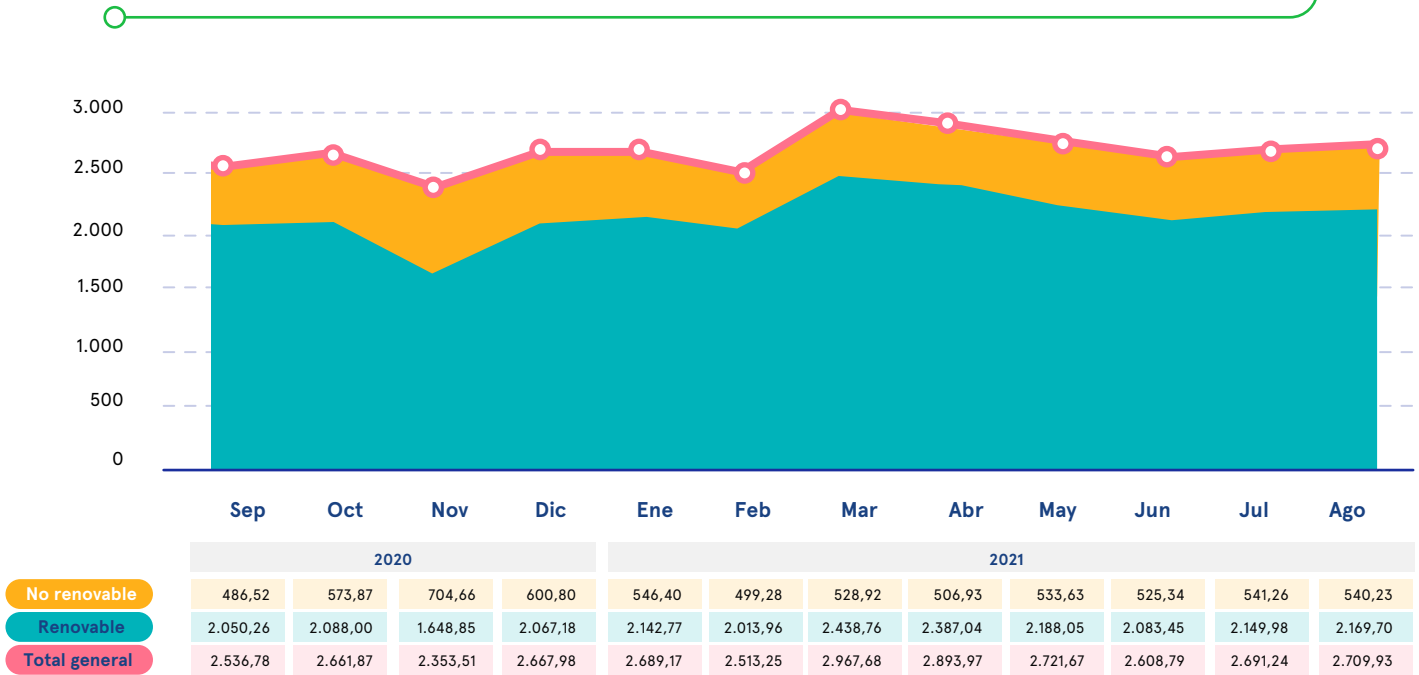
Figura Nro. 17: Energía bruta por tipo de fuente (GWh), año móvil a agosto 2021



Fotovoltaica	3,03	3,30	3,32	3,08	3,33	3,06	3,49	3,27	2,94	2,65	3,02	2,96
Eólica	8,31	8,15	3,57	3,52	4,65	3,55	2,53	5,20	6,18	5,92	9,79	7,59
Biogás	3,92	3,71	3,76	2,55	3,55	3,38	3,69	3,57	4,16	2,82	4,17	3,53
Biomasa	67,26	68,62	70,62	54,99	-	-	-	-	-	18,46	60,02	63,03
Térmica	486,52	573,87	704,66	600,80	546,40	499,28	528,92	506,93	533,63	525,34	541,26	540,23
Hidráulica	1.967,74	2.004,23	1.567,57	2.003,03	2.130,60	2.003,98	2.429,05	2.374,99	2.174,77	2.053,60	2.072,97	2.092,60
Total general	2.536,78	2.661,87	2.353,51	2.667,98	2.689,17	2.513,25	2.967,68	2.893,97	2.721,67	2.608,79	2.691,24	2.709,93

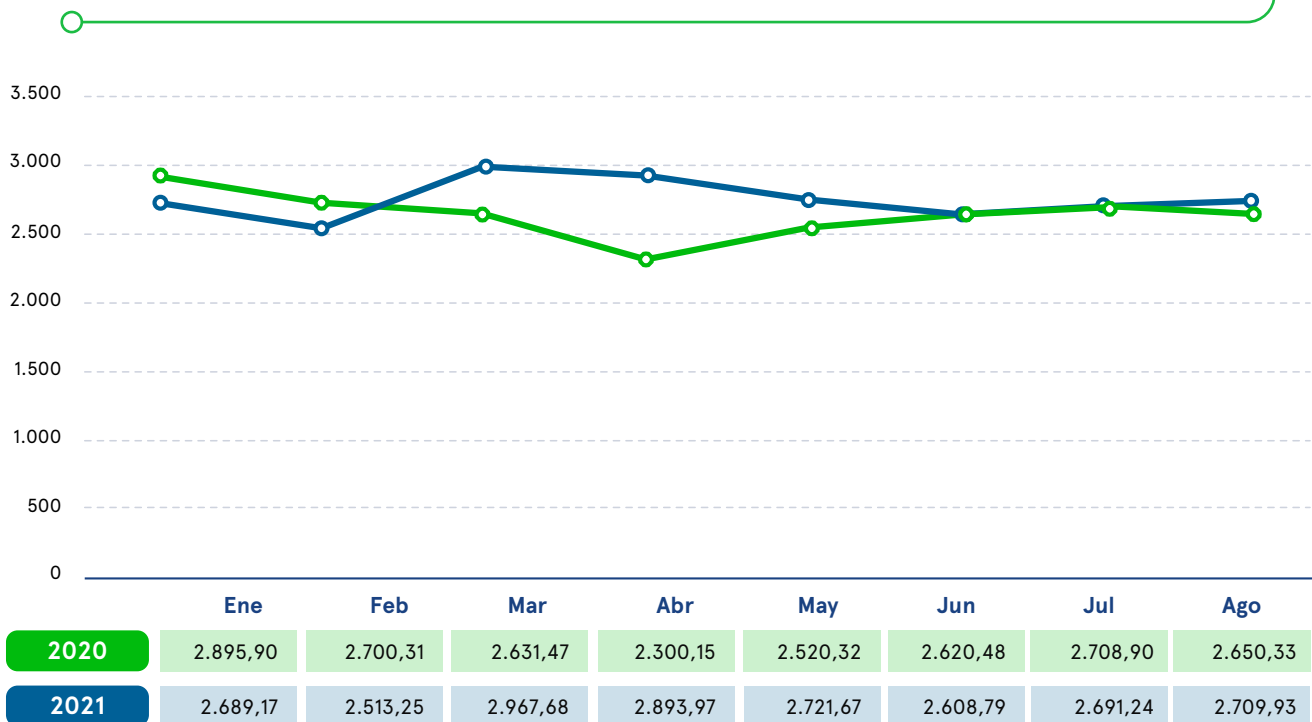
En la figura Nro. 18, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de energía, año móvil a agosto de 2021, registrándose a nivel de todo el sistema que 79,42 % corresponde a energía renovable y el 20,58 % a energía no renovable.

Figura Nro. 18: Energía bruta renovable y no renovable (GWh)



En la figura Nro. 19, se presenta un comparativo de la producción de energía eléctrica, entre los meses de enero a agosto 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. 19: Comparativo energía bruta (GWh)





PLAN ANUAL DE OPERACIÓN ESTADÍSTICA PAO 2022

CAPÍTULO

05

PLAN ANUAL DE OPERACIÓN ESTADÍSTICA PAO 2022

CAPÍTULO 05

El Plan Anual de Operación Estadística PAO, presenta los criterios, acciones y requerimientos que los Integrantes SISDAT deberán cumplir durante el accionar de las etapas que comprenden la operación estadística del sector eléctrico ecuatoriano en el año 2022; en el mismo se establecen: los plazos previstos para la entrega de información estadística y geográfica del sector eléctrico, mecanismos de captación, módulos de información, formatos, calendario estadístico, responsables, eventos de capacitación e índices de control, entre otros aspectos.

5.1 Plazos de entrega de la información estadística y geográfica

La información de infraestructura del módulo de **“datos del agente”** del aplicativo SISDAT, deberá ser actualizada en un plazo máximo de 5 días laborables a partir de la entrada en operación de determinado elemento; y, para el cierre anual de infraestructura, se deberán efectuar las revisiones del caso hasta el 10 de enero de cada año.

Los plazos de entrega para los de la información estadística y geográfica estipulan el tiempo puntual para realizar las actividades para la captación de la información según el siguiente detalle:

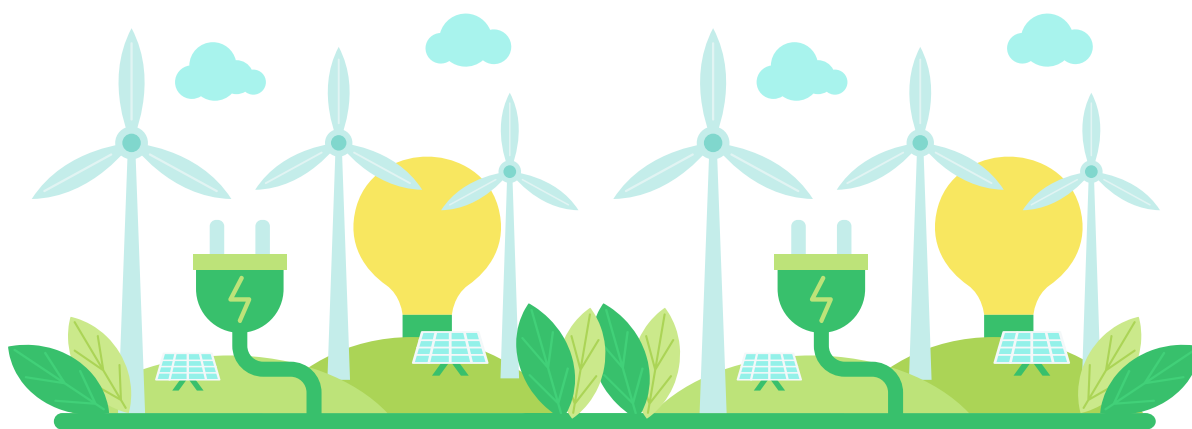


Tabla Nro. 10: Plazos de entrega de información estadística y geográfica

TIPO	FORMULARIO	NOMBRE	Es acumulativa	Fecha Entrega Máxima	Autogenerador	Distribuidor	Generador	Transmisor
Calidad de Servicio	CAL-060	Calidad de Servicio Técnico	No	A		X		
Infraestructura	INF-010	Caudales	Si	B	X	X	X	
	INF-020	Cobertura Eléctrica	No	D		X		
	INF-040	Redes Media Tensión	Si	D		X		
	INF-050	Luminarias	Si	B		X		
	INF-060	Redes Secundarias	Si	B		X		
	INF-070	Acometidas	Si	B		X		
	INF-080	Medidores	No	D		X		
	INF-090	Personal	No	B	X	X	X	X
	INF-100	Medidores Instalados	No	B		X		
	Transacciones	TRA-010	Energía Vendida	Si	B	X	X	X
TRA-020		SNT Energía Transportada	Si	B				X
TRA-030		SNT Balance de Energía	Si	B				X
TRA-040		Balance Energía	No	D		X	X	
TRA-050		SNT Potencia Línea Transmisión	Si	B				X
TRA-060		Pérdidas	No	D		X		
TRA-080		Fact Clientes No Regulados	No	D	X	X		
TRA-090		SNT DMax Transformadores	Si	B				X
TRA-130		Fact Clientes Regulados	No	D		X		
TRA-140		SNT KV Subestaciones	Si	B		X		X
TRA-160		Energía Comprada	Si	B	X	X	X	
TRA-180		Energía Producida	No	B	X	X	X	
TRA-190		Balance de Producción	No	B	X	X	X	
TRA-210		Catastro de Clientes	No	D		X		
Regulación económica	REG-010	Tarifa de la Dignidad	No	C		X		
	REG-030	Ley Anciano	No	D		X		
	REG-070	Discapacitados	No	D		X		
	REG-080	Déficit Tarifario	No	E		X		
Información Geográfica	GEO-001	GDB homologada	No	F		X		
	GEO-002	Shapefile de subestaciones de transmisión y líneas de transmisión	No	G				X

A	B	C	D	E	F	G
El día 15 del mes n+1	El último día del mes n+1	El día 1 del mes n+2	El día 5 del mes n+2	El día 15 del mes n+2	El día 5 del mes n+1	El último día del mes n

En el caso de que los plazos anteriormente descritos coincidan con sábado, domingo o feriado, la fecha de entrega se traslada el siguiente día laborable; según las siguientes excepciones.

Tabla Nro. 11: Excepciones plazos de entrega

Mes	A: 15 n+1	B: 30 n+1	C: 1 n+2	D: 5 n+2	E: 15 n+2	F: 5 n+1	G: 30 n
Enero	15-feb-22	2-mar-22	2-mar-22	7-mar-22	15-mar-22	7-feb-22	31-ene-22
Febrero	15-mar-22	31-mar-22	4-abr-22	5-abr-22	18-abr-22	7-mar-22	
Marzo	18-abr-22	3-may-22	3-may-22	5-may-22	16-may-22	5-abr-22	
Abril	16-may-22	31-may-22	1-jun-22	6-jun-22	15-jun-22	5-may-22	
Mayo	15-jun-22	30-jun-22	1-jul-22	5-jul-22	15-jul-22	6-jun-22	31-may-22
Junio	15-jul-22	1-ago-22	1-ago-22	8-ago-22	15-ago-22	5-jul-22	
Julio	15-ago-22	31-ago-22	1-sep-22	5-sep-22	15-sep-22	8-ago-22	
Agosto	15-sep-22	30-sep-22	3-oct-22	5-oct-22	17-oct-22	5-sep-22	
Septiembre	17-oct-22	31-oct-22	1-nov-22	8-nov-22	15-nov-22	5-oct-22	30-sep-22
Octubre	15-nov-22	30-nov-22	1-dic-22	6-dic-22	15-dic-22	8-nov-22	
Noviembre	15-dic-22	2-ene-23	2-ene-23	5-ene-23	16-ene-23	6-dic-22	
Diciembre	16-ene-23	28-feb-23	1-feb-23	6-feb-23	15-feb-23	5-ene-23	
	CAL-060	INF-010	REG-010	INF-020	REG-080	GEO-001	GEO-002
		INF-050		INF-040			
		INF-060		INF-080			
		INF-070		TRA-060			
		INF-090		TRA-130			
		INF-100		TRA-210			
		TRA-010		TRA-040			
		TRA-020		TRA-080			
		TRA-030		REG-030			
		TRA-050		REG-070			
		TRA-090					
		TRA-140					
		TRA-160					
		TRA-180					
		TRA-190					

En el caso de que los plazos coincidan con sábado o domingo, la fecha de entrega se traslada el siguiente día laborable.

Para el caso de feriados nacionales, provinciales y cantonales a continuación se detallan las excepciones de los plazos de entrega de la información estadística y geográfica:

El 28 de febrero y 1 de marzo es Carnaval, por esta razón la fecha de entrega será el 2 de marzo.

El 1 de abril es provincialización de Cotopaxi, por esta razón la fecha de entrega será el 4 de abril.

El 15 de abril es Viernes Santo, por esta razón la fecha de entrega será el 18 de abril.

El 2 de mayo es feriado del Día del Trabajo, por esta razón la fecha de entrega será el 3 de mayo.

El 5 de agosto es feriado por la Independencia de Esmeraldas, por esta razón la fecha de entrega será el 8 de agosto.

El 2 de noviembre es día de los difuntos; 3 de noviembre independencia de Cuenca; 4 de noviembre es cantonización de Manta y Azogues; 6 de noviembre es la provincialización de Santo Domingo de los Tsáchilas (pasan el día de descanso obligatorio al 7 de noviembre); y, 7 de noviembre es la provincialización de Santa Elena. Por esa razón la entrega será el 8 de noviembre.

El 6 de diciembre es la fundación de Quito (pasa el día de descanso obligatorio al 5 de diciembre), por esta razón la fecha de entrega será el 6 de diciembre.



5.2

Calendario estadístico 2022

El “Calendario estadístico 2022” es una herramienta de planificación estadística cuya creación y aplicación, proporciona un adecuado control y seguimiento al cumplimiento de la publicación de resultados de la operación estadística “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano”.

Figura Nro. 20: Calendario estadístico 2022



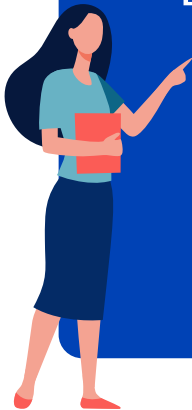
5.3

Índice de oportunidad de la información estadística y geográfica

Donde:

$$\text{OIEG} = \frac{\sum \text{MFP}}{\text{TMI}}$$

- OIEG:** Índice de oportunidad de la información
MFP: Sumatoria de módulos de información fuera de plazo
TMI: Total de módulos de información

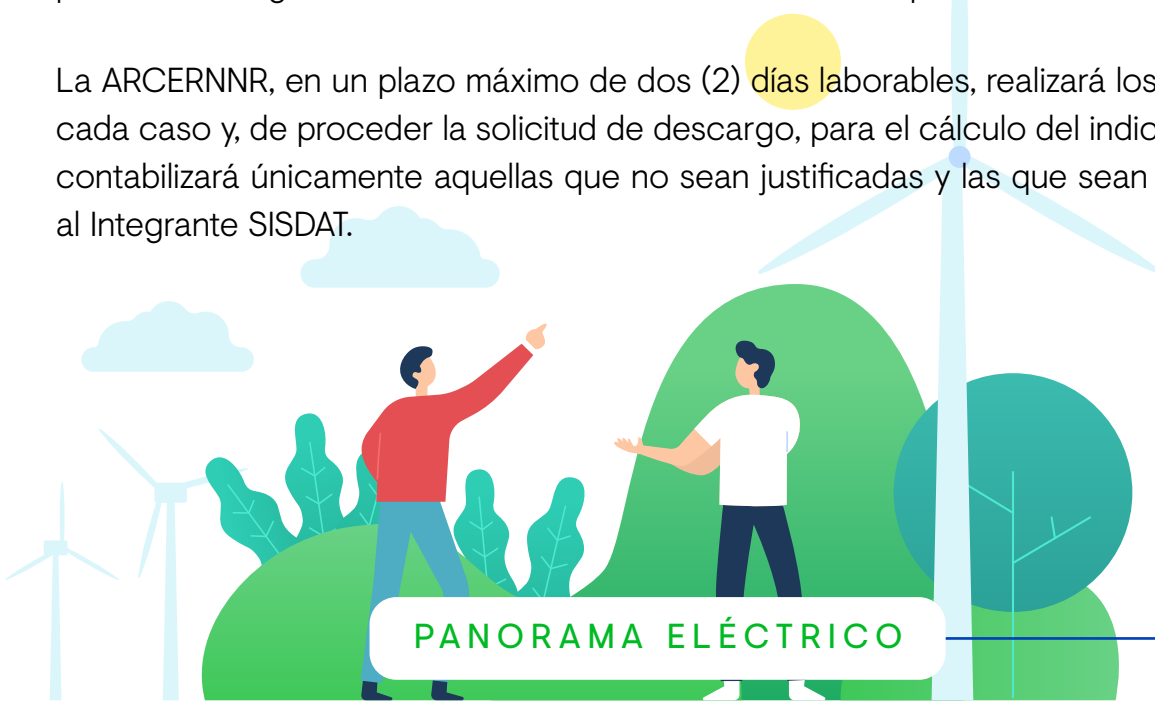


El plazo de entrega y el total de los módulos de información estadística y geográfica se establecen en “*Plazos de entrega de la información estadística y geográfica*” del PAO 2022.

En el mes que este índice sea mayor que cero, la ARCERNNR iniciará el proceso sancionatorio correspondiente.

La información estadística y geográfica entregada fuera del plazo, puede ser justificada por los Integrantes SISDAT mediante un informe de descargo; y, solicitar su análisis de manera oficial a la ARCERNNR hasta dos (2) días laborables después del plazo de entrega del o los módulos de información correspondientes.

La ARCERNNR, en un plazo máximo de dos (2) días laborables, realizará los análisis de cada caso y, de proceder la solicitud de descargo, para el cálculo del indicador OIEG, contabilizará únicamente aquellas que no sean justificadas y las que sean imputables al Integrante SISDAT.



Índice de calidad de la información estadística y geográfica

Donde:

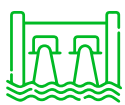
$$\text{CIEG} = \frac{\sum_{i=1}^{12} (\text{NA}_i)}{\text{NR}}$$

- CIEG:** Índice de calidad de la información estadística y geográfica
NA: Número de rectificaciones fuera de plazo
NR: Número máximo de rectificaciones anual

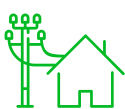


La contabilización del número de rectificaciones fuera de plazo (NA) de los módulos de información estadística y geográfica, será mensual y acumulada.

El número máximo anual de rectificaciones (NR) de los formularios de información estadística y geográfica, de manera inicial se establece en función del comportamiento de solicitudes de rectificación de información en el aplicativo SISDAT de los últimos años; y, se efectúa una distinción entre el tipo de empresas por cuanto el número de formularios en el caso de las distribuidoras es mayor.



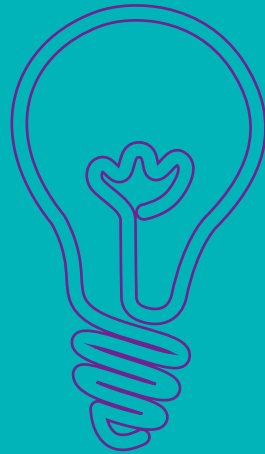
Para las empresas generadoras, autogeneradoras, transmisor y grandes consumidores: **se establecen cinco (5) recargas** durante el año de operación estadística 2022.



Para las empresas de distribución y unidades de negocio de CNEL EP: **se establecen catorce (14) recargas** durante el año de operación estadística 2022.

Para el cálculo del índice se considerará únicamente las rectificaciones que sean imputables al Integrante SISDAT; y, que estén fuera del plazo establecido en el PAO.

En el mes que este índice sea mayor a uno, se procederá con el inicio del proceso sancionatorio correspondiente. Para el mes posterior, reiniciará el cálculo del indicador CIEG; en consecuencia, el número de rectificaciones fuera de plazo (NA) de los módulos de información estadística y geográfica, volverá a cero.



LÍNEA DE TIEMPO GENERAL SOBRE LA NORMATIVA E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO

CAPÍTULO

06

LÍNEA DE TIEMPO GENERAL SOBRE LA NORMATIVA E INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO

CAPÍTULO 06

6.1 Resumen

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), a través de la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico y la Dirección de Regulación Técnica presenta a los participantes del sector eléctrico y ciudadanía en general la línea de tiempo sobre la normativa e institucionalidad del sector eléctrico ecuatoriano.

La línea de tiempo presenta los principales hitos que han acaecido durante más de 60 años en el desarrollo del sistema eléctrico y de la regulación para la prestación de este servicio público. En el presente documento se identifica 3 etapas:

6.2 Integración de la industria (1961-1996)

El Estado ecuatoriano a principios de la década del 60, se planteó la necesidad imperiosa de reorientar y reestructurar el sector eléctrico, el mismo que estaba bajo la responsabilidad de los municipios. En consecuencia, se expidió la Ley Básica de Electrificación, creándose el Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL. Esta Ley dotó al INECEL de personería jurídica; y, autonomía económica y administrativa estableciendo, como premisa fundamental, que la electrificación es una obra de carácter nacional y que el gobierno asume la responsabilidad de la planificación, ejecución y control de la misma y que en adelante estas funciones serán ejercidas a través de la naciente Institución INECEL, que habría de reemplazar paulatinamente a entidades municipales y locales, hasta esa fecha encargadas del suministro del servicio eléctrico en todas sus fases.

6.3

Segmentación vertical de la industria (1996-2008)

En 1996, se expidió la Ley de Régimen del Sector Eléctrico – LRSE, cuyo objetivo de la Ley se enfocaba en proporcionar al país un servicio eléctrico confiable y de calidad, para seguridad del desarrollo económico y social del país. Para el cumplimiento de los objetivos, en sintonía con tendencias de privatización dominantes en el contexto económico social internacional, el marco normativo tenía el propósito de reformular el grado de participación estatal en el sector eléctrico y pasar a un modelo de libre mercado.

La LRSE creó un Mercado Eléctrico Mayorista - MEM estableciendo una estructura y funcionamiento del sector eléctrico con segmentación vertical de las etapas de la industria para posibilitar la participación del sector privado en la generación, transmisión y distribución, abriendo la generación a la competitividad del mercado; la regulación de la transmisión y la distribución; y, un sistema tarifario como resultado de los costos de empresa de modelo eficiente para las actividades de las empresas de distribución. El subsidio público de las tarifas eléctricas se eliminaba bajo el criterio de que las tarifas deberían cubrir los costos operativos de generación, transmisión y distribución.

6.4

Integración de la industria (2008-presente)

Con la expedición del Mandato Constituyente Nro. 15, la Constitución de 2008, posteriores regulaciones y las continuas modificaciones incorporadas a LRSE se introdujeron cambios en el sector eléctrico, los cuales promovieron a la integración de una empresa pública del sector eléctrico mediante la agrupación de generación, transmisión y distribución.

Con el objetivo de encaminar un mercado regulado las distribuidoras para participar en las transacciones comerciales, debían suscribir contratos a plazo regulados por el Estado. Así, el Estado asumió un rol central en la fijación de políticas para el sector eléctrico, en la inversión destinada a la expansión e integración de actividades, y como garante de la tarifa única y de subsidios.

En el 2015, la LOSPEE ratificó los conceptos del Mandato Constituyente Nro. 15, creando una nueva institucionalidad, con el objetivo de reforzar el modelo ya implementado de integración de la cadena productiva y de provisión de energía eléctrica en un entorno con empresas públicas, bajo la rectoría estatal, en régimen de tarifa única; con un mercado regulado. La cobertura y la inversión estatal dan prioridad al sector rural, con la provisión del servicio eléctrico siendo un derecho garantizado por el Estado.

La línea de tiempo recoge en detalle todos los principales cuerpos normativos que han ido formando el sector eléctrico en cada una de las etapas antes descritas, con una breve descripción y un enlace de descarga a estos documentos históricos.

Finalmente se incluyen hitos institucionales, eventos relevantes y destacables, así como también se indica las principales centrales de generación que han ingresado en el sector eléctrico.

6.5 Objetivos

Presentar la evolución normativa que ha tenido la regulación del sector eléctrico ecuatoriano desde la Ley básica de electricidad en 1961 hasta la actualidad, resaltando principalmente las 3 etapas que identifican la integración de la industria (1960-1996), segmentación vertical (1996-2008), e integración de la industria (2008-presente).

Proveer un esquema simplificado y conciso, mediante un documento dinámico, que permite a los participantes del sector eléctrico, gremios, academia y la ciudadanía en general entender y comprender la historia normativa del sector eléctrico ecuatoriano y se vislumbre dónde estamos actualmente encaminados con el marco legal vigente.



Descarga de documento **"Línea de tiempo General sobre la Normativa e institucionalidad del Sector Eléctrico"**

<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/regulacion-y-control/>

Figura Nro. 21: Esquema de Línea de tiempo General sobre la Normativa e institucionalidad del Sector Eléctrico (1/3)

1961 - 1995: El Estado asume la responsabilidad de la planificación, ejecución y control del sector eléctrico.

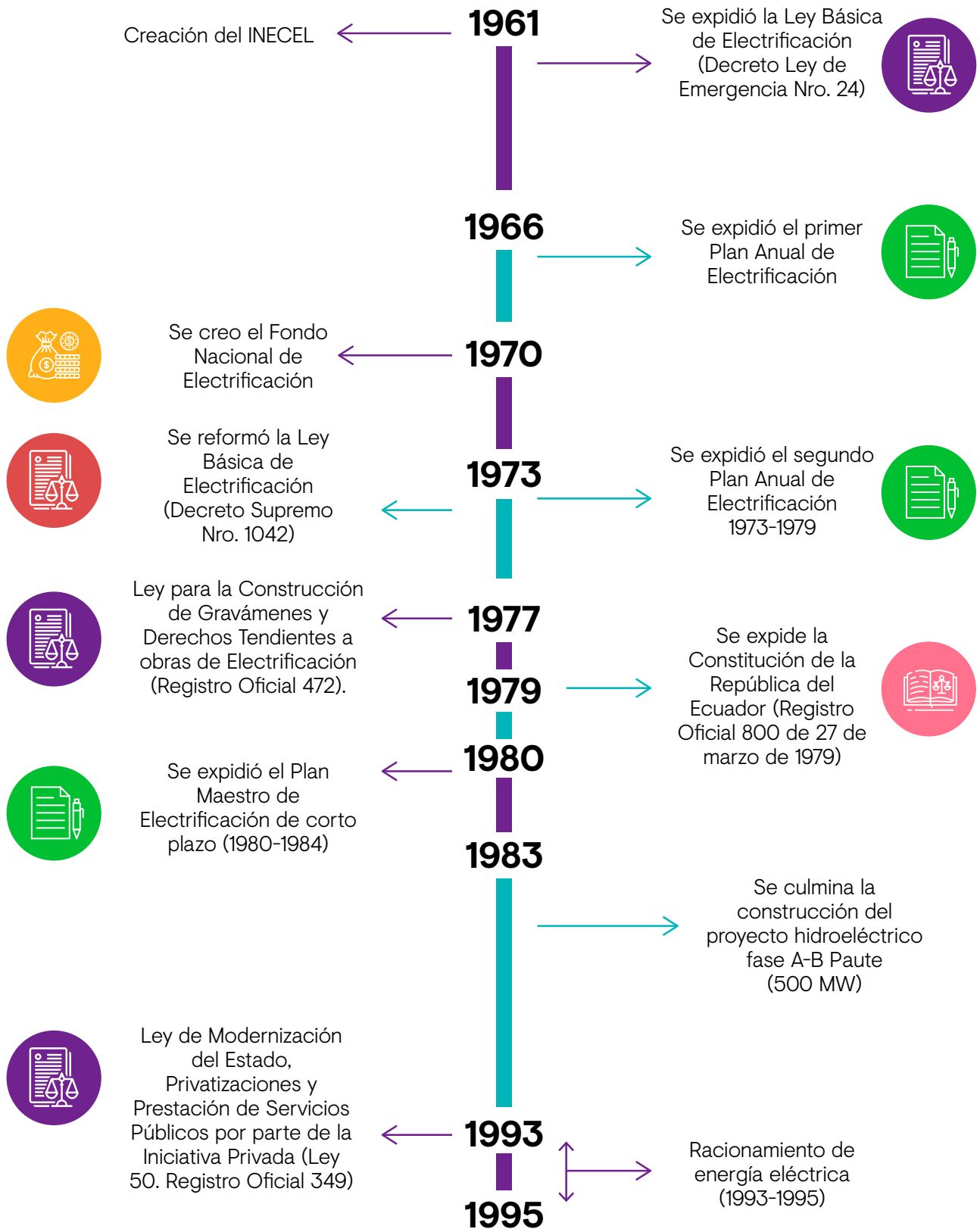


Figura Nro. 21: Esquema de Línea de tiempo General sobre la Normativa e institucionalidad del Sector Eléctrico (2/3)

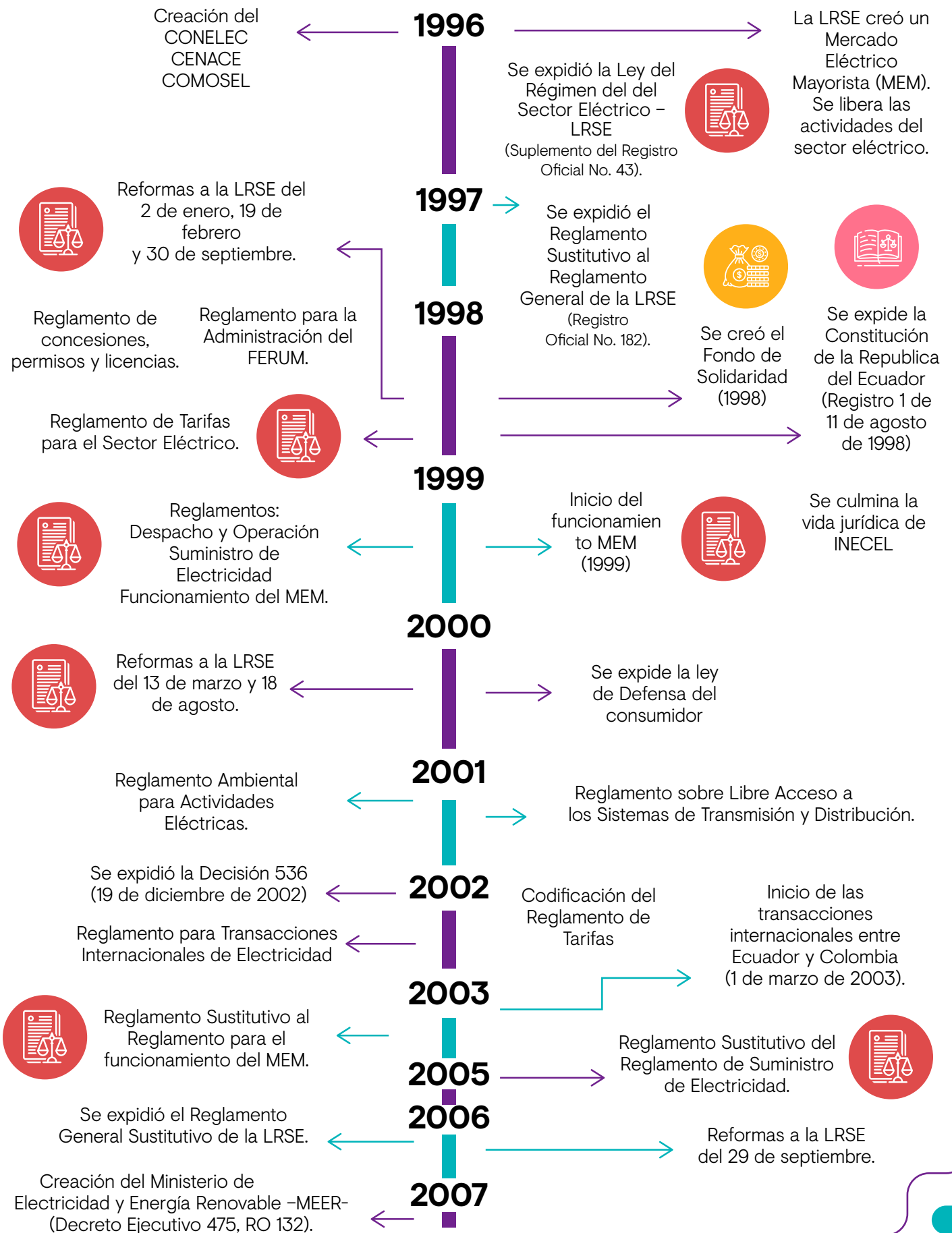
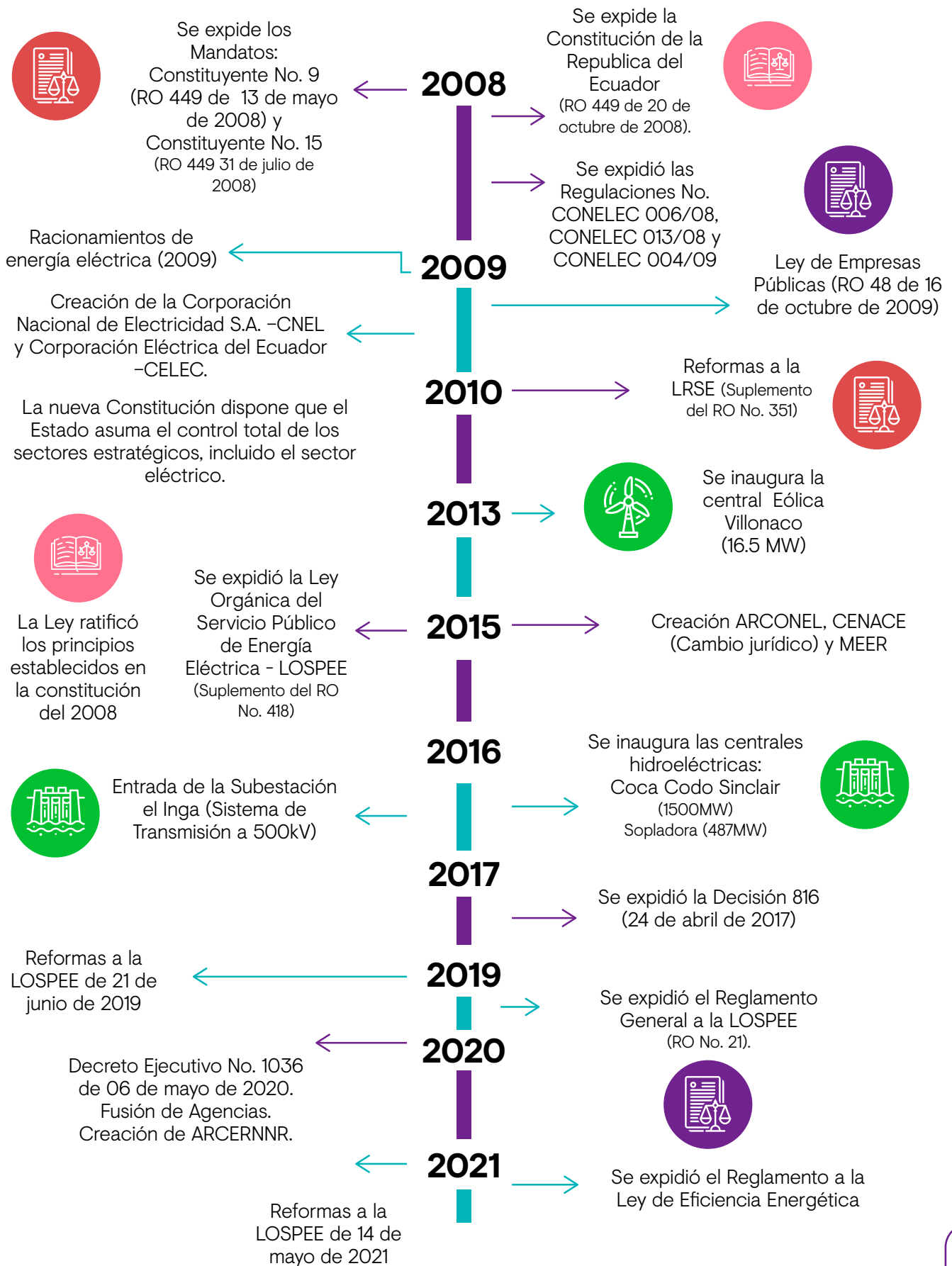


Figura Nro. 21: Esquema de Línea de tiempo General sobre la Normativa e institucionalidad del Sector Eléctrico (3/3)



CRÉDITOS

ELABORACIÓN Y EDICIÓN



Marisol Díaz - PROFESIONAL 1



Andrés Chiles - ESPECIALISTA



Diego Arias - DIRECTOR



Rodrigo Briones - PROFESIONAL



Andrea Torres - ANALISTA



Walter Intriago - PROFESIONAL



Diana Cajamarca - TÉCNICO



Christian Junia - ANALISTA



Santiago Santana - ESPECIALISTA

● Dirección de Estudios e Información del Sector Eléctrico - ARCERNNR

● Dirección de Regulación Técnica del Sector Eléctrico - ARCERNNR

CRÉDITOS

COORDINACIÓN GENERAL

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

DIRECCIÓN GENERAL

Santiago Flores Gómez
Director de Estudios e
Información del Sector Eléctrico
- ARCERNNR

FOTOGRAFÍAS

Marisol Díaz Espinoza

Ministerio de Turismo

Participantes del sector
eléctrico ecuatoriano

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Sofía Andrade
VISIONSPROF
Marisol Díaz Espinoza

AUSPICIO

Banco Interamericano de
Desarrollo - BID



CITAR ESTE DOCUMENTO COMO

Panorama Eléctrico, Edición 7
Quito - Ecuador, noviembre 2021
Todos los derechos reservados



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



Centro Histórico de Otúto - Pichincha
E.E. Otúto



Laguna de Quiltoa - Cotopaxi
Marisol Díaz Espinoza



Puffino sobre agua - Galapagos
Ministerio de Turismo



Subestación 4 - Azuay
E.E. Centro Sur



Paisaje páramo - Chimborazo
E.E. Riobamba



Panorámica Loja - Loja
E.E. Sur



Vía a Telimbela - Bolívar
CNEL Bolívar



Parque eólico - Loja
CELEC Gensur



**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