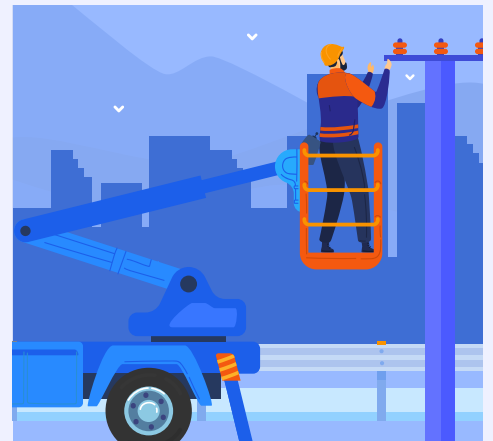
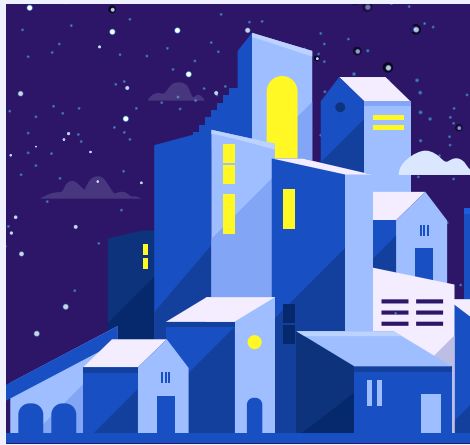
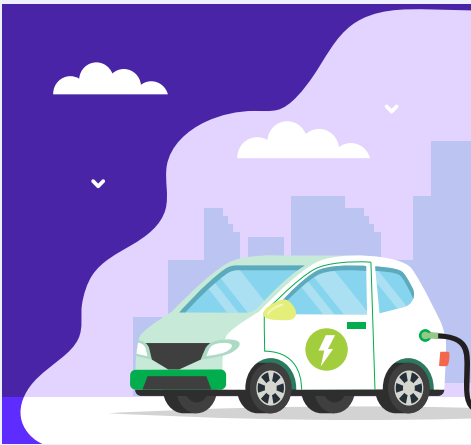




AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL
DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES

IPANORAMA ELÉCTRICO



DATOS JUNIO 2020



01	Infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano	1
1.1	Generación	1
1.2	Transmisión	3
1.3	Distribución	4

02	Balance Nacional de Energía Eléctrica	7
-----------	--	---

03	Demanda de potencia	13
-----------	----------------------------------	----

04	Producción de energía	17
-----------	------------------------------------	----

05	Proceso del manejo de la información estadística	21
-----------	---	----

06	Proceso del manejo de la información geográfica	23
-----------	--	----

07	Factor de emisión de gases de efecto invernadero del sistema nacional interconectado, 2019	25
-----------	---	----

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla Nro. 1: Potencias nominal y efectiva 2010 a junio 2020	1
Tabla Nro. 2: Longitud de líneas de transmisión por nivel de voltaje, 2010 a junio 2020	3
Tabla Nro. 3: Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica a junio 2020	4
Tabla Nro. 4: Cantidad de clientes a junio 2020	5
Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica	7
Tabla Nro. 6: Demanda máxima nacional de junio 2020 (MW)	13
Tabla Nro. 7: Demanda de potencia por tipo de generación (MW)	14
Tabla Nro. 8: Demanda de potencia periodo 2010 - 2019 (MW)	15
Tabla Nro. 9: Energía bruta	17
Tabla Nro. 10: Resultados del Margen de Operación (OM) para los años 2017, 2018 y 2019...	26

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura Nro. 1: Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2010 a junio 2020.....	2
Figura Nro. 2: Comparativo de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2010 a junio 2020	2
Figura Nro. 3: Crecimiento del sistema de transmisión, 2010 a junio 2020 (km).....	4
Figura Nro. 4: Incremento de usuarios en las empresas eléctricas de distribución entre 2010 y junio 2020.....	6
Figura Nro. 5: Potencia nominal a junio de 2020 (MW)	7
Figura Nro. 6: Potencia efectiva a junio de 2020 (MW)	7
Figura Nro. 7: Producción de energía e importaciones a junio 2020 (GWh).....	9
Figura Nro. 8: Producción de energía e importaciones SNI a junio 2020 (GWh)	9
Figura Nro. 9: Energía entregada para servicio público a junio 2020 (GWh).....	11
Figura Nro. 10: Consumo de energía a junio de 2020 (GWh).....	11
Figura Nro. 11: Potencia máxima de junio 2020 (MW).....	13
Figura Nro. 12: Demanda de potencia por tipo de generación, julio 2019 - junio 2020 (MW) .	14
Figura Nro. 13: Demanda de potencia máxima mensual, julio 2019 - junio 2020 (MW).....	15
Figura Nro. 14: Demanda de potencia periodo 2010 - 2019 (MW).....	16
Figura Nro. 15: Energía bruta por tipo de fuente 2019 (GWh).....	18
Figura Nro. 16: Energía bruta por tipo de fuente año móvil julio 2019 - junio 2020 (GWh).....	18
Figura Nro. 17: Energía bruta por tipo de fuente periodo 2010 - 2019 (GWh).....	19
Figura Nro. 18: Energía bruta renovable y no renovable periodo 2010 - 2019 (GWh).....	19
Figura Nro. 19: Proceso de información estadística del sector eléctrico.....	22
Figura Nro. 20: Proceso de información geográfica del sector eléctrico.....	24
Figura Nro. 21: Estadística de los márgenes del factor de emisión del 2015 a 2019.....	28
Figura Nro. 22: Estimación de emisiones de CO ₂ al ambiente del 2013 al 2019.....	29

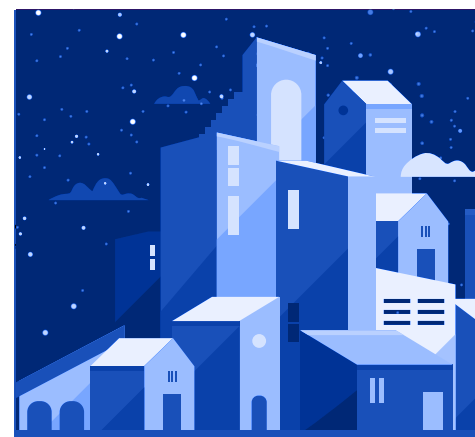
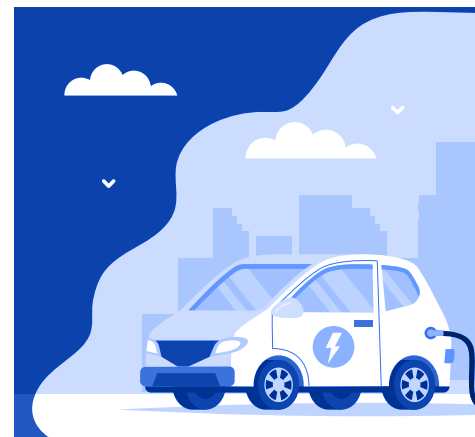
CONTENIDO DE MAPAS

Mapa Nro. 1: Potencia nominal por provincia	3
Mapa Nro. 2: Clientes por provincia	6

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 junio de 2020; datos comparativos de infraestructura, balance nacional de energía, demanda máxima de potencia del sector eléctrico; además se informa acerca del proceso que se realiza en torno a la gestión de información estadística y geográfica y los resultados relacionados con el cálculo del factor de emisión de gases de efecto invernadero del Sistema Nacional Interconectado 2019.





1 INFRAESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

En esta sección se presenta un resumen de la información de infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano, actualizado a junio de 2020.

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 2010 a junio 2020



8.693,21
Potencia Nominal MW

8.080,97
Potencia Efectiva MW

	Junio 2020		2019		2010		Variación 2010 a junio 2020	
	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⁾	7.323,87	7.027,97	7.317,92	7.022,02	4.382,82	4.199,53	67,10	67,35
No Incorporado	1.369,34	1.052,99	1.367,10	1.050,79	754,86	557,87	81,40	88,75
Por Tipo de Energía								
Renovable	5.282,69	5.243,37	5.276,74	5.237,42	2.346,13	2.311,01	125,17	126,89
No Renovable	3.410,51	2.837,59	3.408,27	2.835,39	2.791,55	2.446,38	22,17	15,99
Por Tipo de Empresa								
Generadora	6.569,91	6.352,09	6.563,96	6.346,14	3.724,78	3.593,35	76,38	76,77
Autogeneradora	1.671,69	1.347,73	1.669,44	1.345,52	911,87	711,56	83,33	89,40
Distribuidora	451,60	381,15	451,60	381,15	501,03	452,48	(9,87)	(15,77)



(1) Sistema Nacional Interconectado

En las figuras Nros. 1 y 2 se aprecian la evolución y el comparativo de la potencia nominal instalada, desde 2010 a junio de 2020.

Figura Nro. 1: Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2010 a junio 2020

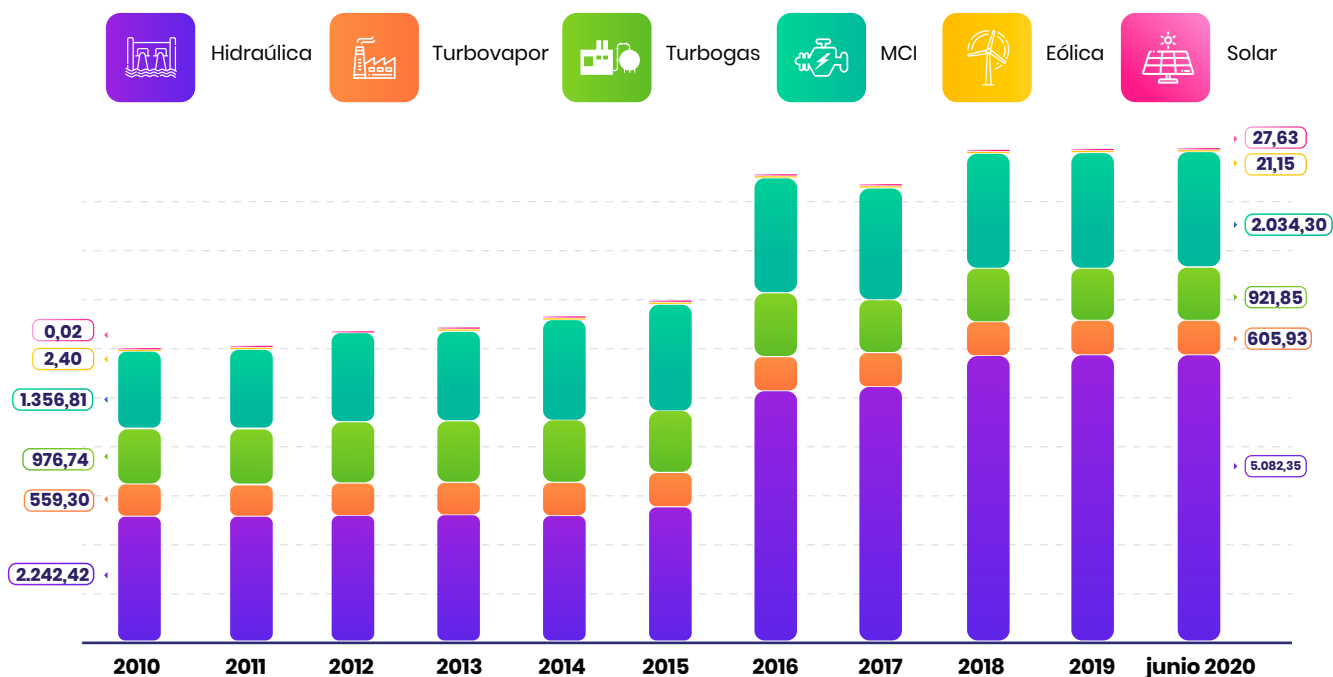
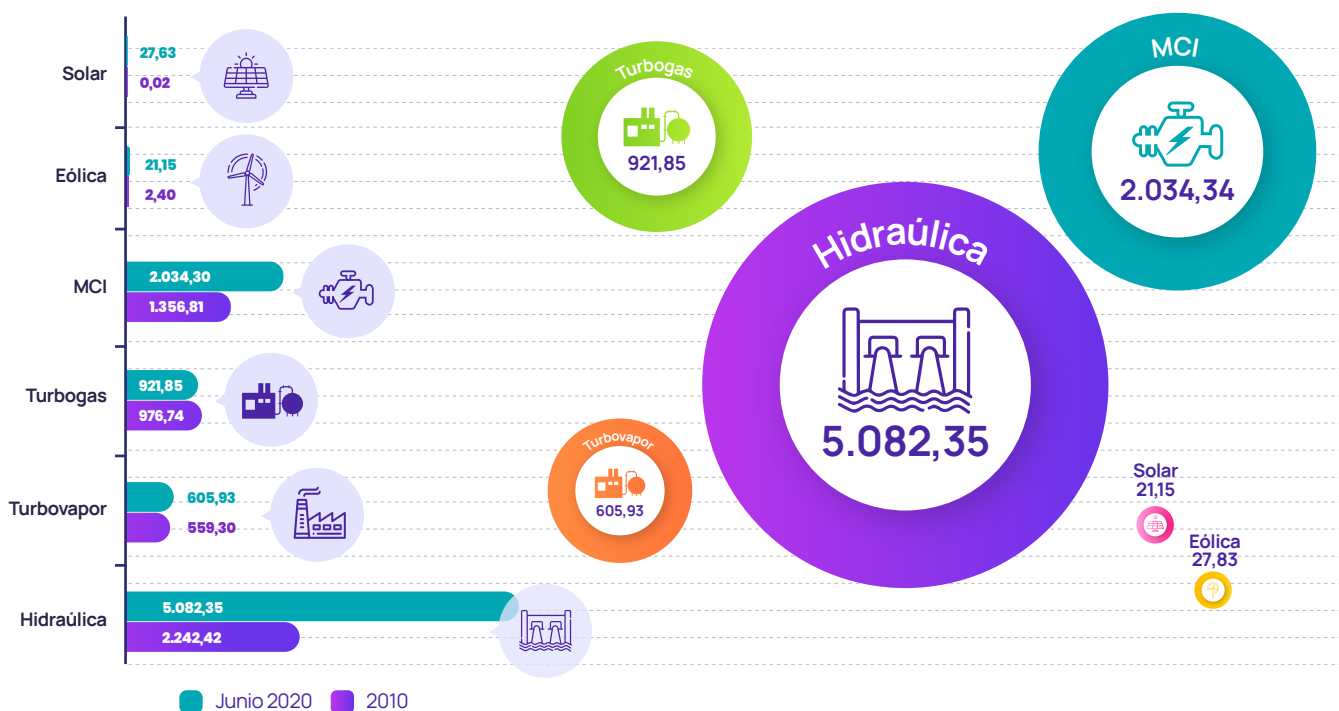
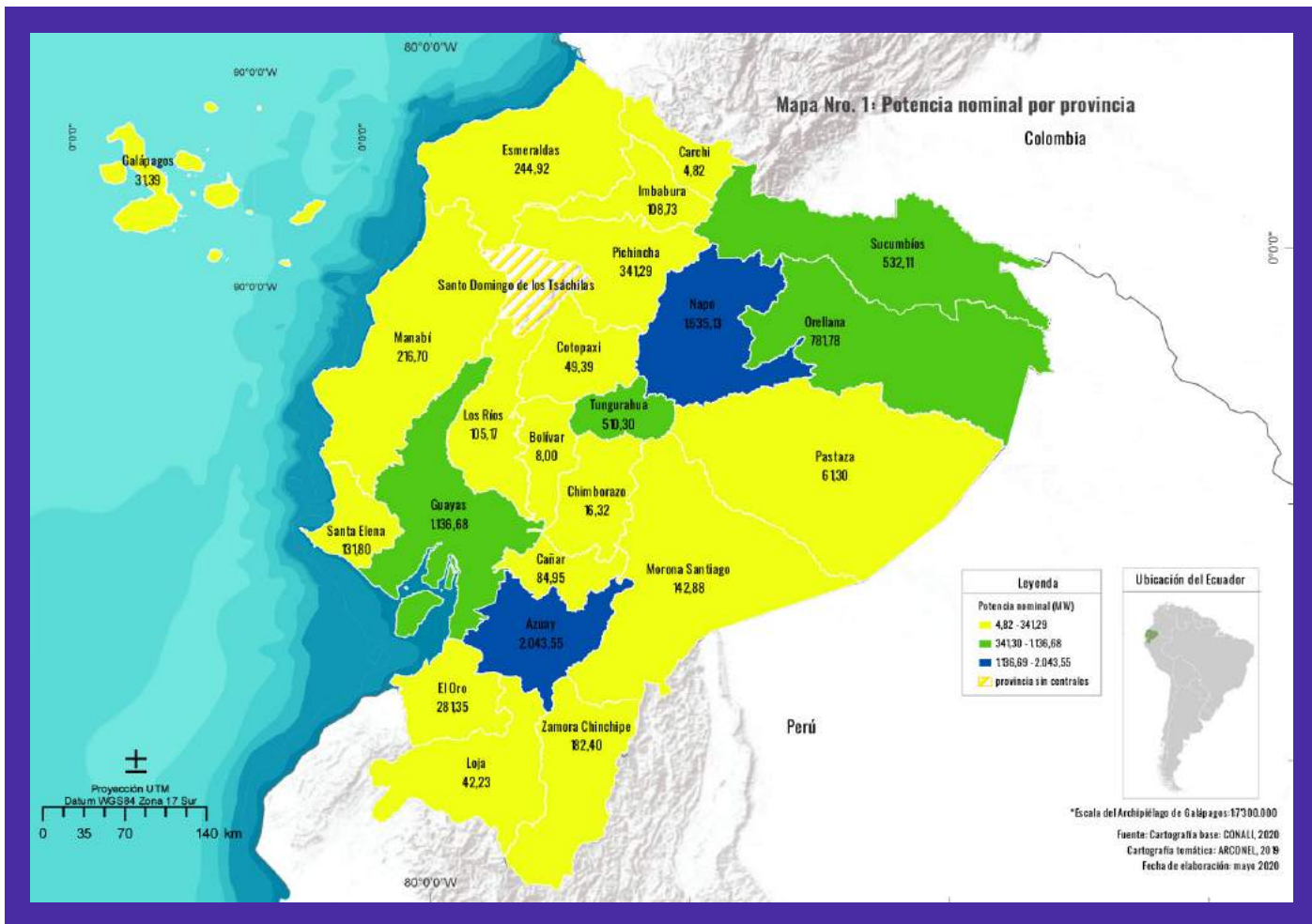


Figura Nro. 2: Comparativo de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2010 a junio 2020





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, 2010 a junio 2020



610,00 km
Línea a 500 kV



2.982,64 km
Línea a 230 kV







2.290,17 km
Línea a 138 kV

	Junio 2020	2019	2010	Variación 2010 a junio 2020
SNI (1)	Longitud km	Longitud km	Longitud km	Longitud %
500 kV	610,00	610,00	-	-
230 kV	2.982,64	2.982,64	1.836,55	62,40
138 kV	2.290,17	2.168,37	1.778,10	28,80

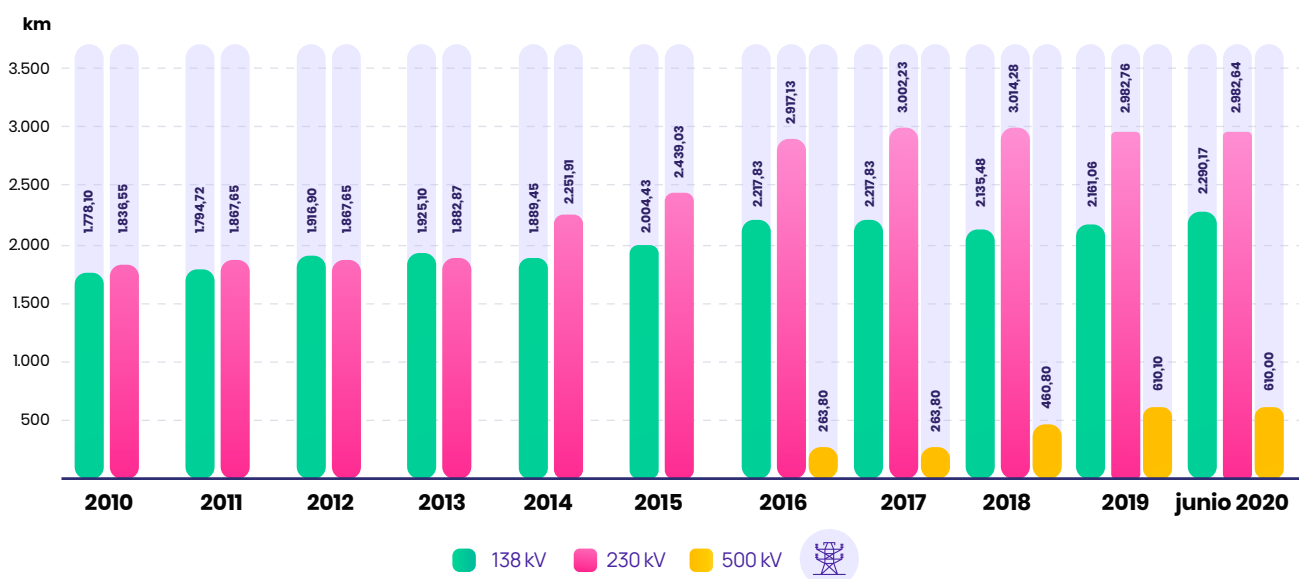


(1) Sistema Nacional Interconectado

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

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

Figura Nro. 3: Crecimiento del sistema de transmisión, 2010 a junio 2020 (km)



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 a junio 2020 (1/2)



Empresa	Media tensión	Transformadores		Baja tensión	Luminarias		Acometidas		Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#	km	#
CNEL-Bolívar	3.185	6.032	91	3.264	20.827	3.284	65.537	1.461	66.708
CNEL-EI Oro	5.382	16.265	704	3.349	87.307	15.497	230.947	4.265	260.846
CNEL-Esmeraldas	4.710	9.762	314	2.830	49.570	8.791	123.724	2.644	129.513
CNEL-Guayaquil	2.834	36.406	2.463	5.205	176.224	28.220	530.136	5.944	691.454

Tabla Nro. 3: Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica a junio 2020 (2/2)

CNEL-Guayas Los Rios	8.270	32.096	1.249	5.534	98.552	18.329	325.006	7.794	347.914
CNEL-Los Rios	3.609	10.428	330	2.107	32.656	5.895	122.290	3.002	126.485
CNEL-Manabi	7.666	26.489	750	6.543	103.495	19.653	309.286	5.322	325.851
CNEL-Milagro	4.077	12.181	354	2.096	47.468	8.534	146.113	3.342	150.135
CNEL-Sta. Elena	2.280	9.619	409	1.789	47.338	8.015	115.532	1.908	124.346
CNEL-Sto. Domingo	9.675	23.492	469	5.926	76.740	12.805	189.300	4.814	247.170
CNEL-Sucumbios	5.200	9.992	270	4.600	49.588	6.473	90.081	1.779	98.429
E.E. Ambato	5.681	15.999	433	7.742	125.541	17.755	229.204	4.144	280.330
E.E. Azogues	821	2.126	57	1.462	16.988	2.831	33.693	860	38.385
E.E. Centro Sur	9.966	25.421	822	12.503	148.903	26.737	321.536	6.170	402.349
E.E. Cotopaxi	4.297	9.777	276	5.785	51.464	7.766	148.701	3.459	145.371
E.E. Galápagos	335	1.112	38	249	5.748	643	8.854	107	13.228
E.E. Norte	5.994	17.165	490	6.627	99.008	13.134	191.553	4.250	252.940
E.E. Quito	8.964	41.734	2.893	10.491	284.453	45.903	600.266	10.381	1.173.473
E.E. Riobamba	4.168	13.759	283	5.243	62.781	8.134	148.089	3.135	178.128
E.E. Sur	8.264	18.331	356	5.369	66.110	8.071	172.665	6.344	210.690

La tabla Nro. 4 y mapa Nro. 2 permiten apreciar la cantidad de usuarios por empresa distribuidora y por provincia a junio 2020.

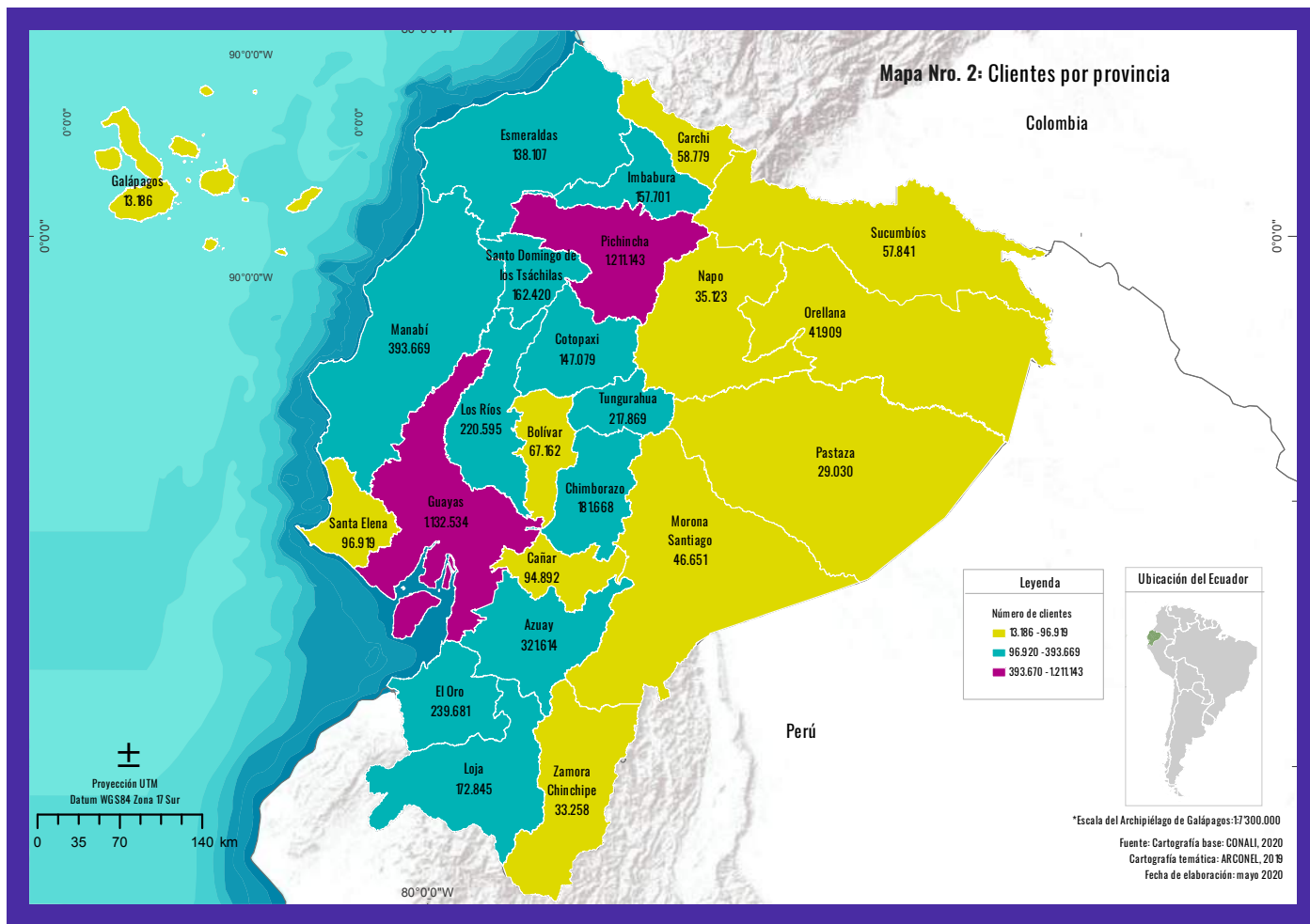
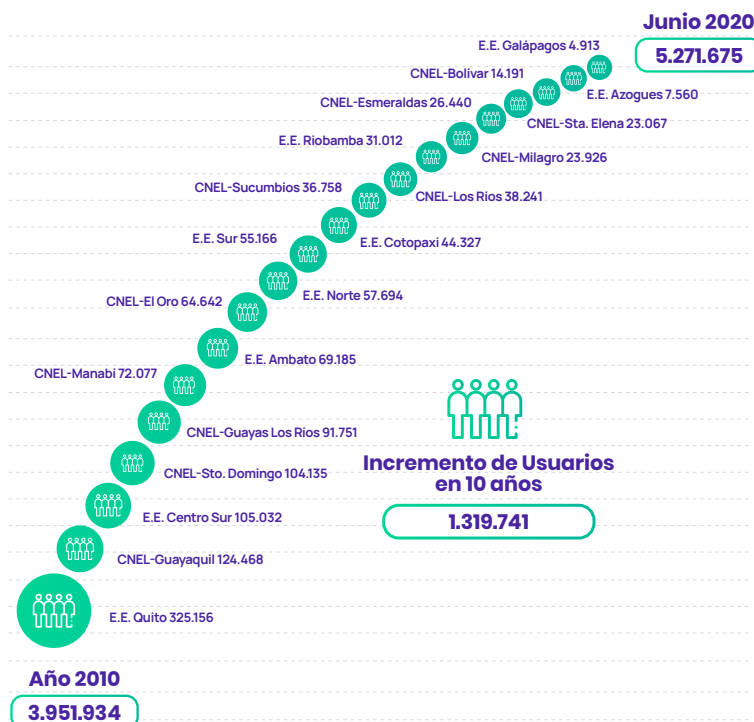
Tabla Nro. 4: Cantidad de clientes a junio 2020

Empresa	Clientes Regulados				Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Regulados	No Regulados	General
CNEL-Guayaquil	609.887	74.440	2.230	4.918	691.475	43	691.518
CNEL-Guayas Los Rios	322.330	20.034	804	5.655	348.823	16	348.839
CNEL-Manabi	302.324	17.808	670	5.049	325.851	12	325.863
CNEL-EI Oro	233.229	22.189	1.657	3.833	260.908	2	260.910
CNEL-Sto. Domingo	219.104	24.614	264	3.189	247.171	4	247.175
CNEL-Milagro	135.827	12.605	155	1.558	150.145	3	150.148
CNEL-Esmeraldas	119.604	8.608	382	2.533	131.127	3	131.130
CNEL-Los Rios	117.240	7.163	375	1.709	126.487	2	126.489
CNEL-Sta. Elena	112.678	9.763	203	2.223	124.867	3	124.870
CNEL-Sucumbios	83.703	12.075	504	2.482	98.764	2	98.766
CNEL-Bolivar	61.766	3.373	125	1.443	66.707	-	66.707
CNEL EP	2.317.692	212.672	7.369	34.592	2.572.325	90	2.572.415
E.E. Quito	1.007.951	136.634	12.875	16.775	1.174.235	76	1.174.311
E.E. Centro Sur	358.477	35.200	5.440	6.395	405.512	8	405.520
E.E. Ambato	241.104	27.619	6.331	5.275	280.329	6	280.335
E.E. Norte	220.162	26.555	2.825	3.697	253.239	7	253.246
E.E. Sur	184.809	17.906	1.398	6.657	210.770	3	210.773
E.E. Riobamba	155.682	18.390	745	3.311	178.128	3	178.131
E.E. Cotopaxi	127.891	11.328	3.910	2.355	145.484	4	145.488
E.E. Azogues	34.841	2.419	512	695	38.467	1	38.468
E.E. Galápagos	10.128	2.314	187	557	13.186	-	13.186
Empresas Eléctricas	2.341.045	278.365	34.223	45.717	2.699.350	108	2.699.458
Total	4.658.737	491.037	41.592	80.309	5.271.675	198	5.271.873

Figura Nro. 4: Incremento de usuarios en las empresas eléctricas de distribución entre 2010 y junio 2020

En la tabla Nro. 4 no se contabiliza como clientes regulados a los 318 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 Nro. ARCONEL 006/18 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 2010 a junio 2020, por empresa de Distribución y Unidad de Negocio CNEL – EP.



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 brindan una idea general de la situación de las transacciones efectuadas en las diferentes etapas funcionales del sector eléctrico ecuatoriano.

Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (1/4)

	Junio 2020 MW	2019 MW	2018 MW	Variación 2019 - 2018 %		Junio 2020 MW	2019 MW	2018 MW	Variación 2019 - 2018 %
Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica	8.693,21	8.685,01	8.661,90	0,27	Potencia Efectiva en Generación de Energía Eléctrica	8.080,97	8.072,81	8.048,11	0,31
Renovable	5.282,69	5.276,74	5.266,74	0,19	Renovable	5.243,37	5.237,42	5.227,22	0,20
Hidráulica	5.082,35	5.076,40	5.066,40	0,19	Hidráulica	5.052,58	5.046,63	5.036,43	0,20
Eólica	21,15	21,15	21,15	0,20	Eólica	21,15	21,15	21,15	-
Fotovoltaica	27,63	27,63	27,63	-	Fotovoltaica	26,74	26,74	26,74	-
Biomasa	144,30	144,30	144,30	-	Biomasa	136,40	136,40	136,40	-
Biogas	7,26	7,26	7,26	-	Biogas	6,50	6,50	6,50	-
No Renovable	3.410,51	3.408,27	3.395,15	0,39	No Renovable	2.837,59	2.835,39	2.820,89	0,51
MCI	2.027,04	2.024,80	2.011,44	0,66	MCI	1.630,54	1.628,34	1.613,60	0,91
Turbogas	921,85	921,85	921,85	-	Turbogas	775,55	775,55	775,55	-
Turbovapor	461,63	461,63	461,87	(0,05)	Turbovapor	431,50	431,50	431,74	(0,06)
Interconexión	650,00	650,00	650,00	-	Interconexión	635,00	635,00	635,00	-
Colombia	540,00	540,00	540,00	-	Colombia	525,00	525,00	525,00	-
Perú	110,00	110,00	110,00	-	Perú	110,00	110,00	110,00	-

Figura Nro. 5: Potencia nominal a junio de 2020 (MW)

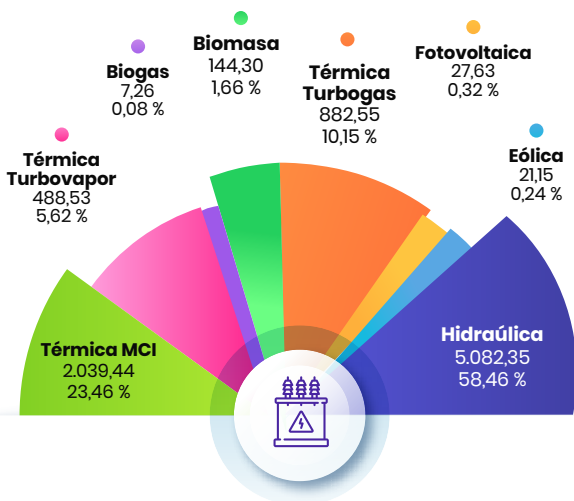


Figura Nro. 6: Potencia efectiva a junio de 2020 (MW)

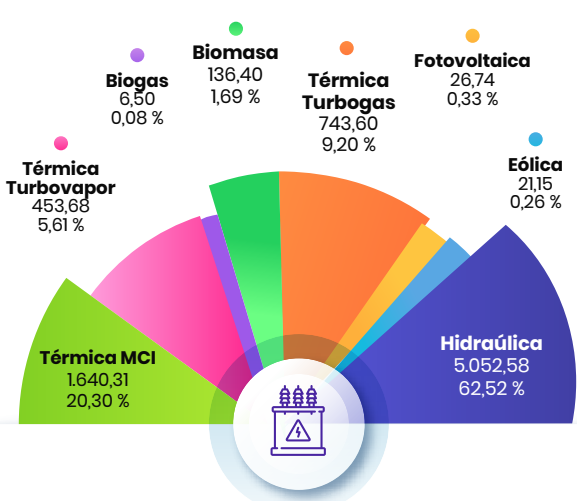











Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (2/4)

	Junio 2020 GWh	Año móvil a Junio 2020 (Julio 2019 - Junio 2020) GWh	2019 GWh	2018 GWh	Variación 2019 - 2018 %
Producción de Energía e Importaciones	2.618,74	31.708,58	32.289,79	29.349,66	10,02
Nacional	2.618,72	31.702,28	32.283,96	29.243,59	10,40
Renovable	2.139,19	25.283,87	25.218,44	21.224,31	18,82
Hidráulica 	2.109,82	24.694,87	24.640,57	20.678,00	19,16
Eólica 	8,24	83,46	85,53	80,26	6,57
Fotovoltaica 	2,89	37,10	37,62	38,08	(1,21)
Biomasa 	14,45	426,23	413,56	382,44	8,14
Biogas 	3,77	42,21	41,16	45,52	(9,58)
No Renovable	479,54	6.418,41	7.065,52	8.019,28	(11,89)
MCI 	334,73	4.257,63	4.618,39	4.942,06	(6,55)
Turbogas 	80,11	1.063,26	1.185,73	1.339,29	(11,47)
Turbovapor 	64,70	1.097,53	1.261,39	1.737,93	(27,42)
Interconexión	0,02	6,29	5,83	106,07	(94,50)
Colombia 	0,02	6,29	5,83	106,07	(94,50)
Perú 	-	-	-	-	-









	Junio 2020 GWh	Año móvil a junio 2020 (Julio 2019 - Junio 2020) GWh	2019 GWh	2018 GWh	Variación 2019 - 2018 %
Producción e Importaciones SNI	2.288,67	27.777,86	28.169,97	25.482,00	10,55
Nacional	2.288,65	27.771,57	28.164,14	25.375,92	10,99
Renovable	2.136,17	25.253,21	25.186,96	21.198,03	18,82
Hidráulica 	2.107,89	24.673,91	24.619,13	20.661,59	19,15
Eólica 	7,48	78,08	79,98	73,70	8,52
Fotovoltaica 	2,58	32,79	33,13	34,77	(4,73)
Biomasa 	14,45	426,23	413,56	382,44	8,14
Biogas 	3,77	42,21	41,16	45,52	(9,58)
No Renovable	152,48	2.518,36	2.977,18	4.177,90	(28,74)
MCI 	33,01	645,03	854,22	1.447,85	(41,00)
Turbogas 	54,78	794,54	888,65	1.021,53	(13,01)
Turbovapor 	64,70	1.078,79	1.234,30	1.708,52	(27,76)
Interconexión	0,02	6,29	5,83	106,07	(94,50)
Colombia 	0,02	6,29	5,83	106,07	(94,50)
Perú 	-	-	-	-	-

Figura Nro. 7: Producción de energía e importaciones a junio 2020 (GWh)

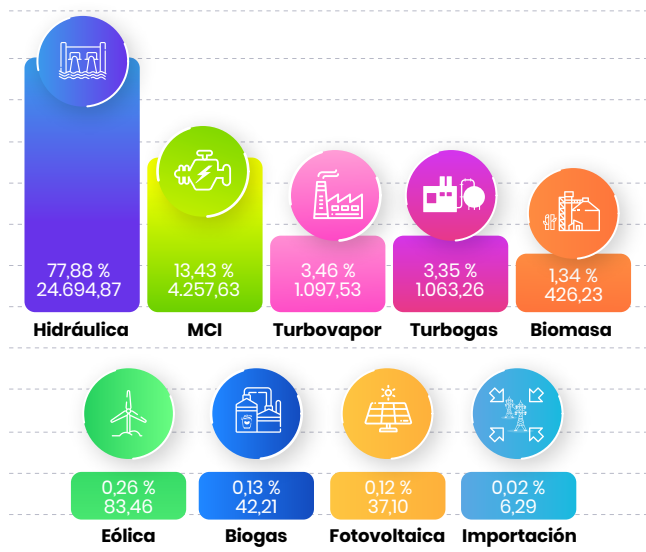


Figura Nro. 8: Producción de energía e importaciones SNI a junio 2020 (GWh)

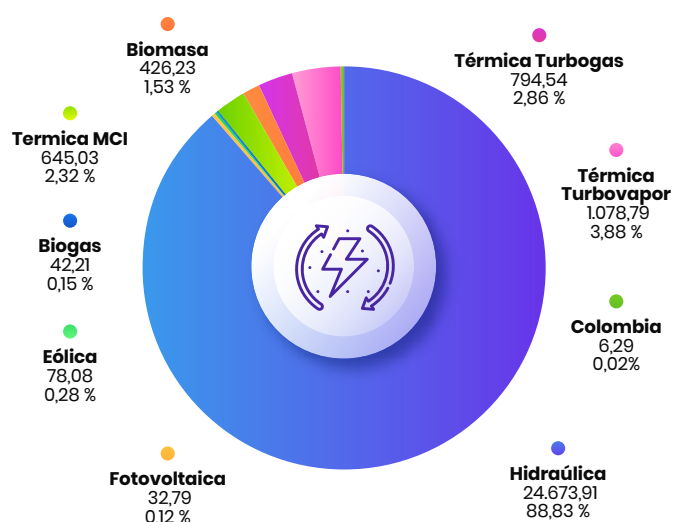


Tabla Nro. 5: Balance nacional de energía eléctrica (3/4)

	Junio 2020 GWh	Año móvil a junio 2020 (julio 2019 - junio 2020) GWh	2019 GWh	2018 GWh	Variación 2019 - 2018 %
Energía Entregada para Servicio Público	2.163,53	26.220,90	26.573,70	24.028,49	10,59
Nacional	2.163,51	26.214,61	26.567,87	23.922,42	11,06
Renovable	2.023,72	23.791,75	23.660,05	20.032,26	18,11
Hidráulica	2.008,20	23.446,84	23.317,18	19.676,21	18,50
Eólica	8,07	81,45	83,47	78,36	6,52
Fotovoltaica	2,85	36,53	37,04	37,63	(1,57)
Biomasa	0,84	185,34	181,92	195,37	(6,89)
Biogas	3,76	41,59	40,44	44,68	(9,51)
No Renovable	139,79	2.422,86	2.907,82	3.890,16	(25,25)
MCI	59,90	987,86	1.130,89	1.561,24	(27,56)
Turbogas	52,99	773,63	867,20	993,75	(12,73)
Turbopar	26,90	661,37	909,73	1.335,17	(31,86)
Interconexión	0,02	6,29	5,83	106,07	(94,50)
Colombia	0,02	6,29	5,83	106,07	(94,50)
Perú	-	-	-	-	-



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

	Junio 2020 GWh	Año móvil a junio 2020 (julio 2019 - junio 2020) GWh	2019 GWh	2018 GWh	Variación 2019 - 2018 %
Energía Disponible para Servicio Público					
Pérdidas en Transmisión	105,99	1.335,87	1.293,13	1.077,51	20,01
Disponible para Servicio Público	2.057,54	24.885,04	25.280,58	22.950,98	10,15
Entregada a Clientes No Regulados	120,15	1.459,75	1.427,07	1.050,42	35,86
Disponible + Exportaciones	2.177,69	26.344,79	26.707,65	24.001,40	11,28
Exportación	232,97	1.771,11	1.826,64	255,66	614,48
Colombia	120,15	1.459,75	1.427,07	1.050,42	35,86
Perú	2.177,69	26.344,79	26.707,65	24.001,40	11,28
Disponible en los Sistemas de Distribución	1.944,72	24.573,68	24.881,01	23.745,74	4,78
Consumo de Energía para Servicio Público ⁽¹⁾					
Consumo de Energía a Nivel Nacional	1.728,03	21.519,99	21.895,70	21.040,45	4,06
Pérdidas en Distribución	216,69	3.053,69	2.985,31	2.705,29	10,35
Técnicas	120,92	1.711,93	1.737,67	1.668,58	4,14
No Técnicas	95,77	1.341,76	1.247,65	1.036,71	20,35
Energía Facturada por Servicio Eléctrico ⁽¹⁾					
Energía Facturada a Nivel Nacional	1.710,04	21.554,99	21.907,87	21.052,14	4,06
Residencial	707,39	7.877,15	7.656,29	7.400,31	3,46
Comercial	216,59	3.653,28	3.924,80	3.831,65	2,43
Industrial	484,40	6.193,45	6.481,21	6.142,10	5,52
A. Público	117,58	1.416,28	1.382,14	1.310,36	5,48
Otros	184,07	2.414,83	2.463,43	2.367,71	4,04
Valores Facturados y Recaudados	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	%
Facturación por Servicio Eléctrico	142,41	1.888,50	1.916,95	1.863,80	2,85
Recaudación por Servicio Eléctrico	107,63	1.642,54	1.872,24	1.834,71	2,05
Indicadores de Calidad del Servicio Técnico	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	%
FMIK	0,63	6,51	6,15	7,60	(19,16)
TTIK	0,83	8,24	7,63	10,09	(24,38)



(1) El consumo de energía empleado para el cálculo de las pérdidas de energía, difiere de la energía facturada, puesto que para el cálculo de las pérdidas de energía de la empresas eléctricas Centro Sur y Quito, no se considera la facturación comercial, sino el consumo promedio real calculado, metodología que permite obtener el consumo de energía de acuerdo al número de días del mes calendario, esto para que se corresponda con el número de días de la compra de energía, evitándose de esta manera que se presenten distorsiones en los valores de pérdidas de energía.

Figura Nro. 9: Energía entregada para servicio público a junio 2020 (GWh)

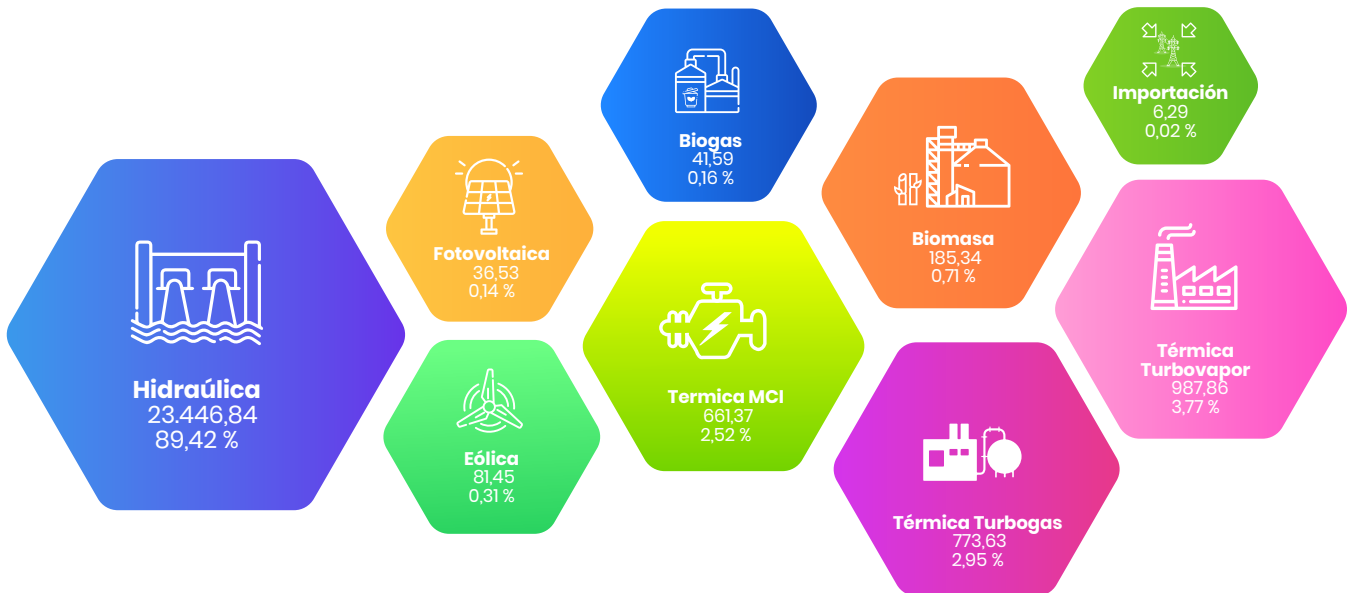
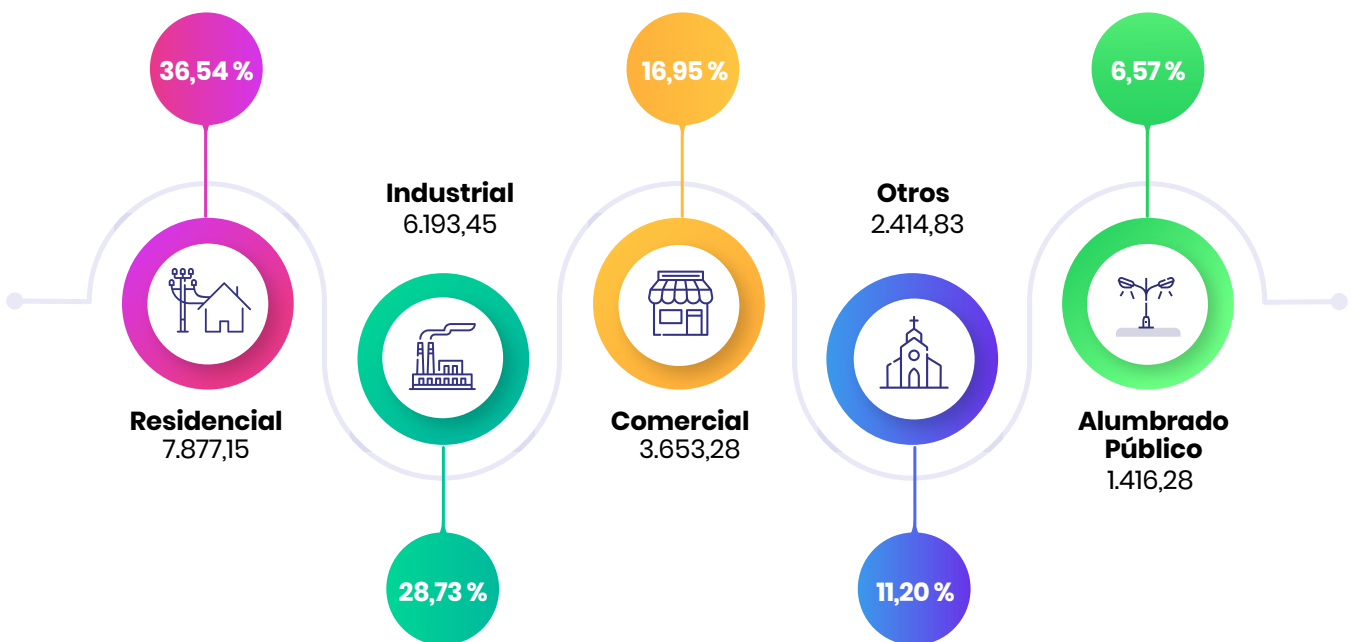


Figura Nro. 10: Consumo de energía a junio de 2020 (GWh)





3 DEMANDA DE POTENCIA

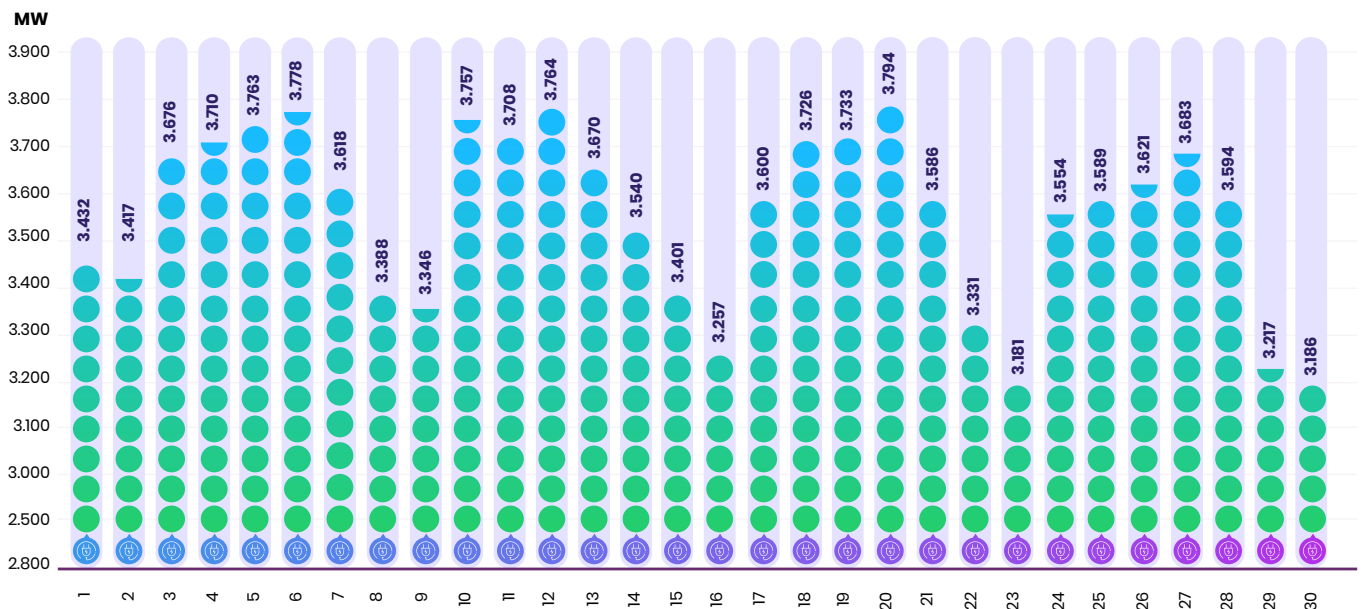
En esta sección se muestra la demanda máxima de potencia.

En la tabla Nro. 6 y figura Nro. 11, se presenta la potencia máxima diaria de junio de 2020; cuyo valor máximo se registró el sábado 20 de junio, con un valor que ascendió a 3.794,4 MW.

Tabla Nro. 6: Demanda máxima nacional de junio 2020 (MW)

Semana	Fecha	Potencia MW	Semana	Fecha	Potencia MW	Semana	Fecha	Potencia MW	Semana	Fecha	Potencia MW	Semana	Fecha	Potencia MW
1	1/6/20	3.432	2	8/6/20	3.388	3	15/6/20	3.401	4	22/6/20	3.331	5	29/6/20	3.217
	2/6/20	3.417		9/6/20	3.346		16/6/20	3.257		23/6/20	3.181		30/6/20	3.186
	3/6/20	3.676		10/6/20	3.757		17/6/20	3.600		24/6/20	3.554			
	4/6/20	3.710		11/6/20	3.708		18/6/20	3.726		25/6/20	3.589			
	5/6/20	3.763		12/6/20	3.764		19/6/20	3.733		26/6/20	3.621			
	6/6/20	3.778		13/6/20	3.670		20/6/20	3.794		27/6/20	3.683			
	7/6/20	3.618		14/6/20	3.540		21/6/20	3.586		28/6/20	3.594			

Figura Nro. 11: Potencia máxima de junio 2020 (MW)



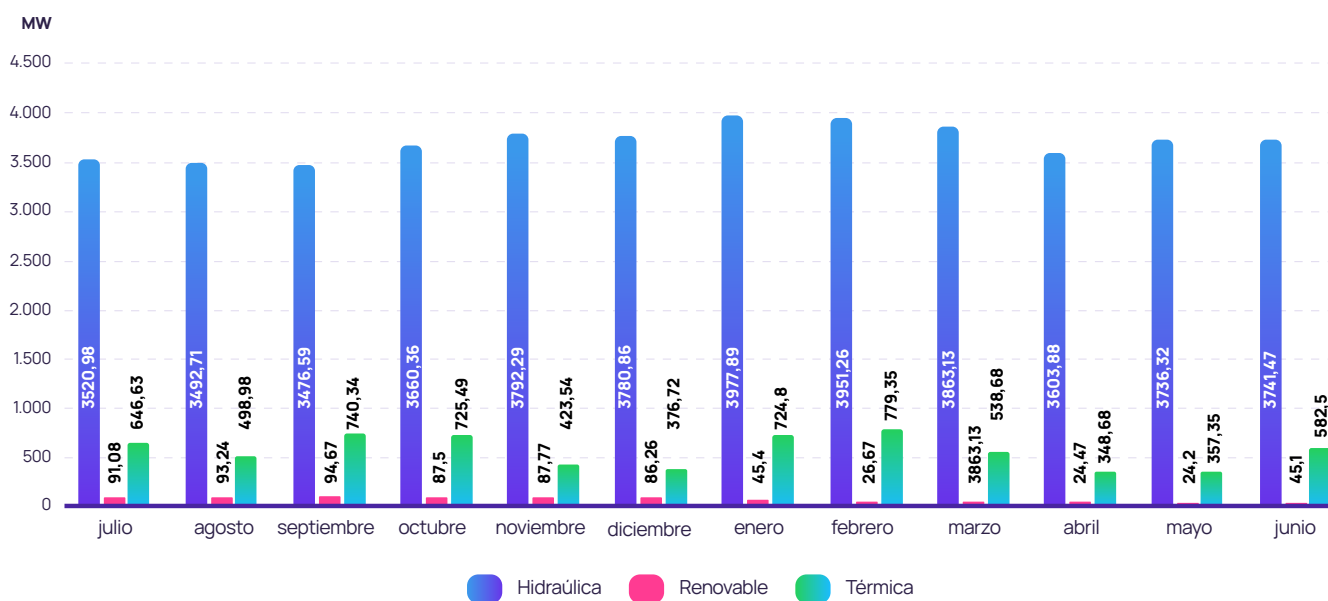
Durante el periodo julio 2019 - junio 2020, se registró una potencia máxima de 4.089,12 MW, siendo la potencia proveniente de centrales hidroeléctricas la más predominante con 3.977,89 MW.

Tabla Nro. 7: Demanda de potencia por tipo de generación (MW)

Año	Mes	Hidráulica	*Renovable	Térmica	Potencia máxima mensual
2019	Julio	3.520,98	91,08	646,63	3.701,49
	Agosto	3.492,71	93,24	498,98	3.668,14
	Septiembre	3.476,59	94,67	740,34	3.967,37
	Octubre	3.660,36	87,5	725,49	3.790,12
	Noviembre	3.792,29	87,77	423,54	3.953,33
	Diciembre	3.780,86	86,26	376,72	3.951,68
2020	Enero	3.977,89	45,4	724,8	4.083,08
	Febrero	3.951,26	26,67	779,35	4.089,12
	Marzo	3.863,13	24,53	538,68	4.032,18
	Abril	3.603,88	24,47	348,68	3.458,73
	Mayo	3.736,32	24,2	357,35	3.626,89
	Junio	3.741,47	45,1	582,5	3.794,42

*En la figura Nro. 12 se observa la demanda de potencia por tipo de generación del periodo julio 2019 – junio 2020; dentro de demanda de energía renovable, se incluyen las centrales eólicas, fotovoltaicas y de biomasa.

Figura Nro. 12: Demanda de potencia por tipo de generación, julio 2019 - junio 2020 (MW)



En la figura Nro. 13, se presenta la demanda de potencia máxima del periodo julio 2019 – junio 2020; en febrero se registró la potencia máxima, la cual alcanzó 4.089 MW; en marzo se declaró la emergencia sanitaria relacionada con la pandemia por Covid-19, entre las medidas de prevención implementadas se encuentra el teletrabajo, aislamiento social, entre otras; debido a esto se evidencia una disminución en la demanda de potencia mensual desde marzo hasta junio de 2020.

Figura Nro. 13: Demanda de potencia máxima mensual, julio 2019 - junio 2020 (MW)

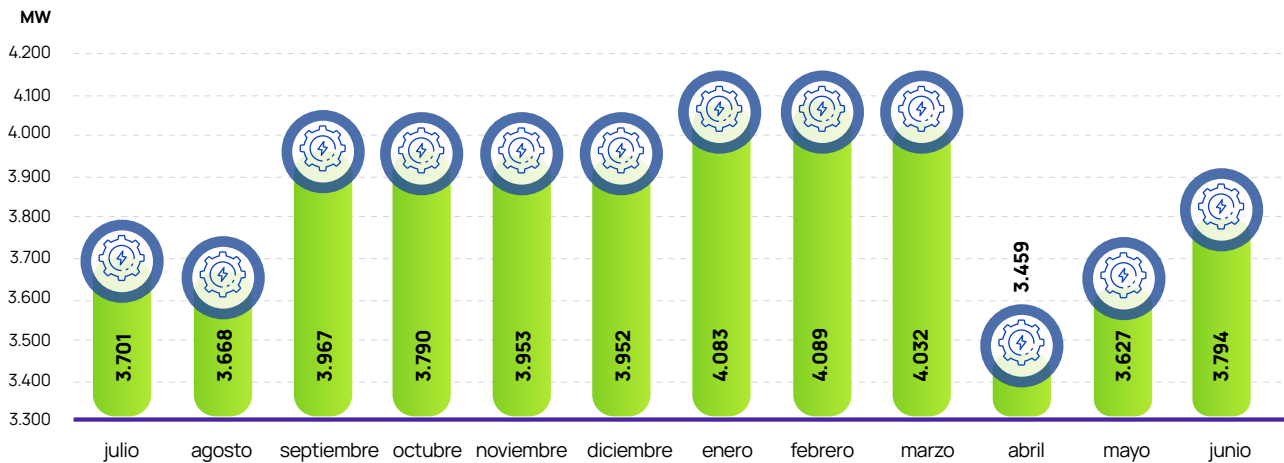
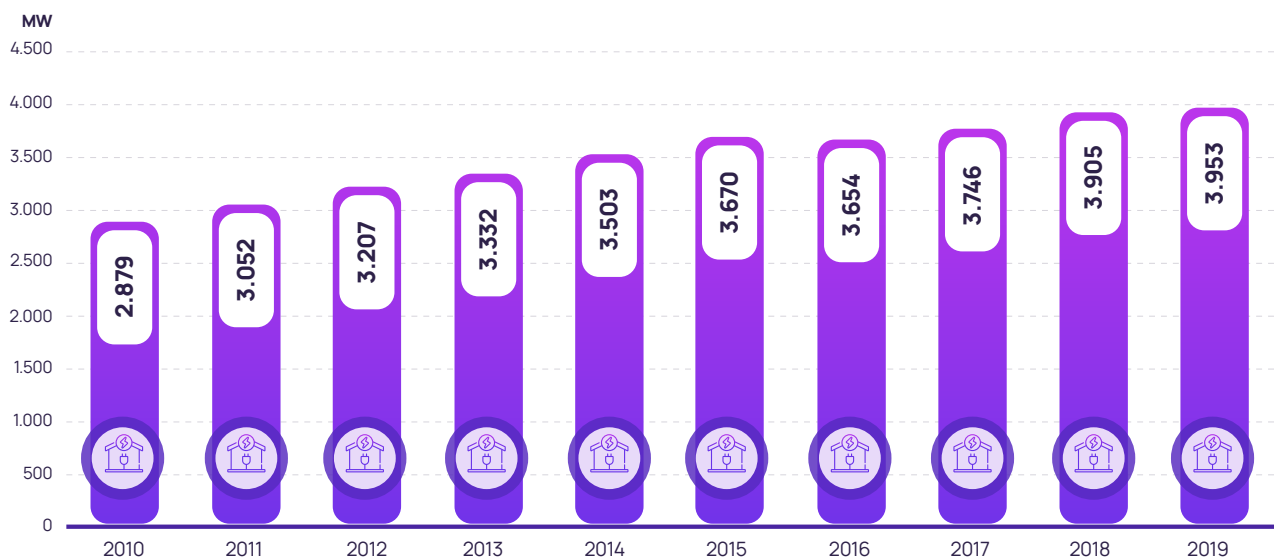


Tabla Nro. 8: Demanda de potencia periodo 2010 - 2019 (MW)

Fecha	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Enero	2.720,83	2.910,66	2.939,162	3.190,31	3.324,28	3.504	3.593,1	3.689,18	3.815,28	3.903,44
Febrero	2.740,63	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
Marzo	2.819,60	2.963,85	3.014,22	3.214,05	3.369,52	3.540,4	3.654,22	3.692,24	3.905,45	3.886,47
Abril	2.836,18	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
Mayo	2.834,44	2.979,65	3.088,18	3.185,68	3.396,9	3.601,99	3.586,75	3.687,69	3.816,81	3.949,94
Junio	2.732,30	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
Julio	2.695,20	2.841,57	2.990,2	3.039,13	3.352,43	3.525,24	3.450,27	3.435,24	3.617,14	3.701,49
Agosto	2.699,00	2.831,19	2.983,52	3.080,53	3.292,97	3.471,17	3.490,36	3.577,25	3.585,3	3.668,14
Septiembre	2.742,00	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
Octubre	2.879,04	2.891,36	3.035,26	3.187,6	3.373,11	3.591,02	3.457,48	3.674,02	3.657,19	3.790,12
Noviembre	2.815,88	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
Diciembre	2.879,24	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
Potencia Máxima	2.879,24	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

Durante el periodo 2010-2019, se muestra un incremento en la demanda de potencia; en 2019 la demanda alcanzó 3.953,33 MW.

Figura Nro. 14: Demanda de potencia periodo 2010 - 2019 (MW)



4 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

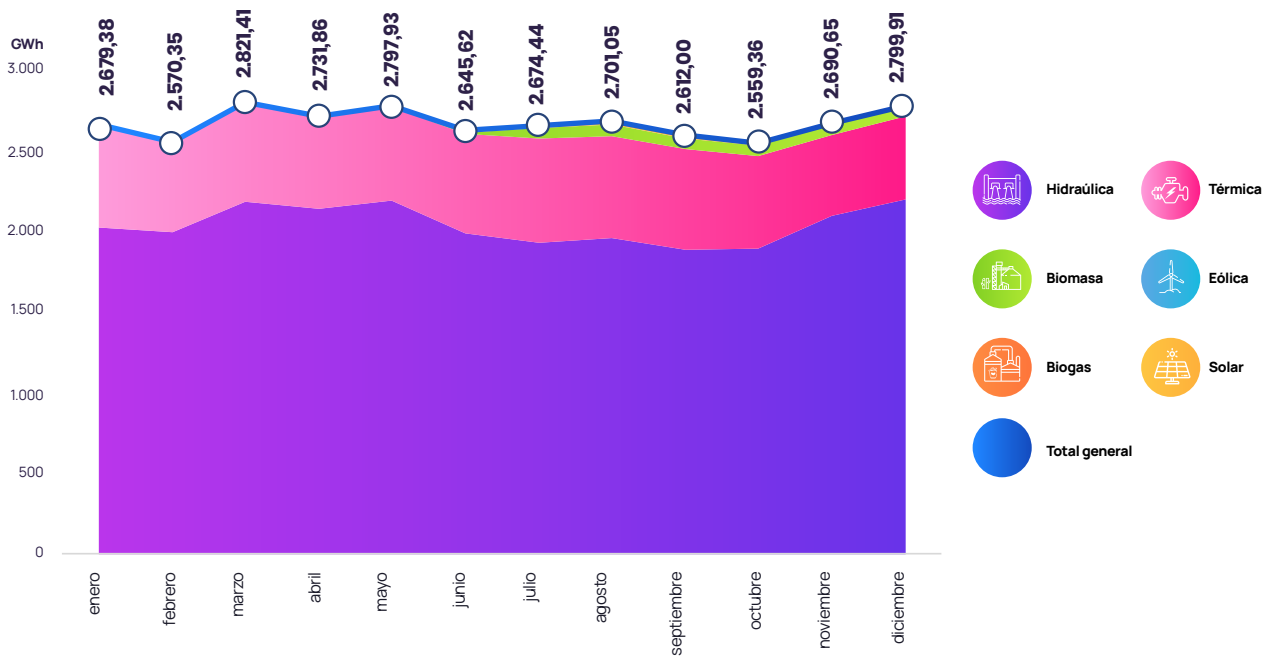
En la tabla Nro. 9, se presenta la composición de la generación de electricidad en el Ecuador, con respecto al 2018, se refleja una reducción de la energía eléctrica generada mediante el uso de combustibles fósiles.

Tabla Nro. 9: Energía bruta

Energía bruta (GWh)						
Tipo Energía	Subtipo Central	Junio 2020	2018	2019	Variación 2018-2019 (%)	Año móvil julio 2019-junio 2020
Renovable	Hidráulica 	2.109,82	20.678,00	24.640,57	19,16	24.694,87
	Eólica 	8,24	80,26	85,53	6,57	83,46
	Fotovoltaica 	2,89	38,08	37,62	(1,21)	37,10
	Biogás 	3,77	45,52	41,16	(9,58)	42,21
	Biomasa 	14,45	382,44	413,56	8,14	426,23
Total Renovable		2.139,19	21.224,31	25.218,44	18,82	25.283,87
No Renovable	Térmica MCI 	334,73	4.942,06	4.618,39	(6,55)	4.257,63
	Térmica Turbogás 	80,11	1.339,29	1.185,73	(11,47)	1.063,26
	Térmica Turbovapor 	64,70	1.737,93	1.261,39	(27,42)	1.097,53
Total No Renovable		479,54	8.019,28	7.065,52	(11,89)	6.418,41
Total general		2.618,72	29.243,59	32.283,96	10,40	31.702,28

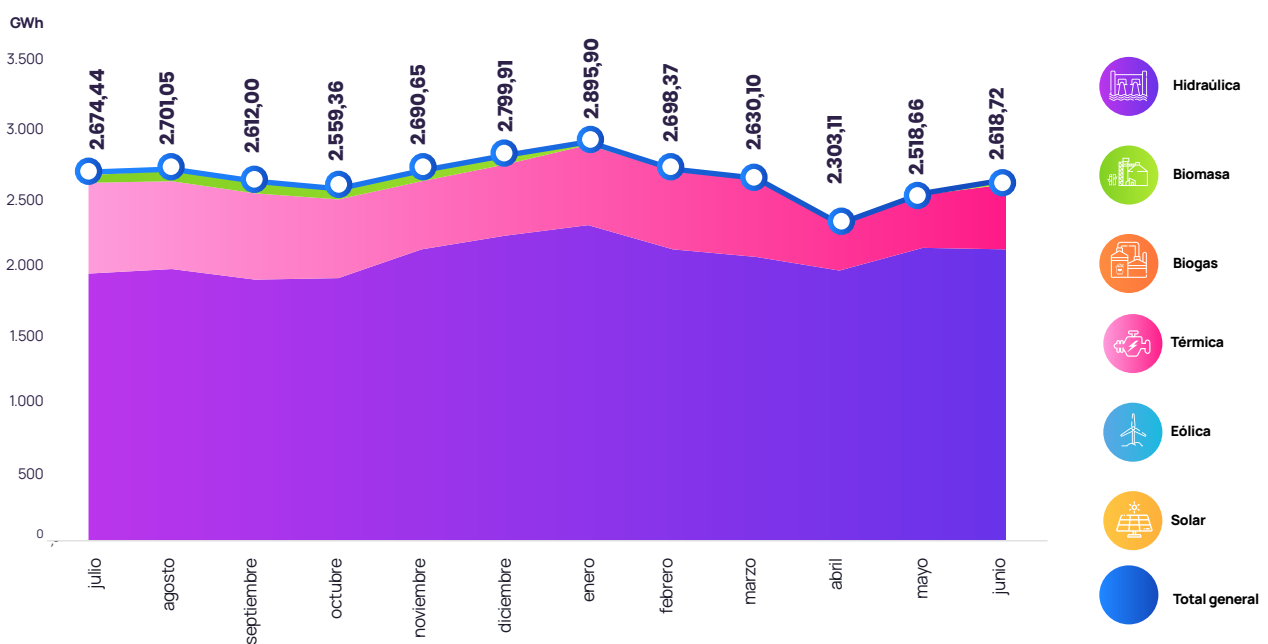
La producción de electricidad, en el sistema eléctrico ecuatoriano, durante el 2019 alcanzó un valor de 32.283,96 GWh, siendo la energía proveniente de centrales hidroeléctricas la más predominante con 24.640,57 GWh.

Figura Nro. 15: Energía bruta por tipo de fuente 2019 (GWh)



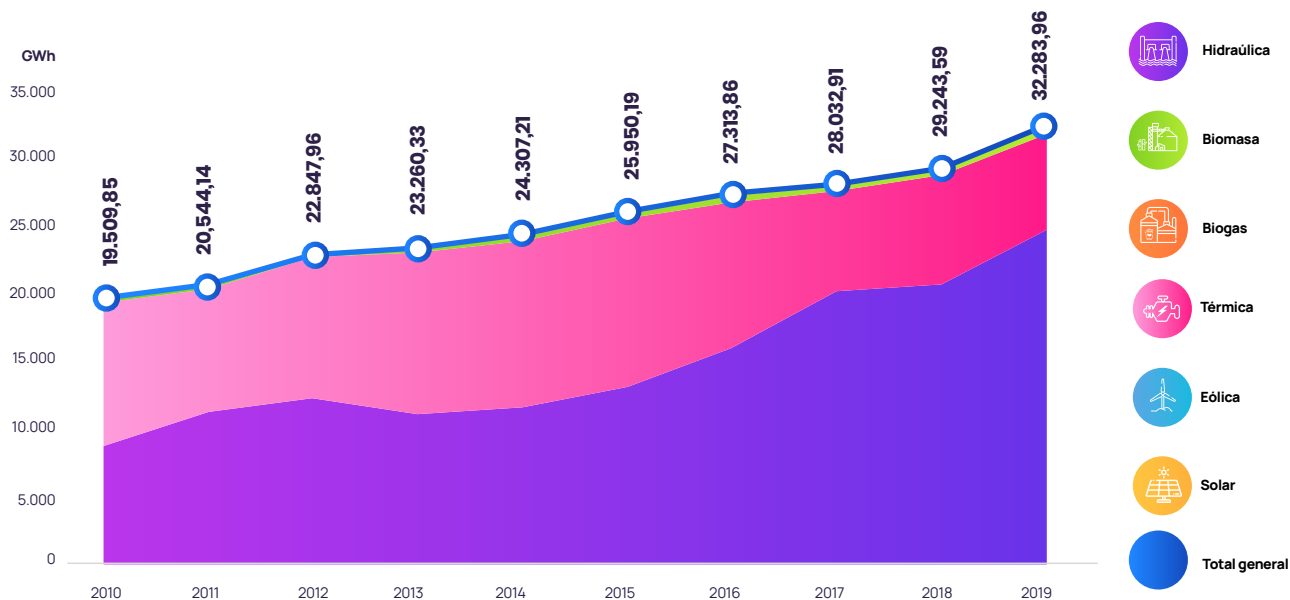
La producción de electricidad, en el sistema eléctrico ecuatoriano, durante el año móvil julio 2019-junio 2020, alcanzó un valor de 31.702,28 GWh, siendo la energía proveniente de centrales hidroeléctricas la más predominante con 24.694,87 GWh.

Figura Nro. 16: Energía bruta por tipo de fuente año móvil julio 2019 - junio 2020 (GWh)



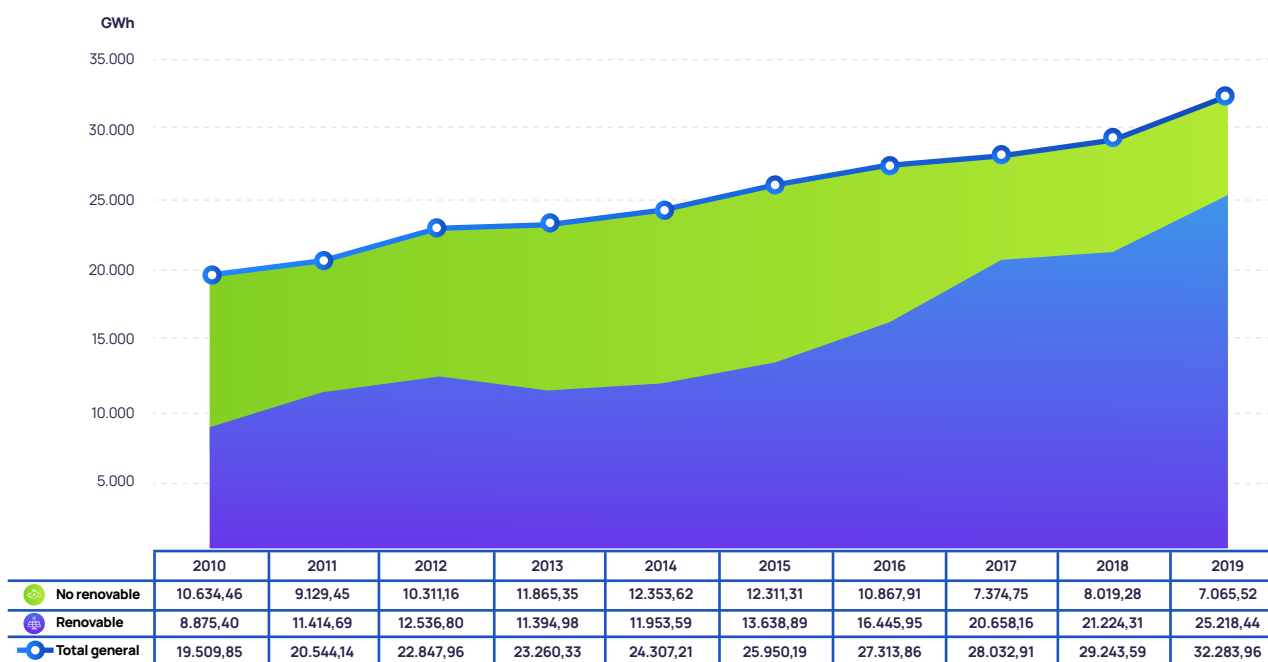
El incremento de energía eléctrica generada durante 2019 con relación al 2018, representó un 10,40 %.

Figura Nro. 17: Energía bruta por tipo de fuente periodo 2010 - 2019 (GWh)



Durante el periodo 2010-2019, se muestra un incremento en la energía eléctrica generada proveniente de fuentes renovables, debido al ingreso de varios proyectos hidroeléctricos, eólicos, fotovoltaicos y generación con biomasa.

Figura Nro. 18: Energía bruta renovable y no renovable periodo 2010 - 2019 (GWh)





5 PROCESO DE MANEJO DE INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

El proceso de manejo de la información estadística del sector eléctrico inicia con la planificación, diseño y construcción de las actividades inherentes, mismas que se detallan y comunican de manera oficial en el Plan Anual de Operación Estadística (PAO), documento mediante el cual se establecen: el tipo y formato de información a captar; los medios de captación; los plazos de entrega; y, demás lineamientos generales.

La información estadística sectorial es reportada de manera mensual por los participantes del sector eléctrico, de los temas relacionados con infraestructura y transacciones, a través del aplicativo SISDAT (Sistematización de Datos del Sector Eléctrico).

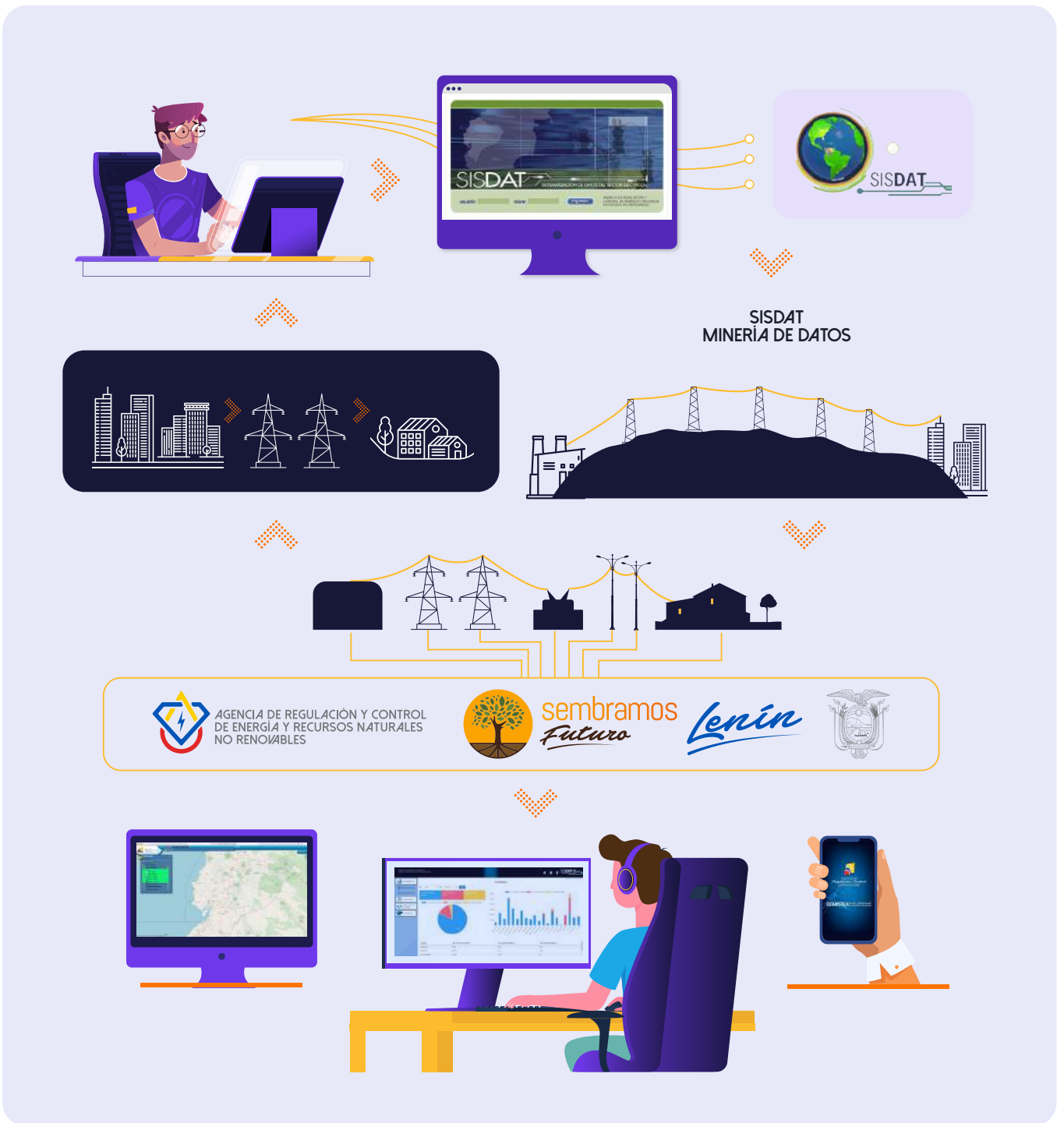
Una vez registrados los datos por todos los participantes del sector y para garantizar la calidad de la información reportada, ésta es analizada, verificada y procesada, mediante el aplicativo “SISDAT Minería de Datos”; y, herramientas especializadas para análisis estadístico. De encontrarse inconsistencias, se procede a gestionarlas con los participantes del sector eléctrico involucrados a fin de que efectúen los ajustes que correspondan.

Finalmente, la Agencia pone a disposición los productos que comprenden la Estadística del Sector Eléctrico, tales como: documento anual y multianual de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano (documento digital); varios servicios WEB publicados a en [portal WEB](#) de la ARCERNNR, entre los que se mencionan, bases de datos de la

información estadística mensual actualizada de infraestructura y transacciones del sector eléctrico ecuatoriano, servicio de atención de requerimientos de información estadística, aplicación de Inteligencia de Negocios [SISDAT-BI](#) que permite consultar indicadores e información histórica detallada o resumida del sector y descargarla de manera amigable y sencilla.


De la misma manera, se cuenta con la aplicación SISDAT-APP para dispositivos móviles, que se puede descargar directamente desde la tienda virtual de su preferencia. Una vez instalada en el teléfono celular, se puede acceder desde cualquier rincón del país y hacer las consultas estadísticas que necesiten de una manera práctica y muy ilustrativa.

Figura Nro. 19: Proceso de información estadística del sector eléctrico



6 PROCESO DE MANEJO DE LA INFORMACIÓN GEOGRÁFICA

Inicia con la planificación, diseño y construcción de las actividades inherentes, mismas que se plasman y comunican de manera oficial en el Plan Anual de Operación Estadística (PAO), documento que constituye la base primordial y mediante el cual se establecen: el tipo y formato de información a captar; los medios de captación; los plazos de entrega; y, demás lineamientos generales.



La Agencia efectúa la captación de la información geográfica de infraestructura del sector eléctrico, con la participación activa de todas las empresas e instituciones involucradas en el levantamiento de los objetos geográficos sectoriales, a través de los medios de captación definidos y puestos a disposición por la Agencia, tales como: formularios SISDAT, aplicativos web, FTP-ARCERNNR y Geodatabase (GDB), mismos que permiten efectuar la captación de información en forma sistematizada.

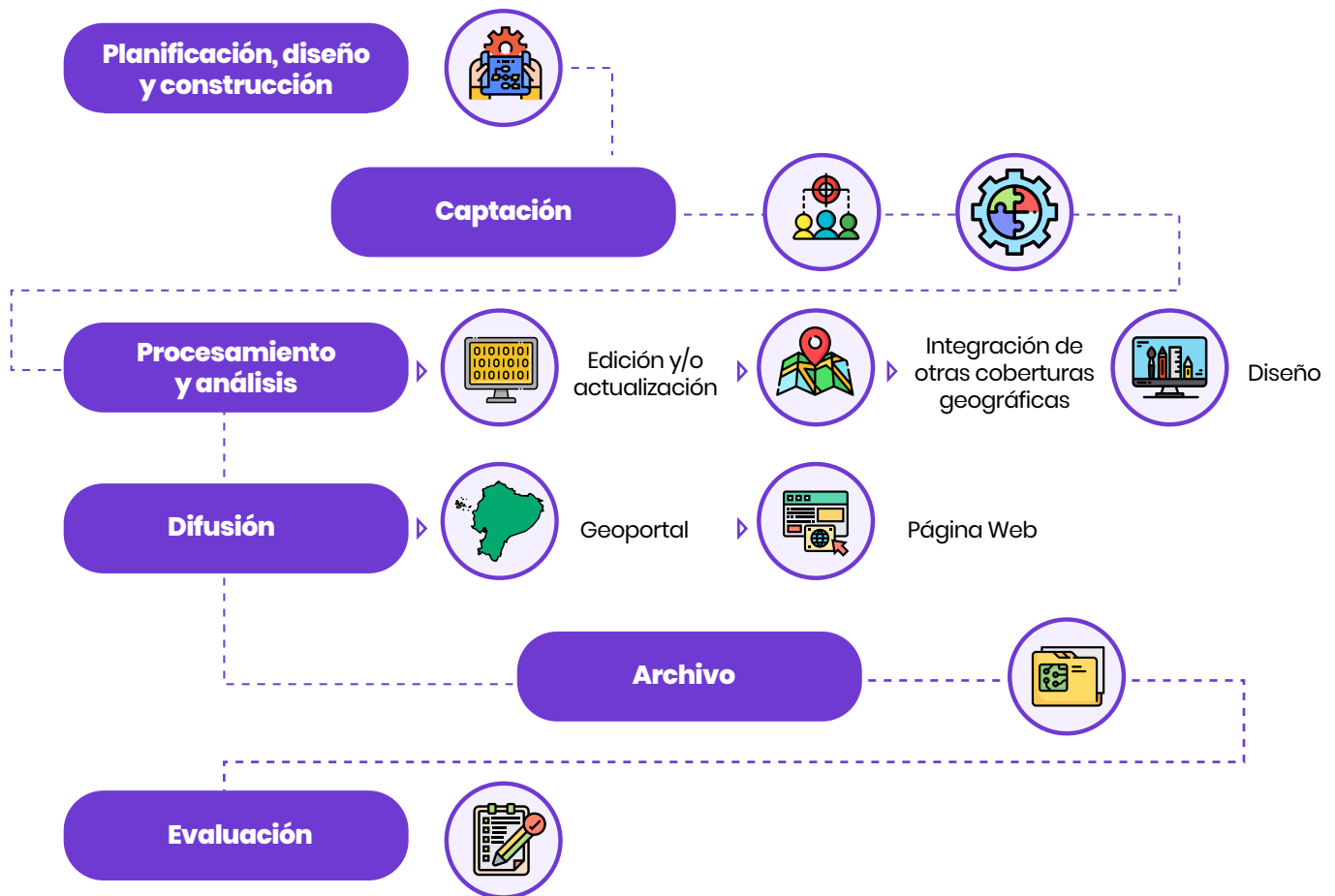
La información geográfica captada es procesada, analizada y validada; en caso de existir información inconsistente, se efectúan las gestiones correspondientes con los diferentes participantes del sector eléctrico para la edición y/o actualización de la misma. Con la información depurada, posteriormente se procede a integrarla con información geográfica de otros sectores, de acuerdo a necesidades y análisis particulares requeridos por la Agencia; instituciones y organismos públicos o privados; y, público en general.

Resultado del procesamiento y análisis efectuados, se obtienen diferentes productos relacionados con la información geográfica, mismos que son difundidos a todos los participantes del sector eléctrico y público en general, tales como: documentos e informes técnicos; mapas; publicación anual Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano; Geoportal; y, diferentes servicios WEB que provee la Agencia.

Los datos geográficos captados y todos los análisis resultantes, reposan en la GDB corporativa SIG, que permite almacenar de forma organizada y administrar la información de manera integral. Los objetos geográficos de la infraestructura eléctrica, posee su respectivo metadato, de esta manera es posible entender y conocer todas las características del mismo.

Finalmente, para garantizar la calidad del proceso de información geográfica, ésta es sometida a un proceso de evaluación que permite la mejora continua de cada una de sus etapas.

Figura Nro. 20: Proceso de información geográfica del sector eléctrico



7 FACTOR DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, 2019

El Ecuador, como suscriptor de la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático (UNFCCC), ha ratificado el compromiso de reducir sus emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) para alcanzar un desarrollo sustentable; siendo prioritario promover la mitigación al cambio climático a través de la energía renovable y de la eficiencia energética.

Con el objetivo de contribuir en torno a este tema, se ha constituido la Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de efecto invernadero –CTFE, conformada por: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables –MERNNR, Ministerio de Ambiente y Agua –MAAE, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables –ARCERNNR, y el Operador Nacional de Electricidad –CENACE.

En esta línea, la Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de GEI (CTFE), ha desarrollado el “Informe 2019 del factor de emisiones de gases de efecto invernadero del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (SNI)”, bajo los lineamientos establecidos por la UNFCCC en la metodología ACM0002 y con aplicación de la “Herramienta para el cálculo del factor de emisión para un sistema eléctrico”, versión v7.0¹. La síntesis del informe se indica a continuación:

El factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador, se calculó con datos estadísticos de la operación del sistema eléctrico continental del Ecuador para los años 2017 - 2019 dando como resultado el Factor de emisión del Margen de Operación (OM), la herramienta metodológica de la UNFCCC establece que el cálculo del factor de emisión de CO₂ para las unidades de generación se lo realice utilizando la siguiente ecuación:



(1) <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}}$$

$EF_{EL,m,y}$ = Factor de emisión de CO₂ de las unidades de generación m en el año y (t CO₂/MWh).

$FC_{i,m,y}$ = Cantidad de combustible fósil i consumido en el año y de las unidades de generación m (unidad de masa o volumen).

$NCV_{i,y}$ = Poder calorífico neto (contenido de energía) del combustible fósil tipo i en el año y (TJ/unidad de masa o volumen).

$EF_{CO_2,i,y}$ = Factor de emisión de CO₂ por tipo de combustible i en el año y (tCO₂/TJ).

$EG_{m,y}$ = Energía neta generada en el año y a excepción de las unidades de bajo costo (MWh).

En la tabla Nro. 12 se presentan los resultados que se obtuvieron del margen de operación para los años del 2017 al 2019.

Tabla Nro. 10: Resultados del Margen de Operación (OM) para los años 2017, 2018 y 2019

	Parámetros		Unidad
Lambda	λ 2017	0,3136	
Generadores de no bajo costo	$\sum_m EG_{m,2017} \times EF_{EL,m,2017}$	2.397.507,90	tCO ₂
	$\sum_m EG_{m,2017}$	3.353.882,79	MWh
Generadores bajo costo	$\sum_k EG_{k,2017} \times EF_{EL,k,2017}$	0,000	tCO ₂
	$\sum_k EG_{k,2017}$	20.295.425,36	MWh
	$EF_{grid,OM-adj,2017}$	0,4907	tCO ₂ /MWh

	Parámetros		Unidad
Lambda	λ 2018	0,2805	
Generadores de no bajo costo	$\sum_m EG_{m,2018} \times EF_{EL,m,2018}$	2.746.531,29	tCO ₂
	$\sum_m EG_{m,2018}$	3.715.186,23	MWh
Generadores bajo costo	$\sum_k EG_{k,2018} \times EF_{EL,k,2018}$	0,000	tCO ₂
	$\sum_k EG_{k,2018}$	21.023.546,99	MWh
	$EF_{grid,OM-adj,2018}$	0,5319	tCO ₂ /MWh

	Parámetros		Unidad
Lambda	λ 2019	0,3905	
Generadores de no bajo costo	$\sum_m EG_{m,2019} \times EF_{EL,m,2019}$	1.927.693,34	tCO ₂
	$\sum_m EG_{m,2019}$	2.605.360,60	MWh
Generadores bajo costo	$\sum_k EG_{k,2019} \times EF_{EL,k,2019}$	0,000	tCO ₂
	$\sum_k EG_{k,2019}$	24.877.040,20	MWh
	$EF_{grid,OM-adj,2019}$	0,4509	tCO ₂ /MWh

Por otra parte, se establece el cálculo de las emisiones de los proyectos ingresados en los últimos 5 años o que corresponda el 20% de la producción energética del último año de la estadística, determinando con ello el Factor de Emisión del Margen de Construcción (BM). Con estos dos indicadores se establece el Factor de Emisión de Margen Combinado (CM); el cual, debe ser considerado para el cálculo de la línea base de uno de los nuevos proyectos de energía renovable que ingrese a la red eléctrica y desplace generación de mayor costo basado en el uso de combustible fósil.

En base a los resultados anteriores con referencia al margen de operación, se puede establecer que el cálculo del factor de emisión del CO₂ Ex ante, considera la ponderación de los últimos tres años

$$EF_{OM,2017-2019} = 0,4897 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

El Margen de Construcción con datos operativos del año 2019 es el siguiente:

$$EF_{BM,2019} = 0,00 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

El factor de emisión del margen combinado representa un promedio ponderado de los márgenes OM y BM calculados, como se muestra en la siguiente ecuación.

$$EF_{CM,2017-2019} = EF_{OM,2017-2019} \times W_{OM} + EF_{BM,2019} \times W_{BM}$$

Los resultados estimados en el estudio toman en cuenta que las ponderaciones corresponden el 50 % del OM y el BM con lo que tenemos el siguiente resultado:

$$EF_{CM,2017-2019} = 0,2449 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

Resultados

Del informe 2019 del Factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador, se debe destacar los resultados más relevantes:

El factor de emisión que se debe considerar para certificar reducción de emisiones en proyectos de energía renovable por centrales hidroeléctricas o por cogeneración y en proyectos de eficiencia energética es el margen combinado CM.

Factor Ex Ante toma en cuenta los últimos tres años de operación de la red eléctrica.

$$EF_{CM,2017-2019} = 0,2449 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

Factor Ex Post toma en cuenta el último año de operación de la red eléctrica.

$$EF_{CM,2019} = 0,2255 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

Para centrales fotovoltaicas o eólicas, los factores a utilizar en nuevos proyectos son:

Factor Ex Ante

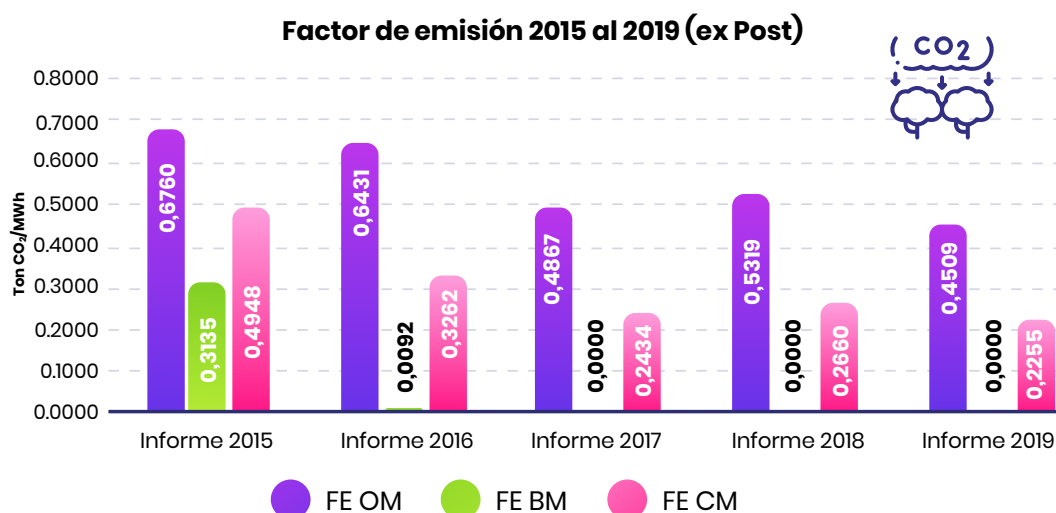
$$EF_{CM,2017-2019} = 0,3673 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

Factor Ex Post

$$EF_{CM,2019} = 0,3382 \text{ [tCO}_2\text{/MWh]}$$

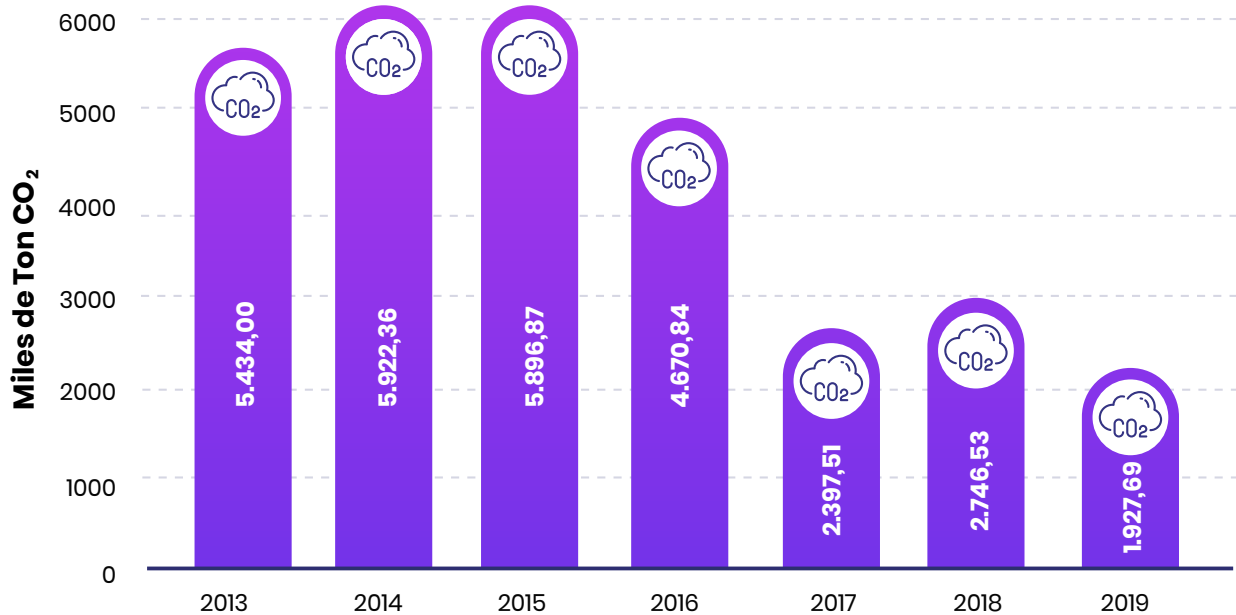
La comisión CTFE viene realizando la actualización anual de estos factores de emisión desde el año 2010, por lo que en la Figura Nro. 21 se presenta una estadística de los tres factores de emisión del 2015 al 2019.

Figura Nro. 21: Estadística de los márgenes del factor de emisión del 2015 a 2019



La estimación de gases de efecto invernadero emitidos al ambiente por parte del SNI, considerando el periodo del 2013 al 2019 se presentan la Figura Nro. 22.

Figura Nro. 22: Estimación de emisiones de CO₂ al ambiente del 2013 al 2019



Estos factores son aplicables para:

- Proyectos de generación eléctrica que desplace el uso de combustibles fósiles en el SNI; es decir, cuando una actividad de proyecto con energías renovables suministra electricidad a una red.
- Proyectos que resultan en ahorros de energía eléctrica suministrada por la red del SNI (por ejemplo, proyectos de eficiencia energética).

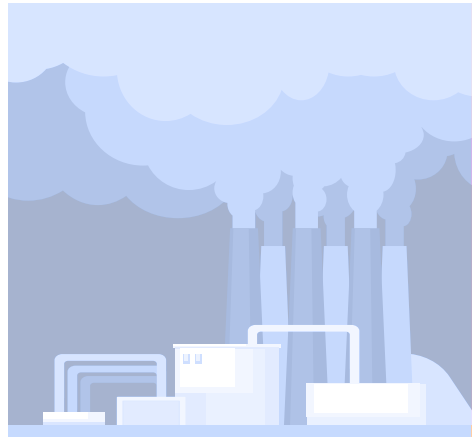
Es importante considerar que, las emisiones de CO₂ en el cálculo de huella de carbono, corresponden proporcionalmente conforme se señala en la sección de resultados del Margen de Operación (OM). Esto aplica para el Sistema Nacional Interconectado, en el desarrollo de los siguientes estudios:

- Estimación de GEI por consumo de energía eléctrica en el año de operación;
- Inventarios de emisiones de GEI en el año de operación; y,
- Cálculo de la huella de carbono empresarial o corporativa, mediante la cual se puede cuantificar las emisiones de GEI de una organización.

Comisión Técnica de determinación de Factores de Emisión de Gases de efecto invernadero - CTFE

- MERNNR - Ing. Alex Posso
- MAAE - Ing. Paul Melo, Ing. Guillermo Fernández
- ARCERNNR - Ing. Santiago Flores
- CENACE - Ing. Lenin Haro





CRÉDITOS

Coordinación General:

Danilo Ojeda Paz
Coordinador Técnico de
Regulación y Control Eléctrico -
ARCERNNR

Dirección General:

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

Elaboración:

Dirección de Estudios e
Información del Sector Eléctrico
- ARCERNNR
Alexandra Maldonado Vizcaíno
Ana López Proaño
Andrea Torres Rivilla
Andrés Chiles Puma
Christian Junia Guerra
Marisol Díaz Espinoza
Rodrigo Briones Vizuete
Sara Dávila Rodríguez

Fotografías:

Mario Alejandro Tapia
Marisol Díaz Espinoza
Ministerio de Turismo
Ministerio de Ambiente
Ministerio de Obras Públicas
Participantes del sector
eléctrico ecuatoriano

Diseño y Diagramación:

Sofía Andrade
VISIONSPROF

Auspicio:

Banco Interamericano de
Desarrollo - BID



Citar este documento como:

Panorama Eléctrico, datos junio 2020
Quito - Ecuador, noviembre 2020
Todos los derechos reservados



Icono de documento
Línea de transmisión El Inga - San Rafael a 500 kV - Napo
Autor: Daniel Sánchez Soria



Icono de documento
Central fotovoltaica - Imbabura
Autor: Gransolar



Icono de documento
Isla San Cristobal - Galápagos
Autor: Mario Alejandro Tapia



Icono de documento
Quito Nocturno - Pichincha
Autor: Mario Alejandro Tapia



Icono de documento
Rio Paute - Azuay, Cañar
Autor: CELEC Sur



Icono de documento
Central San Francisco, Río Negro - Tungurahua
Autor: Carlos Ronquillo



Icono de documento
Repsol Bloque 16 - Francisco de Orellana
Autor: Repsol



Icono de documento
Subestación Taday - Cañar
Autor: Felipe Idrovo, CELECH



Icono de documento
Paisaje Amazonia - Francisco de Orellana
Autor: Ministerio de Turismo



Icono de documento
Molino de trigo - Chimborazo
Autor: Moderna Alimentos



Icono de documento
Línea de transmisión Coca Codo Sinclair - San Rafael a 500 kV - Napo
Autor: Daniel Sánchez Soria



Icono de documento
Centro de máquinas Coca Codo Sinclair 1500 MW - Napo
Autor: Fabricio Jarrín



Icono de documento
Ruta Collas - Pichincha
Autor: Ministerio de Obras Públicas



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

www.controrecursosyenergia.gob.ec