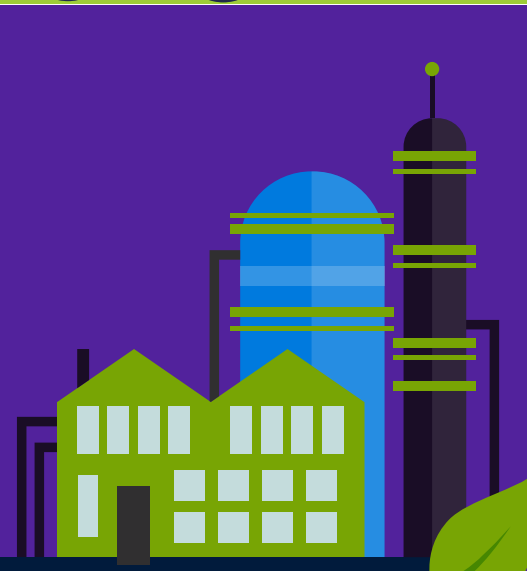
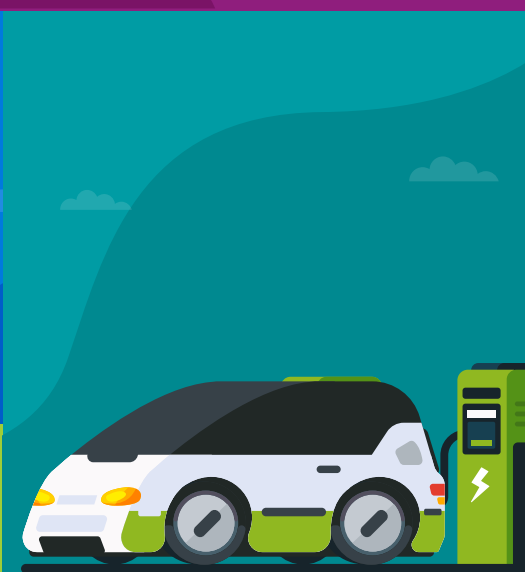



Agencia de Regulación y Control  
de Energía y Recursos Naturales  
No Renovables

# PANORAMA ELÉCTRICO



**EDICIÓN 9**  
MARZO 2022




 Línea de transmisión, Azuay  
 CELEC-Transeléctric




 Planta de generación eléctrica, Pichincha  
 Gasgreen



Vía Pto Baquerizo Moreno, Galápagos  
 Ministerio de Transporte y Obras Públicas



Volcán Imbabura, Imbabura  
 OCP



Fauna Reserva Ecológica Antisana, Napo  
 CELEC-Transeléctric



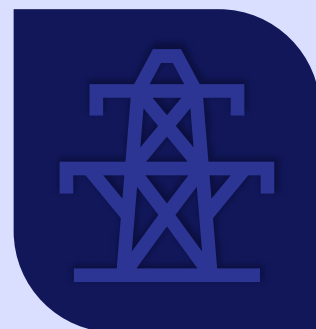
# CONTENIDO

## CAPÍTULO 01

# Infraestructura

del sector eléctrico ecuatoriano ..... 1

- 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 nacional ..... 19

- 3.1 Demanda diaria, diciembre 2021 ..... 19
- 3.2 Demanda máxima año móvil (enero – diciembre 2021)..... 21
- 3.3 Evolución histórica de la demanda máxima, período 2012 – 2021 ..... 22



## CAPÍTULO 04

# Producción

de energía ..... 25





# CONTENIDO

## CAPÍTULO 05

# Implentación

de generación distribuida en el área de  
prestación de servicio de la EEQ ..... 30



## CAPÍTULO 06

# Proyecto de generación

eólico Minas de Huascachaca ..... 38



6.1	Medición del recurso .....	38
6.2	Estudios realizados .....	41
6.3	Consecución del título habilitante .....	43
6.4	Planificación de la construcción .....	44
6.5	Contratación de obras, bienes y servicios .....	45
6.6	Transporte de los aerogeneradores .....	50
6.7	Datos técnicos .....	53
6.8	Interconexión con el sistema eléctrico nacional .....	57
6.9	Circuitos de media tensión .....	57
6.10	Subestación Uchucay .....	58
6.11	Subestación La Paz .....	59
6.12	Línea de transmisión .....	59
6.13	Medición comercial .....	60

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura Nro. 1:	Comparativo de potencia nominal (MW), 2011 - diciembre 2021 .....	2
Figura Nro. 2:	Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - diciembre 2021 .....	3
Figura Nro. 3:	Potencia nominal por provincia, diciembre 2021 .....	4
Figura Nro. 4:	Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2011 - diciembre 2021 .....	5
Figura Nro. 5:	Número de clientes de las empresas eléctricas de distribución entre 2011 y diciembre de 2021 .....	8
Figura Nro. 6:	Clientes por provincia, diciembre 2021 .....	9
Figura Nro. 7:	Potencia nominal (MW), diciembre 2021 .....	12
Figura Nro. 8:	Potencia efectiva (MW), diciembre 2021.....	12
Figura Nro. 9:	Producción de energía e importaciones (GWh), 2021 .....	13
Figura Nro. 10:	Producción de energía e importaciones SNI (GWh), 2021 .....	14
Figura Nro. 11:	Energía entregada para servicio público (GWh), 2021 .....	15
Figura Nro. 12:	Consumo de energía (GWh), 2021 .....	17
Figura Nro. 13:	Demanda máxima diaria (MW), diciembre 2021 .....	19
Figura Nro. 14:	Demanda máxima no coincidente (MW) por distribuidora, diciembre 2021 .....	20
Figura Nro. 15:	Demanda máxima mensual (MW), año móvil .....	22
Figura Nro. 16:	Evolución de la demanda máxima período 2012-2021 .....	23
Figura Nro. 17:	Demanda máxima de potencia (MW), plurianual .....	23
Figura Nro. 18:	Energía renovable (GWh), a diciembre de 2021 .....	26
Figura Nro. 19:	Energía no renovable (GWh), a diciembre de 2021 .....	26
Figura Nro. 20:	Energía bruta por tipo de fuente (GWh), a diciembre de 2021 .....	27
Figura Nro. 21:	Energía bruta renovable y no renovable (GWh), a diciembre de 2021 .....	28
Figura Nro. 22:	Comparativo energía bruta (GWh) .....	28
Figura Nro. 23:	Ubicación de proyectos de SGDA por sectores del área de servicio de la EEQ .....	33
Figura Nro. 24:	Ubicación de proyectos de SFV por sectores rurales .....	34
Figura Nro. 25:	Red de distribución primario 22D .....	35

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura Nro. 26:	Curva diaria típica anual.....	40
Figura Nro. 27:	Dirección del viento .....	41
Figura Nro. 28:	Detalles de obra civil y eléctrica .....	49
Figura Nro. 29:	Aerogeneradores a instalar y características técnicas .....	53
Figura Nro. 30:	Potencia y coeficiente de empuje de acuerdo al sitio de instalación .....	55
Figura Nro. 31:	Curva de generación referencial del PEMH .....	56
Figura Nro. 32:	Ubicación de los aerogeneradores .....	56
Figura Nro. 33:	Interconexión SNI .....	57
Figura Nro. 34:	Sistema colector interno a 34,5 kV .....	58

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla Nro. 1:	Potencias nominal y efectiva (MW), 2011 – diciembre 2021 .....	1
Tabla Nro. 2:	Longitud de líneas de transmisión por nivel de voltaje, 2011 – diciembre 2021 .....	5
Tabla Nro. 3:	Principales indicadores de infraestructura para empresas de distribución eléctrica, diciembre 2021 .....	6
Tabla Nro. 4:	Cantidad de clientes, diciembre 2021 .....	7
Tabla Nro. 5:	Balance nacional de energía eléctrica .....	11
Tabla Nro. 6:	Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil .....	21
Tabla Nro. 7:	Demanda máxima de potencia (MW), plurianual .....	22
Tabla Nro. 8:	Energía bruta (GWh) .....	25
Tabla Nro. 9:	Detalle solicitudes proyectos .....	32
Tabla Nro. 10:	Estaciones de medición de recurso eólico .....	39
Tabla Nro. 11:	Procedimientos de contratación .....	46
Tabla Nro. 12:	Convenios de apoyo a la comunidad .....	61

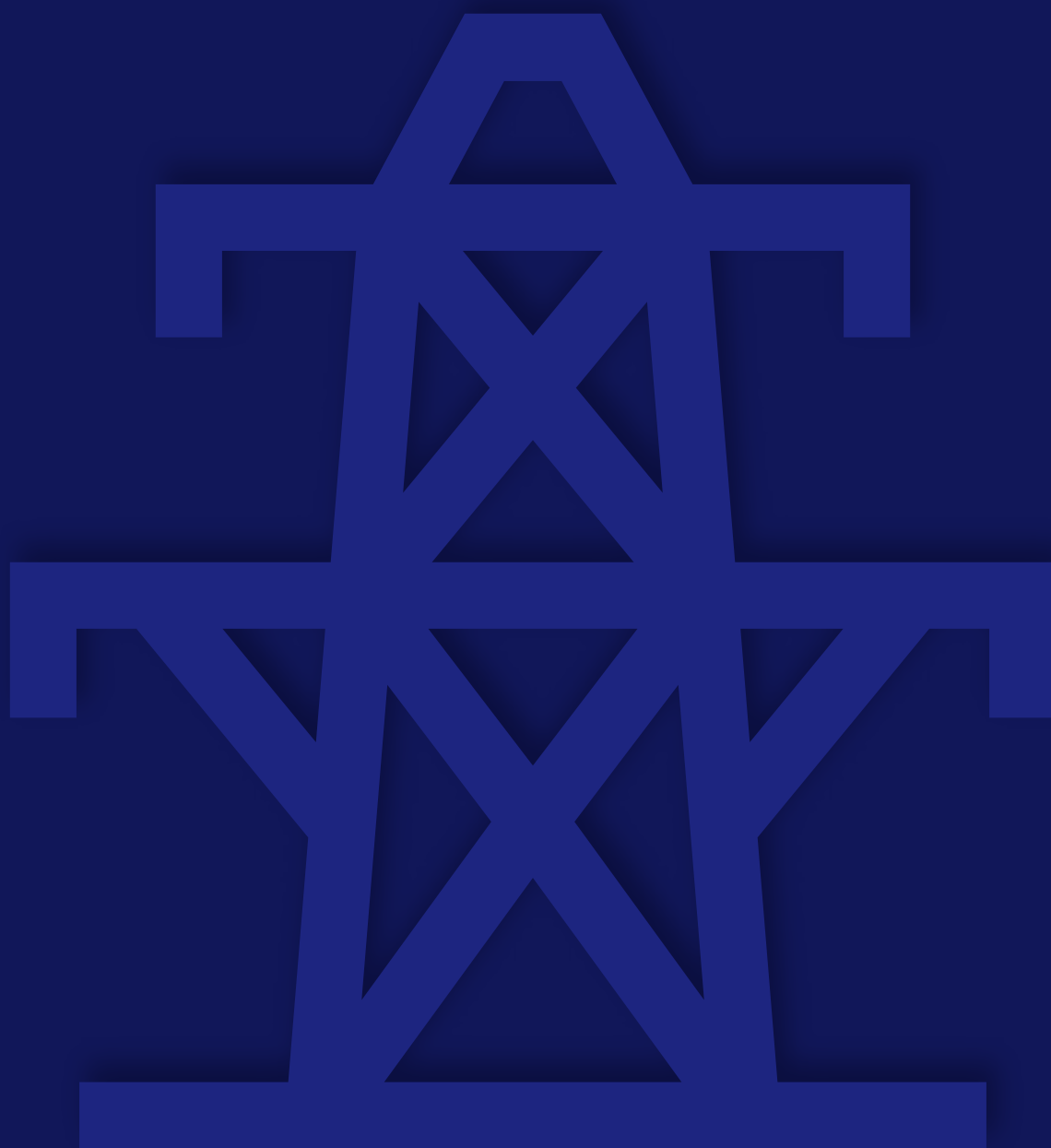
# Presentación

---

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 diciembre de 2021, datos comparativos de infraestructura, balance nacional de energía, demanda máxima de potencia del sector eléctrico. Además, se incluye información referente a temáticas de Implementación de generación distribuida en el área de prestación de servicio de la EEQ, y del proyecto eólico de generación Minas de Huascachaca.

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



# Infraestructura

del sector eléctrico ecuatoriano

CAPÍTULO

## 01





# Infraestructura

## del sector eléctrico ecuatoriano

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

	8.734,41 Potencia Nominal (MW)				8.100,68 Potencia Efectiva (MW)			
	Diciembre 2021		2020		2011		Variación 2011 a Diciembre 2021	
	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Nominal (%)	Potencia Efectiva (%)
<b>Por Sistema</b>								
<b>SNI<sup>(1)</sup></b>	7.357,84	7.048,35	7.340,26	7.039,55	4.380,55	4.201,17	67,97	67,77
<b>No Incorporado</b>	1.376,57	1.052,32	1.372,04	1.055,70	800,68	594,51	71,92	77,01
<b>Por Tipo de Energía</b>								
<b>Renovable</b>	5.308,27	5.263,78	5.299,09	5.254,95	2.338,15	2.303,01	127,03	128,56
<b>No Renovable</b>	3.426,14	2.836,90	3.413,21	2.840,30	2.843,08	2.492,67	20,51	13,81
<b>Por Empresa</b>								
<b>Generadora</b>	6.571,38	6.342,21	6.608,20	6.382,01	3.759,41	3.628,15	74,80	74,81
<b>Autogeneradora</b>	1.711,40	1.376,91	1.652,49	1.331,70	918,28	712,35	86,37	93,29
<b>Distribuidora</b>	451,63	381,56	451,61	381,54	503,54	455,18	(10,31)	(16,17)

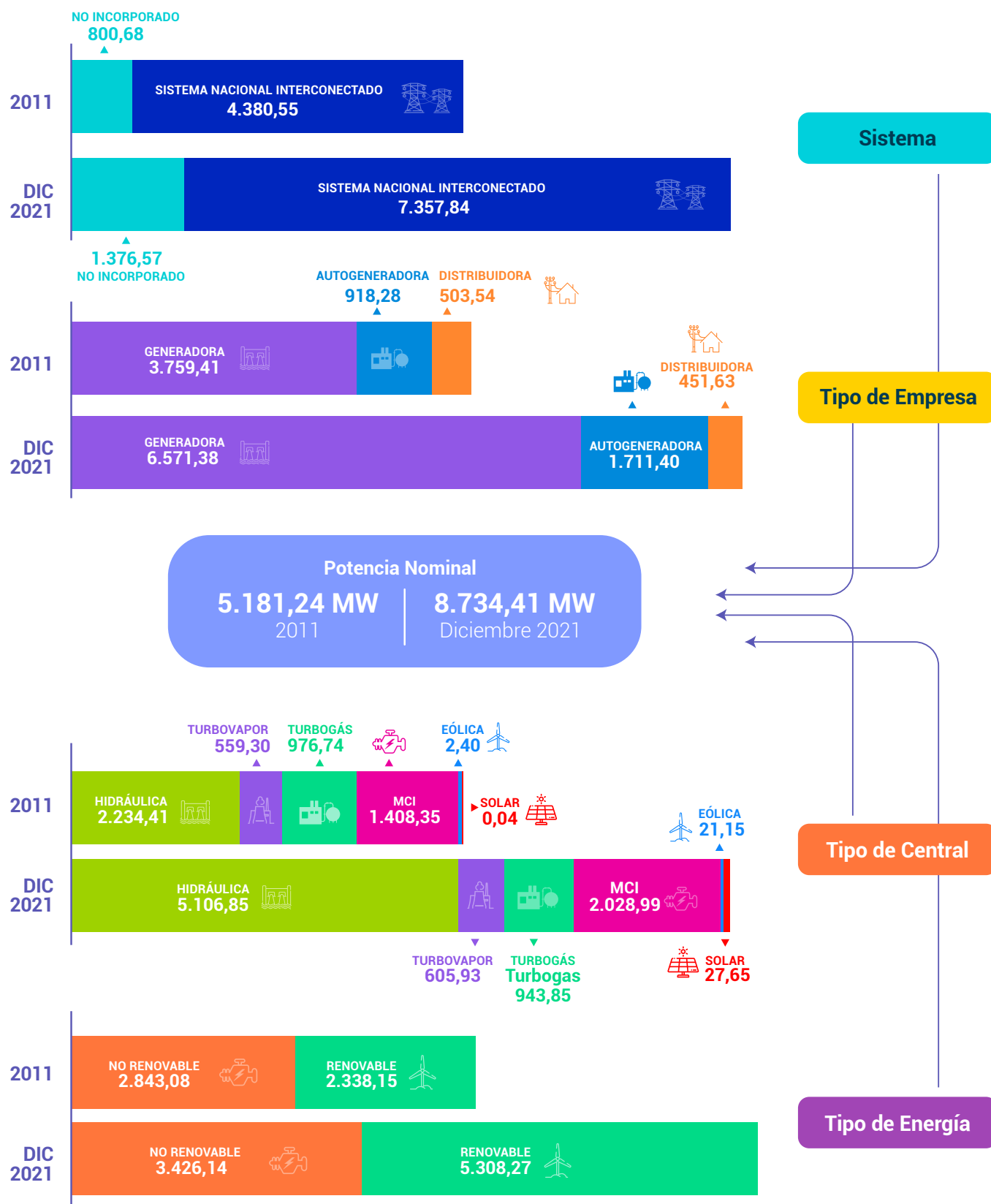


(1) Sistema Nacional Interconectado

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



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





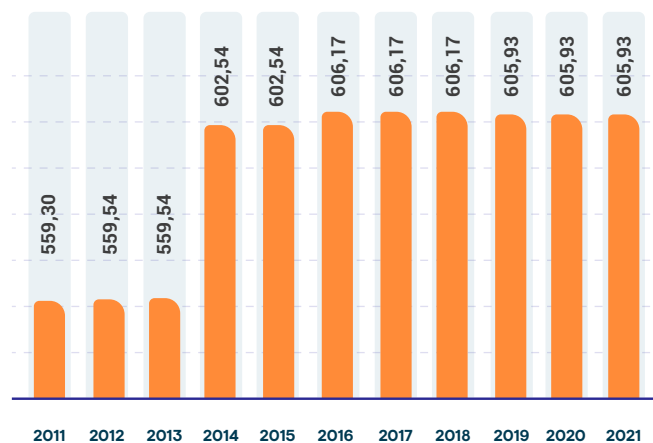
**Figura Nro. 2:** Evolución histórica de potencia nominal por tipo de fuente (MW), 2011 - diciembre 2021



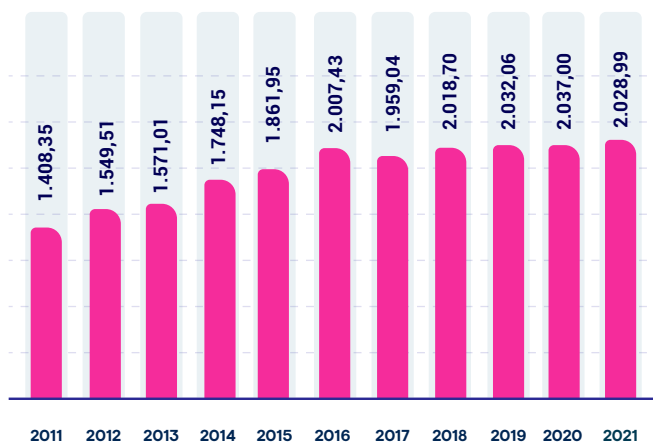
### Hidráulica



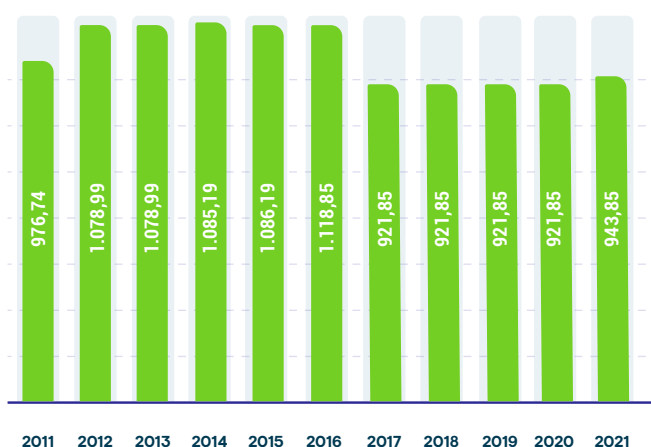
### Turbovapor



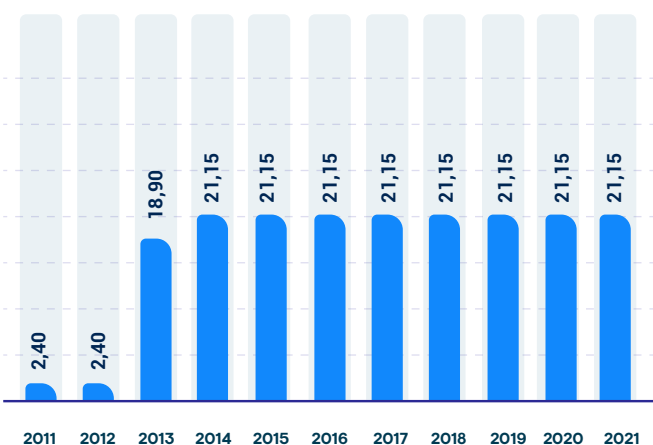
### MCI



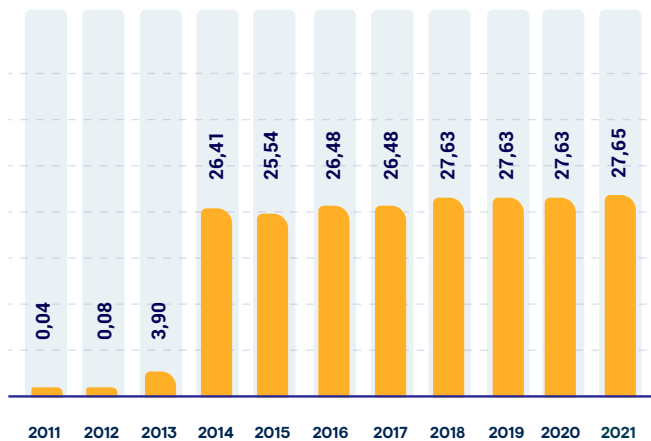
### Turbogás



### Eólica

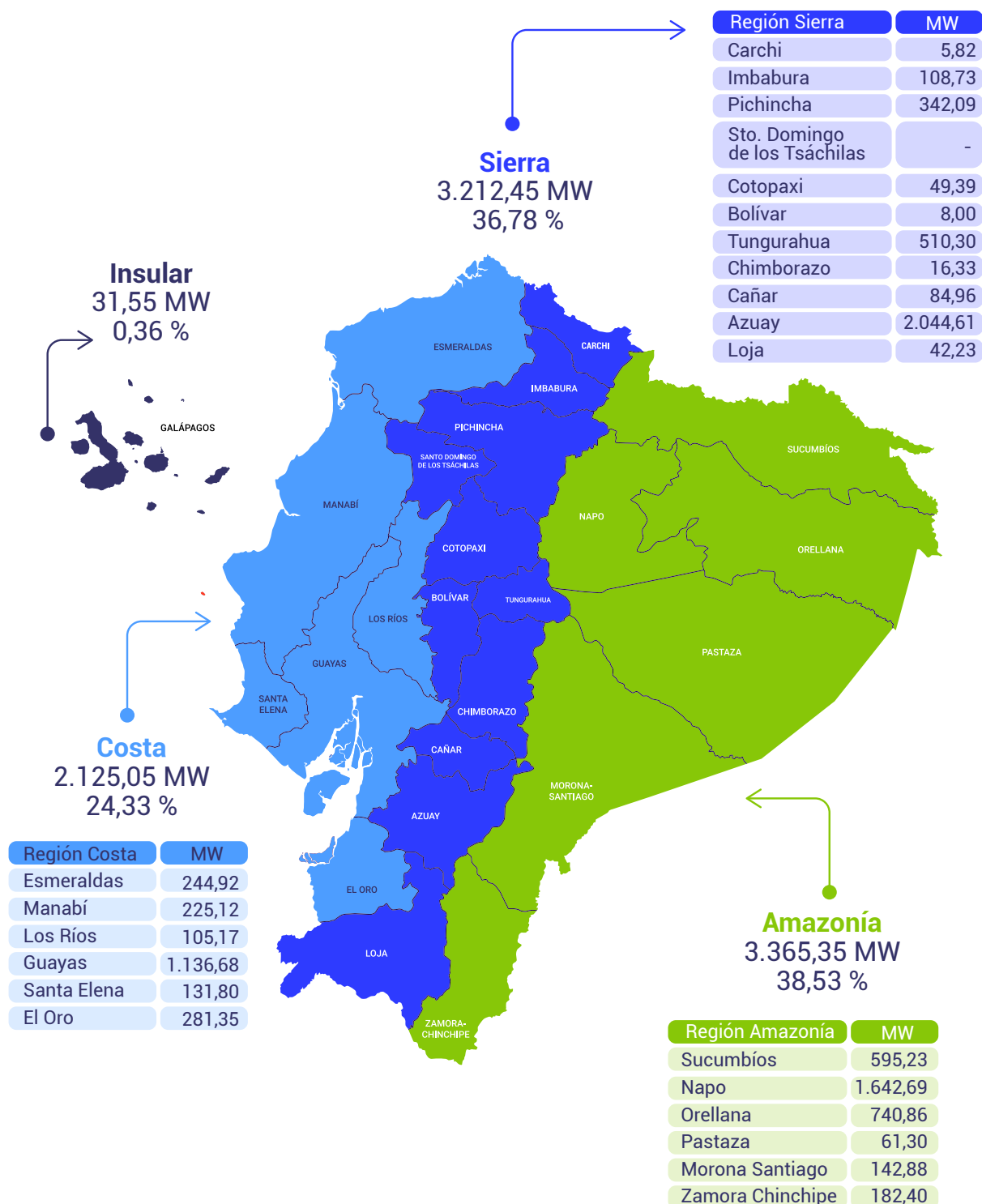


### Solar





**Figura Nro. 3:** Potencia nominal por provincia, diciembre 2021



## 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 – diciembre 2021



**610,00 km**  
Línea a 500 kV

**3.413,92 km**  
Línea a 230 kV

**2.538,07 km**  
Línea a 138 kV

	Diciembre 2021	2011	Variación 2011 a Diciembre 2021
SNI (*)	Longitud (km)	Longitud (km)	(%)
500 kV	610,00	-	-
230 kV	3.413,92	1.867,65	82,79
138 kV	2.538,07	1.794,72	41,42
Líneas de Interconexión		Longitud hasta la frontera (km)	Longitud Total (km)
138 kV (Simple Circuito)		7,50	15,50
230 kV (Doble Circuito)		169,94	536,20



(\*) Sistema Nacional Interconectado

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



**Figura Nro. 4:** Crecimiento del sistema de transmisión (km), 2011 - diciembre 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, diciembre 2021



**108.927 km**  
Media Tensión



**353.481**  
Cantidad  
Transformadores MT



**1.786.163**  
Cantidad Luminarias



**5.297.812**  
Cantidad Medidores



**103.115 km**  
Baja tensión



**13.741 MVA**  
Transformadores MT



**293.091 kW**  
Luminarias

Empresa	Media tensión	Transformadores		Baja tensión	Luminarias		Medidores
	km	#	MVA	km	#	kW	#
CNEL-Bolívar	3.209	6.165	92	3.341	24.059	3.766	68.579
CNEL-El Oro	5.589	16.863	744	3.602	94.337	17.141	270.882
CNEL-Esmeraldas	4.795	10.135	328	2.933	53.253	9.524	130.407
CNEL-Guayaquil	2.867	36.698	2.502	5.262	178.594	29.330	718.999
CNEL-Guayas Los Ríos	8.466	33.204	1.298	5.647	103.524	19.261	362.378
CNEL-Los Ríos	3.681	11.096	361	2.249	35.443	6.441	143.167
CNEL-Manabí	8.257	29.405	874	6.930	127.337	23.408	334.451
CNEL-Milagro	4.301	13.132	405	2.233	53.072	10.143	157.579
CNEL-Sta. Elena	2.339	9.916	436	1.856	47.076	8.130	131.218
CNEL-Sto. Domingo	10.012	24.506	502	6.466	87.060	15.136	258.041
CNEL-Sucumbíos	5.250	10.211	277	4.667	50.784	6.709	103.201
E.E. Ambato	5.992	16.515	454	8.227	136.703	19.290	293.458
E.E. Azogues	833	2.209	61	1.504	18.153	3.078	39.769
E.E. Centro Sur	10.353	27.040	884	13.008	164.750	29.986	420.085
E.E. Cotopaxi	4.352	10.130	291	5.862	54.269	8.128	152.147
E.E. Galápagos	352	1.211	41	269	6.459	739	13.626
E.E. Norte	6.258	18.197	517	7.108	115.966	16.319	260.937
E.E. Quito	9.155	42.993	2.995	10.901	293.675	48.504	1.220.153
E.E. Riobamba	4.307	14.445	299	5.456	70.744	9.243	183.258
E.E. Sur	8.559	19.410	381	5.596	70.905	8.818	218.735

La tabla Nro. 4 y figura Nro. 6 permiten apreciar la cantidad de usuarios por empresa distribuidora y por provincia a diciembre 2021.



**Tabla Nro. 4:** Cantidad de clientes, diciembre 2021

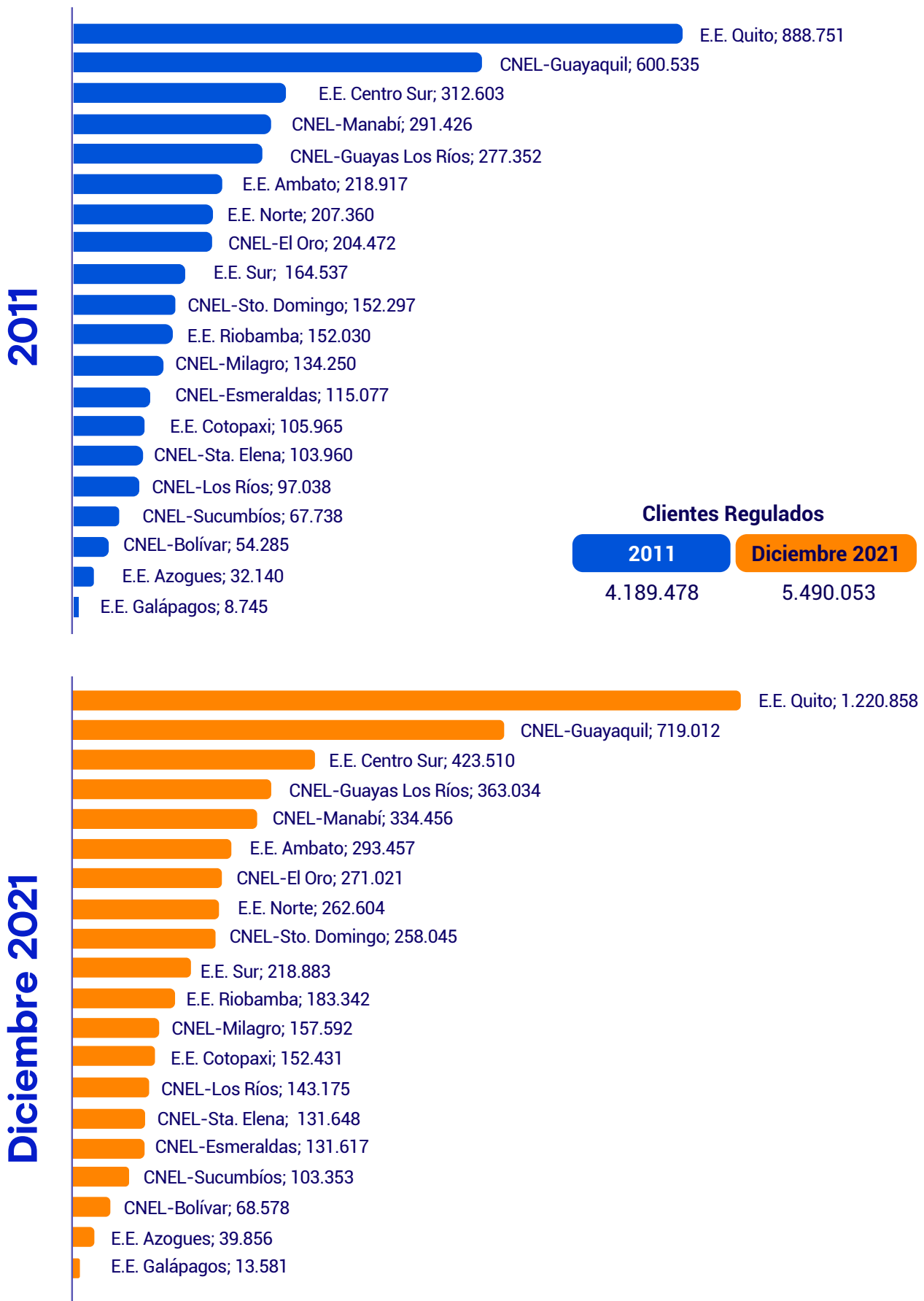
Empresa	Clientes Regulados				Total		
	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Regulados	No Regulados	General
CNEL-Guayaquil	634.518	77.122	2.260	5.112	719.012	44	719.056
CNEL-Guayas Los Ríos	336.222	20.215	819	5.778	363.034	23	363.057
CNEL-Manabí	310.035	18.528	559	5.334	334.456	12	334.468
CNEL-El Oro	244.186	21.342	1.636	3.857	271.021	2	271.023
CNEL-Sto. Domingo	229.516	24.995	280	3.254	258.045	4	258.049
CNEL-Milagro	143.503	12.265	171	1.653	157.592	5	157.597
CNEL-Esmeraldas	120.297	8.543	366	2.411	131.617	3	131.620
CNEL-Los Ríos	133.354	7.671	359	1.791	143.175	2	143.177
CNEL-Sta. Elena	119.610	9.644	203	2.191	131.648	4	131.652
CNEL-Sucumbíos	88.372	12.014	486	2.481	103.353	1	103.354
CNEL-Bolívar	63.497	3.500	127	1.454	68.578	-	68.578
CNEL EP	2.423.110	215.839	7.266	35.316	2.681.531	100	2.681.631
E.E. Quito	1.052.689	138.850	12.430	16.889	1.220.858	85	1.220.943
E.E. Centro Sur	375.653	36.143	5.123	6.591	423.510	9	423.519
E.E. Ambato	252.651	29.104	6.222	5.480	293.457	6	293.463
E.E. Norte	228.636	26.512	2.712	4.744	262.604	6	262.610
E.E. Sur	192.294	18.497	1.346	6.746	218.883	2	218.885
E.E. Riobamba	160.496	18.840	716	3.290	183.342	2	183.344
E.E. Cotopaxi	134.521	11.781	3.730	2.399	152.431	4	152.435
E.E. Azogues	36.105	2.680	459	612	39.856	1	39.857
E.E. Galápagos	10.620	2.229	183	549	13.581	-	13.581
Empresas Eléctricas	2.443.665	284.636	32.921	47.300	2.808.522	115	2.808.637
<b>Total</b>	<b>4.866.775</b>	<b>500.475</b>	<b>40.187</b>	<b>82.616</b>	<b>5.490.053</b>	<b>215</b>	<b>5.490.268</b>

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. 5, se aprecia el incremento de usuarios durante el periodo 2011 a diciembre 2021, por empresa eléctrica y Unidad de Negocio CNEL EP.

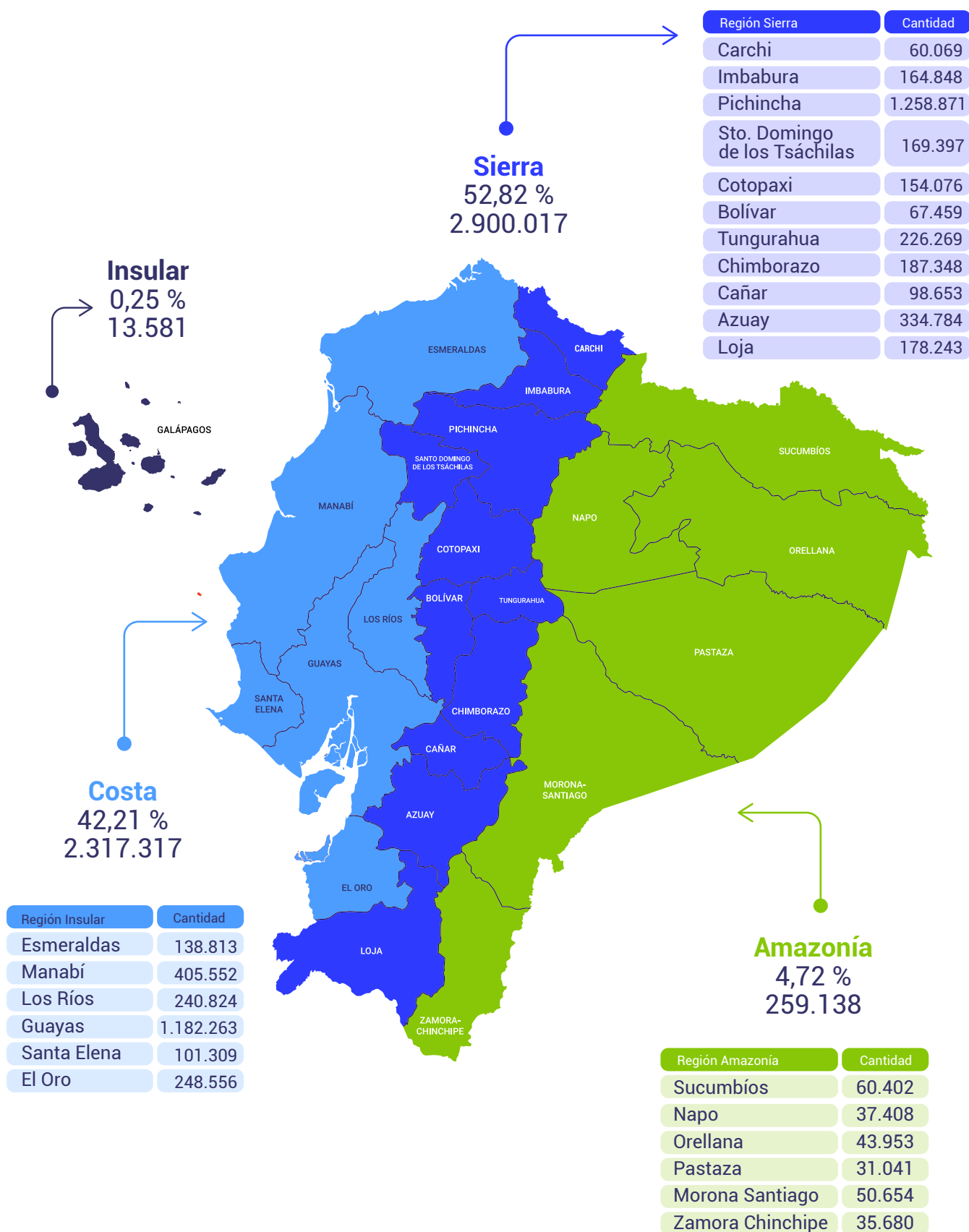


**Figura Nro. 5:** Número de clientes de las empresas eléctricas de distribución entre 2011 y diciembre 2021





**Figura Nro. 6:** Clientes por provincia, diciembre 2021





# Balance

nacional de energía eléctrica

CAPÍTULO  
**02**





# Balance

## nacional de energía eléctrica

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



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

	Dic 2021 (MW)	Dic 2020 (MW)	Variación 2021 - 2020 (%)		Dic 2021 (MW)	Dic 2020 (MW)	Variación 2021 - 2020 (%)
<b>Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica</b>	8.734,41	8.712,29	0,25	<b>Potencia Efectiva en Generación de Energía Eléctrica</b>	8.100,68	8.095,25	0,07
<b>Renovable</b>	5.308,27	5.299,09	0,17	<b>Renovable</b>	5.263,78	5.254,95	0,17
Hidráulica	5.106,85	5.098,75	0,16	Hidráulica	5.072,26	5.064,16	0,16
Eólica	21,15	21,15	-	Eólica	21,15	21,15	-
Fotovoltaica	27,65	27,63	0,08	Fotovoltaica	26,76	26,74	0,09
Biomasa	144,30	144,30	-	Biomasa	136,40	136,40	-
Biogás	8,32	7,26	14,60	Biogás	7,20	6,50	10,76
<b>No Renovable</b>	3.426,14	3.413,21	0,38	<b>No Renovable</b>	2.836,90	2.840,30	(0,12)
MCI	2.020,67	2.029,74	(0,45)	MCI	1.614,85	1.633,25	(1,13)
Turbogás	943,85	921,85	2,39	Turbogás	790,55	775,55	1,93
Turbovapor	461,63	461,63	-	Turbovapor	431,50	431,50	-
<b>Interconexión</b>	650,00	650,00	-	<b>Interconexión</b>	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. 7: Potencia nominal (MW), diciembre 2021

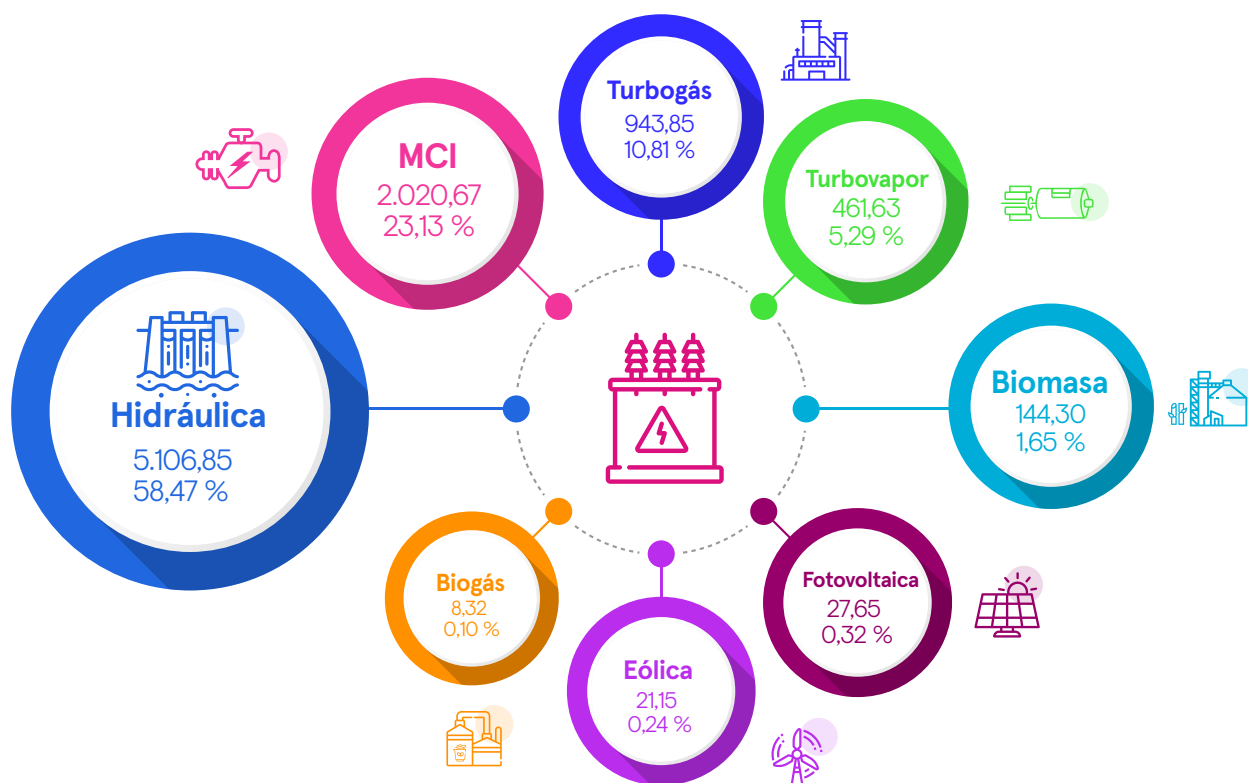
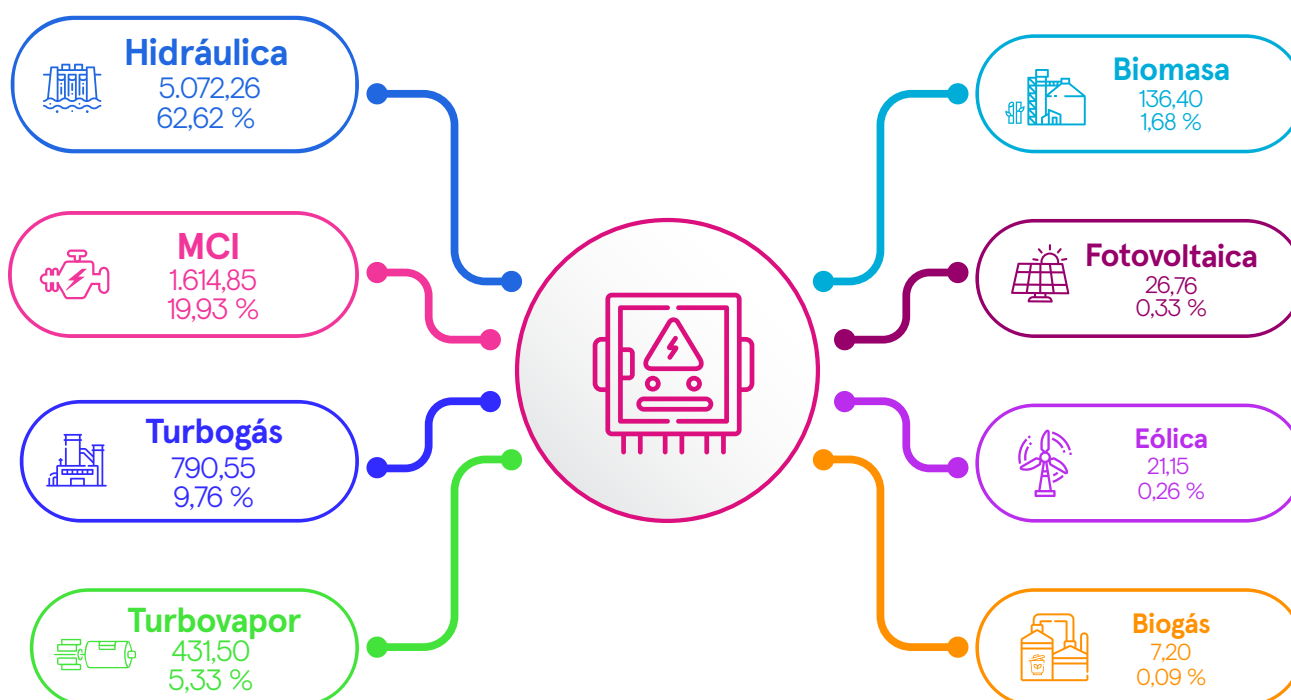


Figura Nro. 8: Potencia efectiva (MW), diciembre 2021



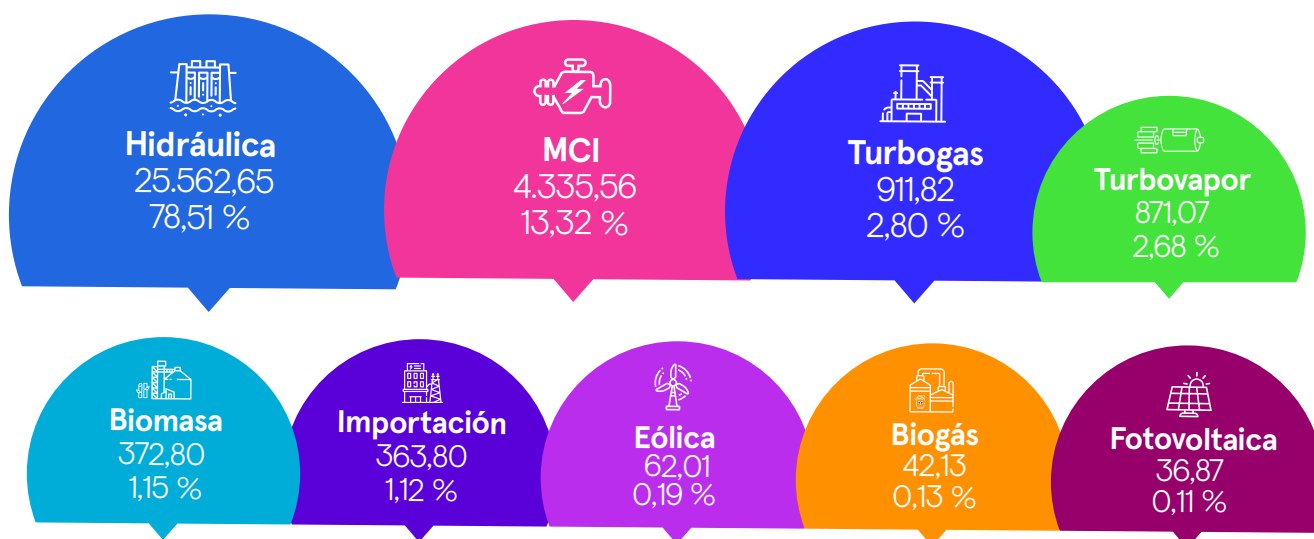


**Tabla Nro. 5:** Balance nacional de energía eléctrica (2/6)

	Dic 2021 (GWh)	2021 (GWh)	2020 (GWh)	Variación 2021 - 2020 (%)
<b>Producción de Energía e Importaciones</b>	2.770,54	32.558,72	31.498,80	3,36
<b>Nacional (Renovable + No Renovable)</b>	2.770,16	32.194,92	31.248,00	3,03
<b>Renovable</b>	2.354,57	26.076,46	24.918,71	4,65
Hidráulica	2.300,63	25.562,65	24.333,26	5,05
Eólica	2,84	62,01	77,10	(19,57)
Fotovoltaica	3,06	36,87	37,76	(2,37)
Biomasa	44,94	372,80	426,59	(12,61)
Biogás	3,09	42,13	43,99	(4,23)
<b>No Renovable</b>	415,59	6.118,46	6.329,29	(3,33)
MCI	242,46	4.335,56	4.422,11	(1,96)
Turbogás	61,15	911,82	981,75	(7,12)
Turbovapor	111,98	871,07	925,43	(5,87)
<b>Importación</b>	0,39	363,80	250,79	45,06
Colombia	0,39	363,80	250,79	45,06
Perú	-	-	-	-



**Figura Nro. 9:** Producción de energía e importaciones (GWh), 2021



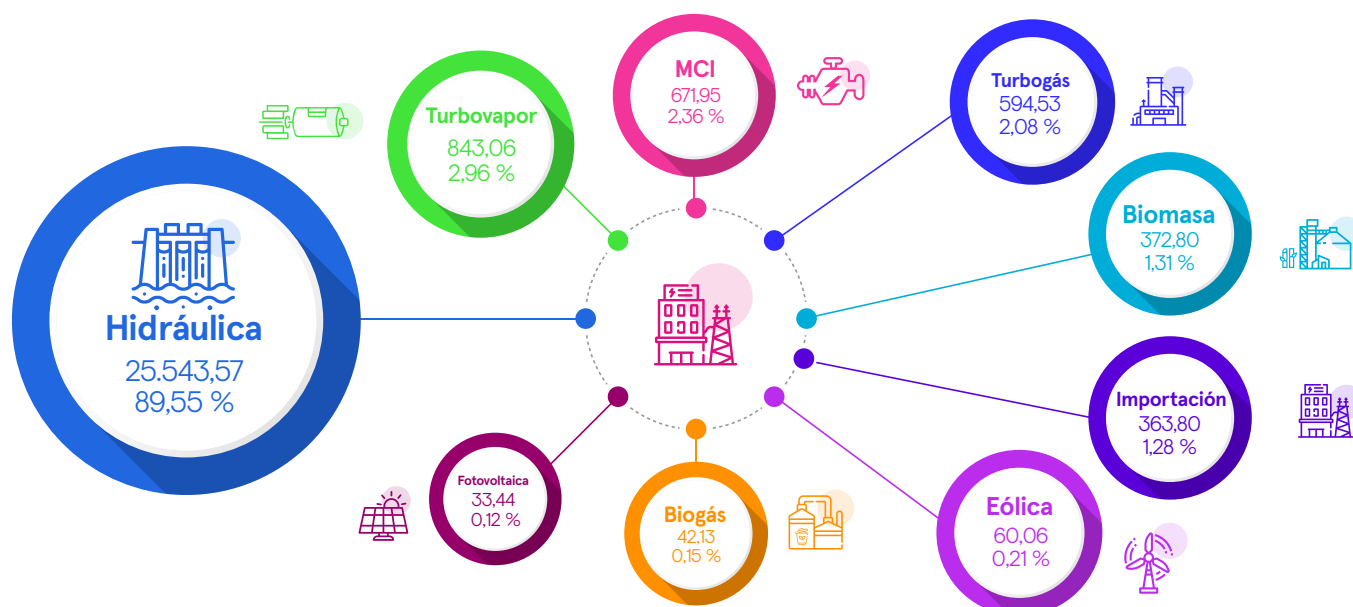


**Tabla Nro. 5:** Balance nacional de energía eléctrica (3/6)

	Dic 2021 (GWh)	2021 (GWh)	2020 (GWh)	Variación 2021 - 2020 (%)
<b>Producción e Importaciones SNI</b>	2.550,04	28.525,34	27.551,32	3,54
<b>Nacional (Renovable + No Renovable)</b>	2.549,65	28.161,54	27.300,52	3,15
<b>Renovable</b>	2.352,80	26.052,00	24.888,89	4,67
Hidráulica	2.299,44	25.543,57	24.312,85	5,06
Eólica	2,61	60,06	71,64	(16,16)
Fotovoltaica	2,71	33,44	33,82	(1,10)
Biomasa	44,94	372,80	426,59	(12,61)
Biogás	3,09	42,13	43,99	(4,23)
<b>No Renovable</b>	196,85	2.109,54	2.411,63	(12,53)
MCI	39,39	671,95	783,10	(14,19)
Turbogás	47,03	594,53	708,16	(16,05)
Turbovapor	110,43	843,06	920,37	(8,40)
<b>Importación</b>	0,39	363,80	250,79	45,06
Colombia	0,39	363,80	250,79	45,06
Perú	-	-	-	-



**Figura Nro. 10:** Producción de energía e importaciones SNI (GWh), 2021



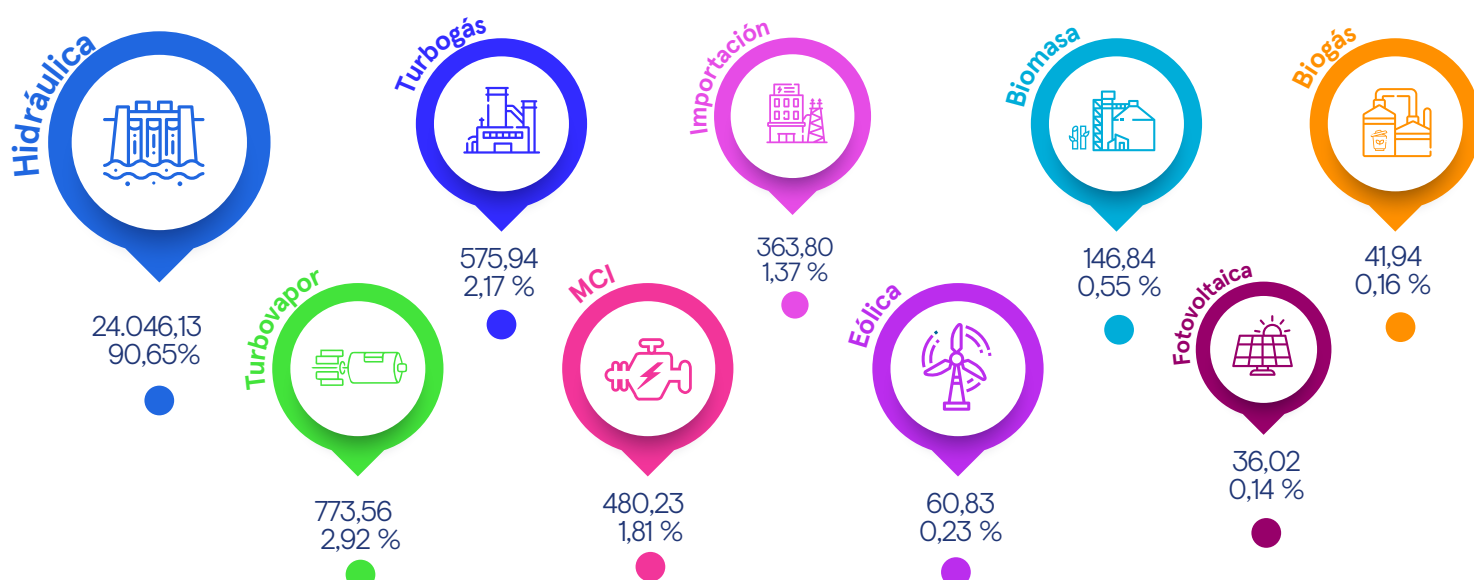


**Tabla Nro. 5:** Balance nacional de energía eléctrica (4/6)

	Dic 2021 (GWh)	2021 (GWh)	2020 (GWh)	Variación 2021 - 2020 (%)
<b>Energía Entregada para Servicio Público</b>	2.360,13	26.525,28	25.855,09	2,59
<b>Nacional (Renovable + No Renovable)</b>	2.359,74	26.161,48	25.604,29	2,18
<b>Renovable</b>	2.191,64	24.331,75	23.444,65	3,78
Hidráulica	2.164,45	24.046,13	23.107,39	4,06
Eólica	2,79	60,83	75,23	(19,15)
Fotovoltaica	2,97	36,02	37,19	(3,15)
Biomasa	18,39	146,84	181,21	(18,97)
Biogás	3,04	41,94	43,62	(3,87)
<b>No Renovable</b>	168,10	1.829,73	2.159,64	(15,28)
MCI	21,28	480,23	623,58	(22,99)
Turbogás	45,33	575,94	686,77	(16,14)
Turbovapor	101,49	773,56	849,29	(8,92)
<b>Importación</b>	0,39	363,80	250,79	45,06
Colombia	0,39	363,80	250,79	45,06
Perú	-	-	-	-



**Figura Nro. 11:** Energía entregada para servicio público (GWh), 2021







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

	Dic 2021 (GWh)	2021 (GWh)	2020 (GWh)	Variación 2021 - 2020 (%)
<b>Energía Entregada</b>	2.507,19	28.165,28	27.317,28	3,10
Servicio Público	2.360,13	26.525,28	25.855,09	2,59
Demanda No Regulada	147,06	1.640,00	1.462,19	12,16
<b>Pérdidas de energía en Transmisión</b>	92,79	1.190,07	1.260,28	(5,57)
<b>Energía Disponible</b>	2.414,40	26.975,21	26.057,00	(3,52)
<b>Exportación</b>	109,73	524,13	1.340,63	(60,90)
Colombia	105,63	479,81	1.301,96	(63,15)
Perú	4,10	44,32	38,66	14,64
<b>Sistemas de Distribución</b>	2.304,67	26.451,07	24.716,37	7,02
<b>Consumo Total Energía Eléctrica <sup>(*)</sup></b>	1.978,84	22.996,46	21.556,06	6,68
<b>Pérdidas de energía en Distribución</b>	325,83	3.454,62	3.160,31	9,31
Técnicas	145,32	1.726,47	1.698,45	1,65
No Técnicas	180,51	1.728,14	1.461,86	18,22
	%	%	%	Puntos porcentuales
<b>Pérdidas porcentuales en Distribución</b>	14,14	13,06	12,79	0,27
Técnicas	6,31	6,53	6,87	(0,34)
No Técnicas	7,83	6,53	5,91	0,62



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





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

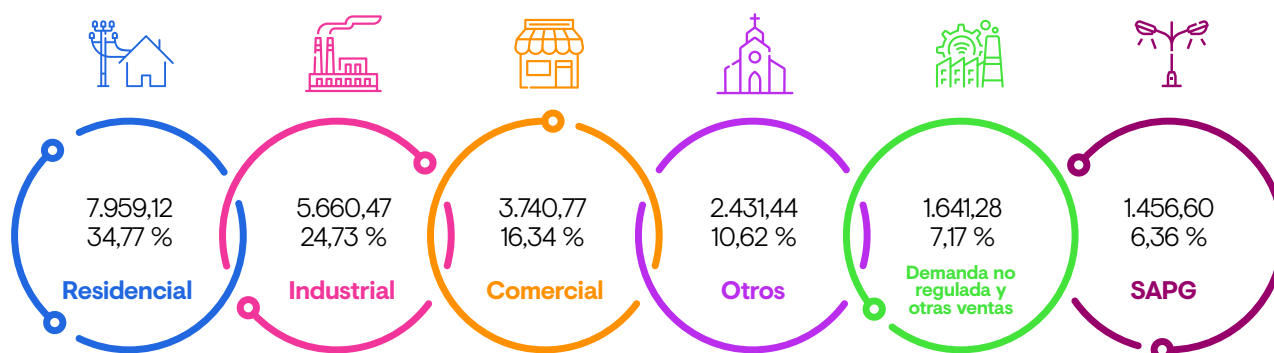
	Dic 2021	2021	2020	Variación 2021 - 2020
	GWh	GWh	GWh	%
<b>Energía Facturada por Servicio Eléctrico</b>	1.964,29	22.889,69	21.558,87	6,17
<b>Demanda Regulada</b>	1.817,12	21.248,40	20.095,49	5,74
Residencial	662,41	7.959,12	8.063,22	(1,29)
Industrial	487,45	5.660,47	4.820,99	17,41
Comercial	331,92	3.740,77	3.420,06	9,38
Otros	209,81	2.431,44	2.348,51	3,53
SAPG	125,52	1.456,60	1.442,71	0,96
<b>Demanda No Regulada y Otras Ventas (*)</b>	147,18	1.641,28	1.463,38	12,16
<b>Valores Facturados y Recaudados</b>	MUSD	MUSD	MUSD	%
<b>Facturación por Servicio Eléctrico</b>	169,06	1.973,48	1.861,62	6,01
<b>Recaudación por Servicio Eléctrico</b>	163,76	1.963,89	1.516,97	29,46
<b>Indicadores de Calidad del Servicio Técnico</b>	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	fallas/kVA horas/kVA	%
<b>FMIK</b>	0,41	4,89	6,05	(19,23)
<b>TTIK</b>	0,43	5,95	7,66	(22,27)



(\*) 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. 12:** Consumo de energía (GWh), 2021





# Demanda

de potencia nacional

CAPÍTULO  
**03**



# Demanda

## de potencia nacional

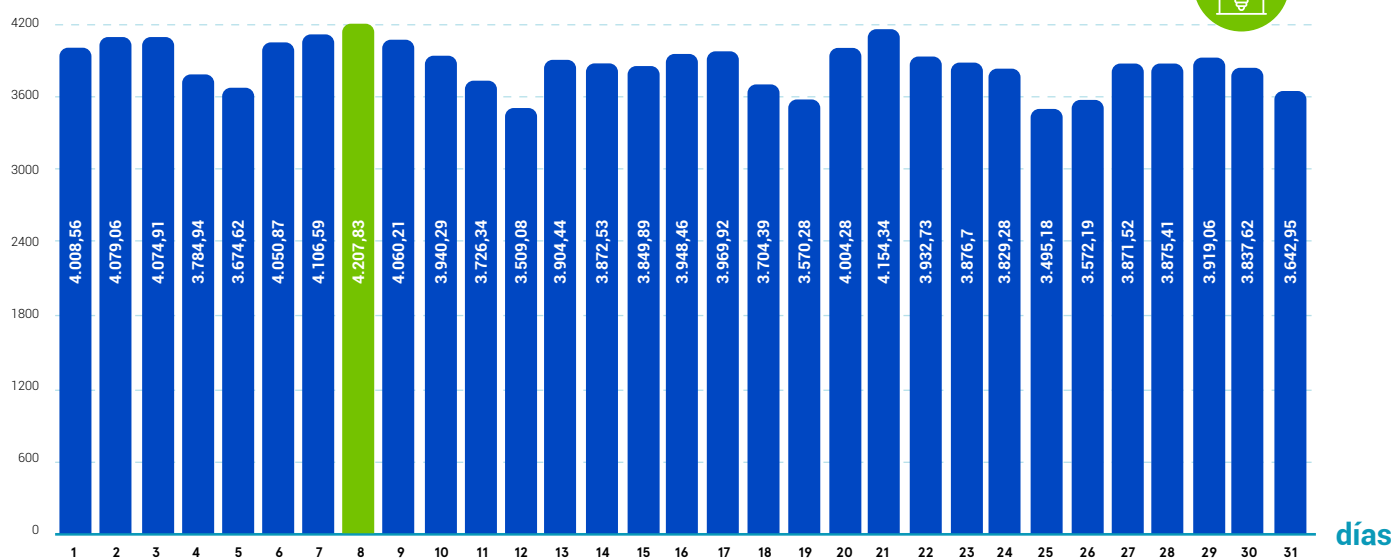
### 3.1 Demanda diaria, diciembre 2021

En la figura Nro. 13 se presentan las demandas de potencia máximas diarias obtenidas en diciembre de 2021. El valor máximo mensual se registró el 8 de diciembre, con una demanda de 4.207,83 MW.



**Figura Nro. 13:** Demanda máxima diaria (MW), diciembre 2021

MW



La figura Nro. 14 detalla las demandas máximas no coincidentes del mes de diciembre 2021 discretizadas por empresas distribuidoras. El valor máximo mensual de esta variable se presentó el 8 de diciembre, llegando a un valor de 4.272,23 MW. Las distribuidoras de mayor consumo en el mes de diciembre de 2021 fueron:

01

CNEL EP Guayaquil con  
994,11 MW

02

Empresa Eléctrica Quito  
con 741 MW

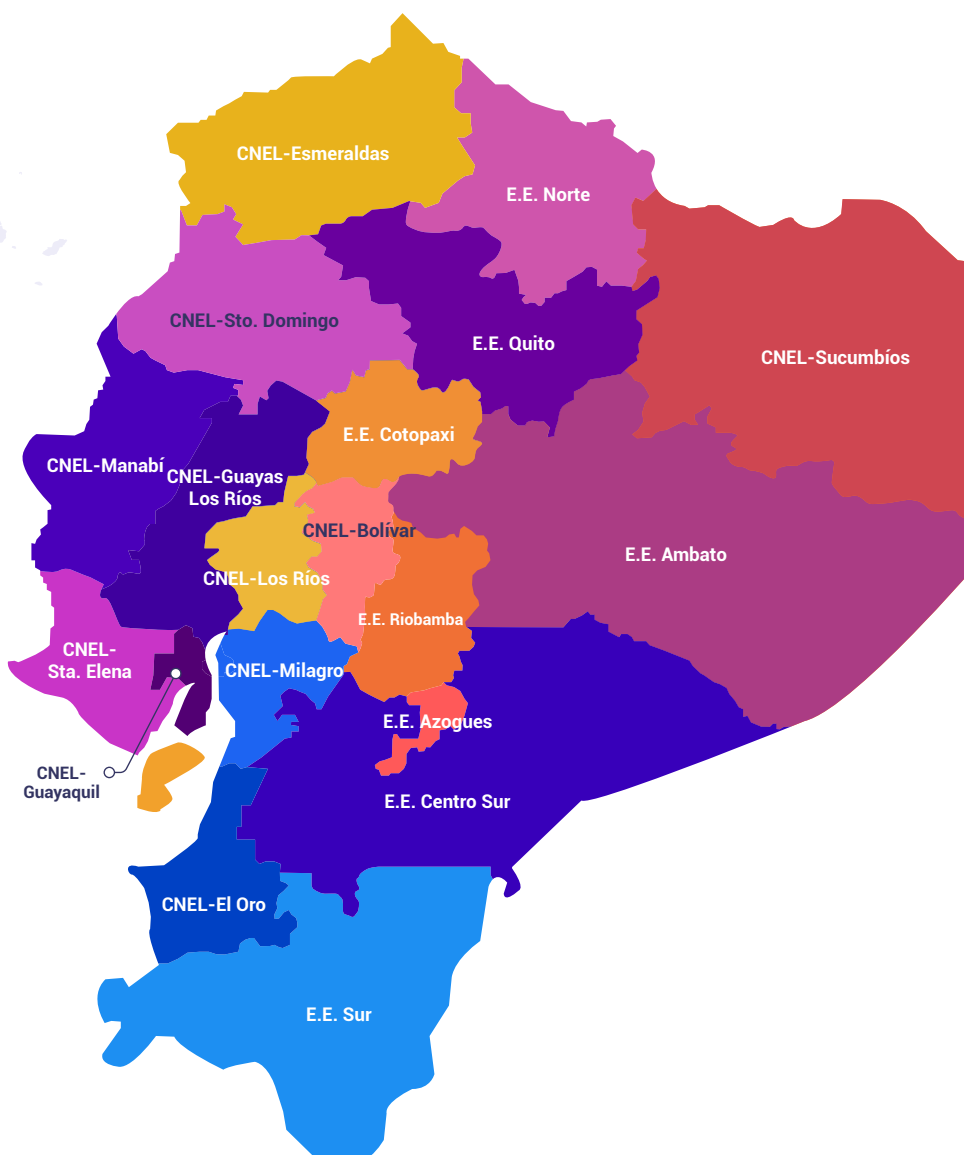
03

CNEL EP Guayas – Los  
Ríos con 467,3 MW



**Figura Nro. 14:** Demanda máxima no coincidente (MW) por distribuidora, diciembre 2021

EMPRESA DISTRIBUIDORA	DEMANDA MÁXIMA MENSUAL COINCIDENTE [MW] 8/12/2021
CNEL-Bolívar	18,63
CNEL-El Oro	215,91
CNEL-Esmeraldas	95,24
CNEL-Guayaquil	994,11
CNEL-Guayas Los Ríos	467,27
CNEL-Los Ríos	84,70
CNEL-Manabí	308,48
CNEL-Milagro	205,72
CNEL-Sta. Elena	145,49
CNEL-Sto. Domingo	132,82
CNEL-Sucumbíos	104,26
E.E. Ambato	123,87
E.E. Azogues*	-
E.E. Centro Sur	216,45
E.E. Quito	741,00
E.E. Sur	158,62
E.E. Riobamba	69,47
E.E. Cotopaxi	81,69
E.E. Norte	108,50
<b>Total</b>	<b>4.272,23</b>



(\*) El CENACE no registra este valor.  
La E.E. Galápagos no es parte del SNI.



## 3.2 Demanda máxima año móvil (enero – diciembre 2021)

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



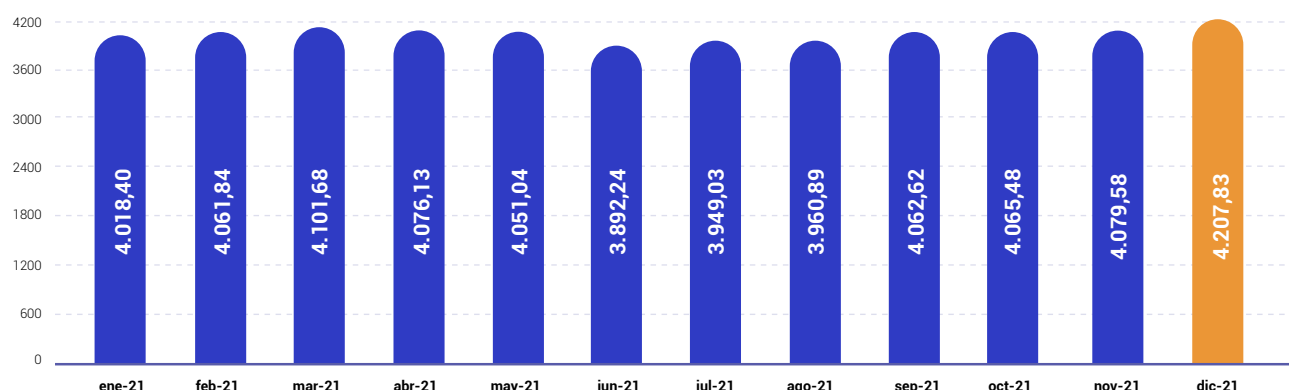
**Tabla Nro. 6:** Demanda máxima por tipo de generación (MW), año móvil

Año	Mes	Demanda máxima mensual (MW)	Hidráulica (MW)	Renovable no convencional (MW)	Térmica (MW)
2021	Enero	4.018,40	3.786,20	23,90	585,60
	Febrero	4.061,84	3.854,50	24,09	446,60
	Marzo	4.101,68	4.063,27	23,79	346,04
	Abril	4.076,13	4.232,49	23,96	262,89
	Mayo	4.051,04	3.806,17	24,43	277,31
	Junio	3.892,24	3.701,18	43,09	325,48
	Julio	3.949,03	3.598,75	82,87	687,42
	Agosto	3.960,89	3.709,10	82,08	302,20
	Septiembre	4.062,62	3.622,10	82,64	686,69
	Octubre	4.065,48	3.794,31	79,55	688,34
	Noviembre	4.079,58	3.770,80	75,55	462,97
	Diciembre	4.207,83	4.074,22	79,73	422,08

En la figura Nro. 15 se presentan las demandas de potencia máximas del año móvil (enero – diciembre 2021). Dentro de este período de análisis puede observarse que en diciembre de 2021 se registró el valor más alto de la demanda máxima, el cual alcanzó el valor de 4.207,83 MW.



**Figura Nro. 15:** Demanda máxima mensual (MW), año móvil



### 3.3 Evolución histórica de la demanda máxima, período 2012 – 2021

En un período de 10 años, la demanda de potencia máxima pasó de 3.206,73 MW en el 2012 a 4.207,83 MW en el 2021, registrando un incremento del 31,22 %. La tabla Nro. 7 resume el detalle de las demandas máximas del período de análisis y la figura Nro.16 muestra el despliegue de la demanda plurianual.

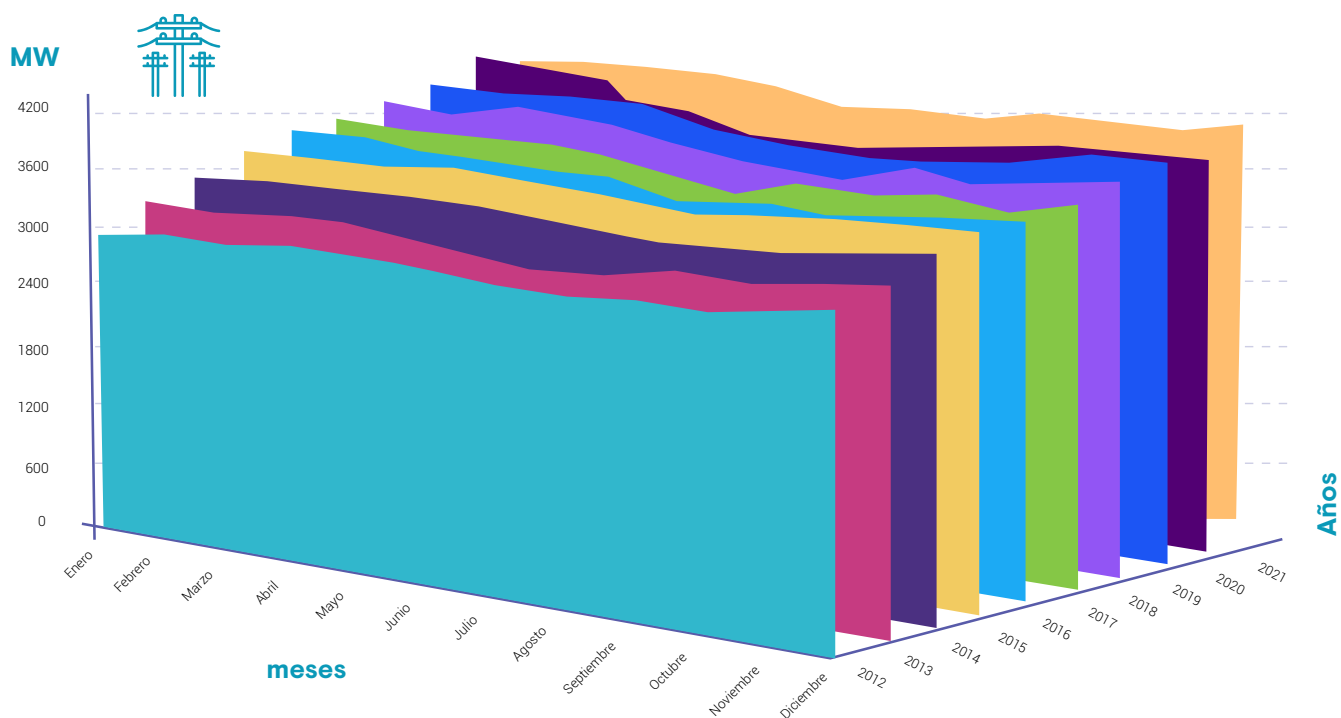


**Tabla Nro. 7:** Demanda máxima de potencia (MW), plurianual

MES \ AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Enero	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	3.036,78	3.151,74	3.324,14	3.523,27	3.638,11	3.645,86	3.748,54	3.906,90	4.089,12	4.061,84
Marzo	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	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	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	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	2.990,20	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	2.983,52	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	3.058,91	3.218,77	3.307,95	3.544,75	3.490,36	3.577,25	3.799,52	3.697,72	3.820,26	4.062,62
Octubre	3.035,26	3.187,60	3.373,11	3.591,02	3.457,48	3.674,02	3.657,19	3.790,12	3.935,11	4.065,48
Noviembre	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	4.079,58
Diciembre	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	4.207,83
<b>Potencia Máxima</b>	<b>3.206,73</b>	<b>3.332,49</b>	<b>3.502,64</b>	<b>3.669,58</b>	<b>3.654,22</b>	<b>3.745,77</b>	<b>3.905,45</b>	<b>3.953,33</b>	<b>4.089,12</b>	<b>4.207,83</b>



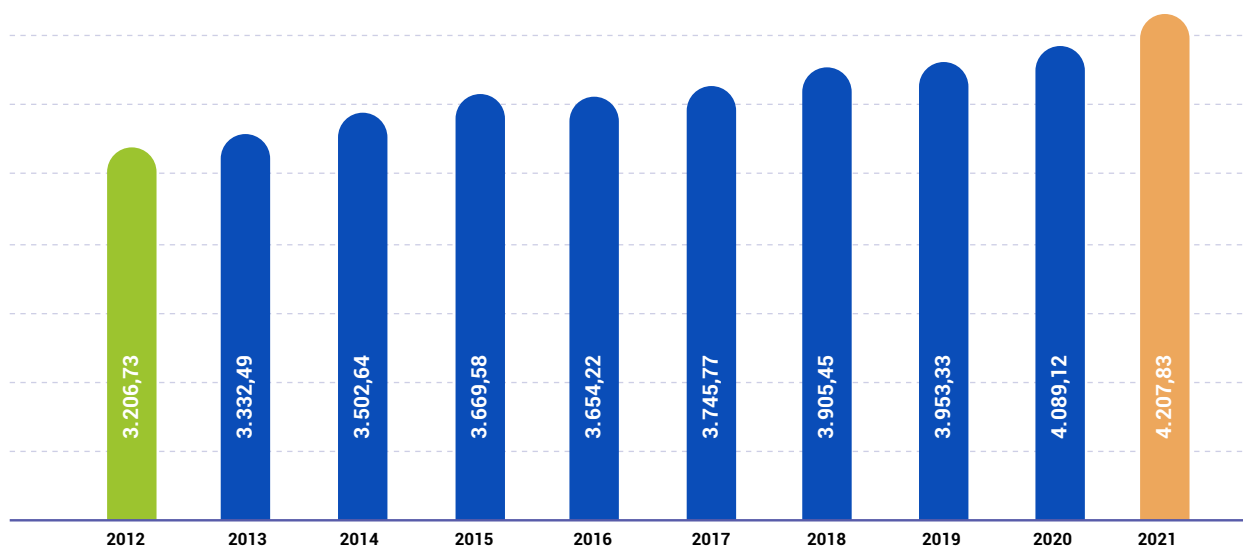
**Figura Nro. 16:** Evolución de la demanda máxima período 2012-2021

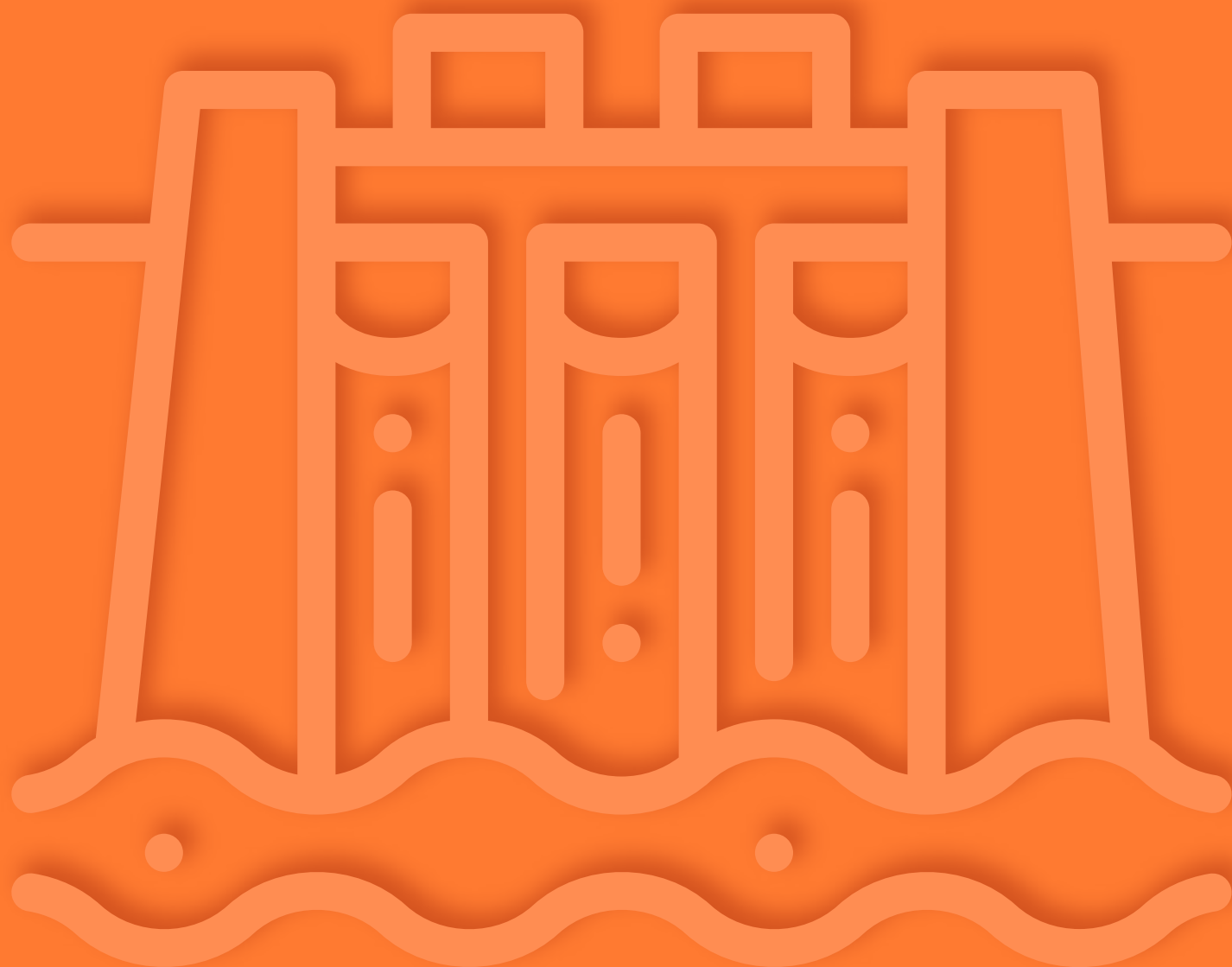


La figura Nro. 17 presenta los valores máximos anuales de la demanda de potencia en el período 2012 - 2021. Nótese que la demanda tiene un comportamiento incremental, cuyo límite inferior es de 3.206,73 MW en el 2012 y uno superior de 4.207,83 MW en el 2021.



**Figura Nro. 17:** Demanda máxima de potencia (MW), plurianual

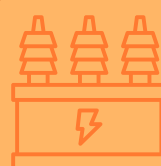




# Producción

de energía

CAPÍTULO  
**04**



# Producción

## de energía

En la tabla Nro. 8, se presenta la producción de energía eléctrica en el Ecuador, considerando la información con corte a diciembre de 2021, la producción de energía alcanzó 32.194,92 GWh.



**Tabla Nro. 8:** Energía bruta (GWh)

Tipo de Energía	Tipo de Central	Diciembre 2021	2021	Composición (%)
Renovable	Hidráulica	4.246,67	25.562,65	79,40
	Biomasa	108,33	372,80	1,16
	Eólica	7,00	62,01	0,19
	Biogás	6,41	42,13	0,13
	Fotovoltaica	6,11	36,87	0,11
Total Renovable		4.374,53	26.076,46	81,00
No Renovable	MCI	693,16	4.335,56	13,47
	Turbovapor	220,80	911,82	2,83
	Turbogás	140,22	871,07	2,71
Total No Renovable		1.054,18	6.118,46	19,00
Total general		5.428,70	32.194,92	100,00

En la figura Nro. 18, se presenta la composición de energía renovable con corte a diciembre de 2021; siendo la energía proveniente de centrales hidroeléctricas la más predominante con 25.562,65 GWh lo que representó el 98,03 % de la producción de energía renovable.



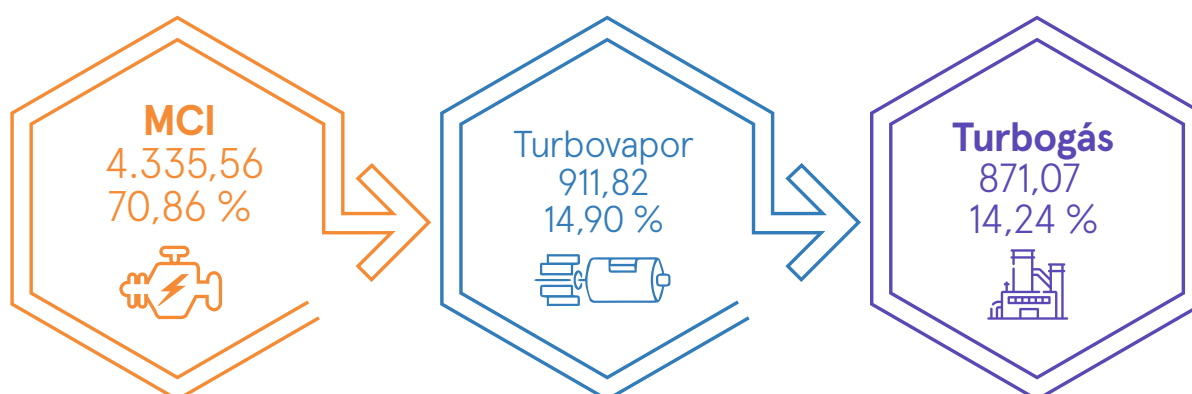
**Figura Nro. 18:** Energía renovable (GWh), a diciembre de 2021



En la figura Nro. 19, se presenta la composición de energía no renovable con corte a diciembre de 2021; siendo la energía proveniente de centrales a MCI la más predominante con 4.335,56 GWh lo que representó el 70,86 % de la producción de energía no renovable.

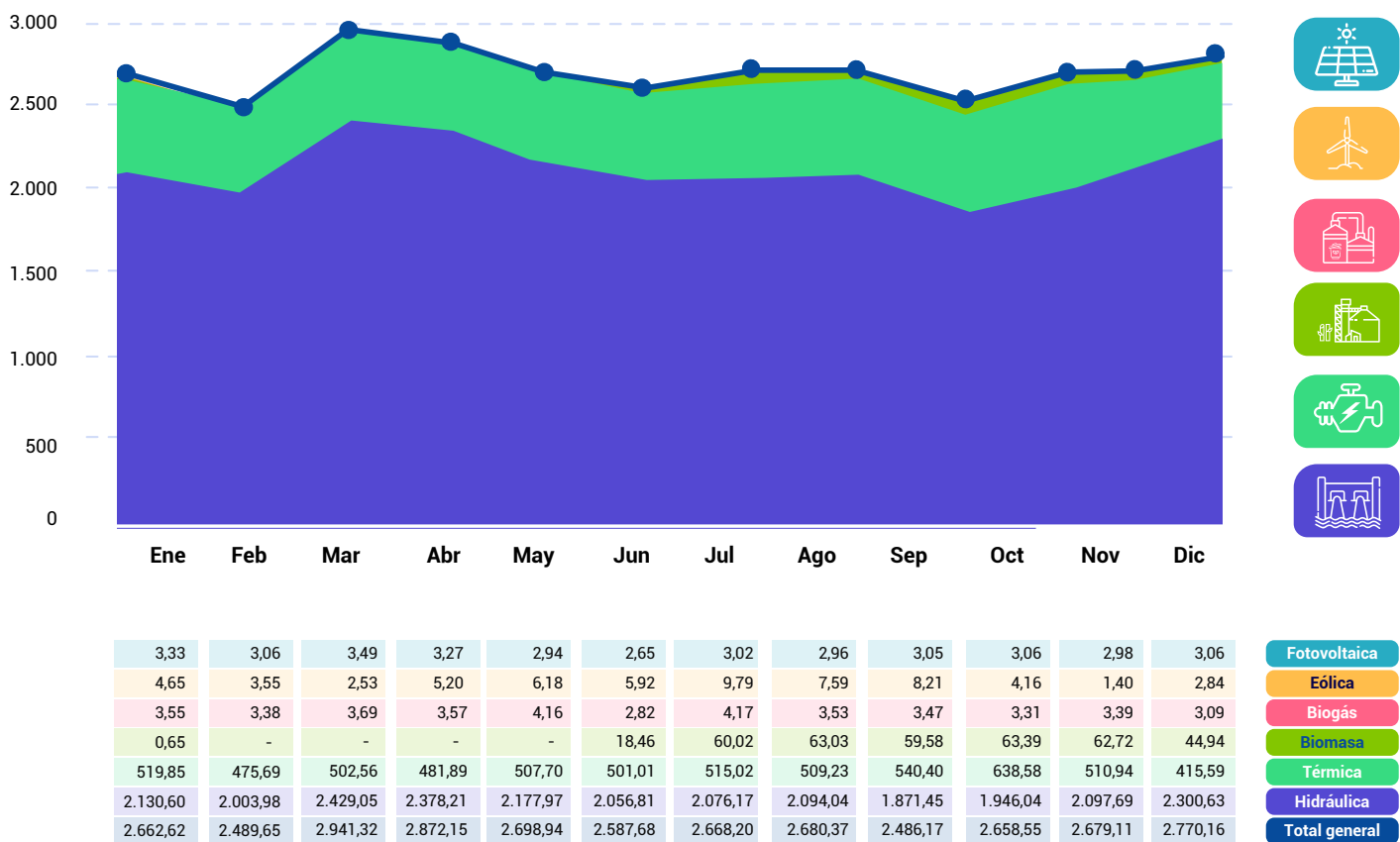


**Figura Nro. 19:** Energía no renovable (GWh), a diciembre de 2021



En la figura Nro. 20, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de fuente correspondiente al 2021, registrándose en marzo de 2021 la mayor producción con 2.941,32 GWh.

**Figura Nro. 20:** Energía bruta por tipo de fuente (GWh), a diciembre de 2021

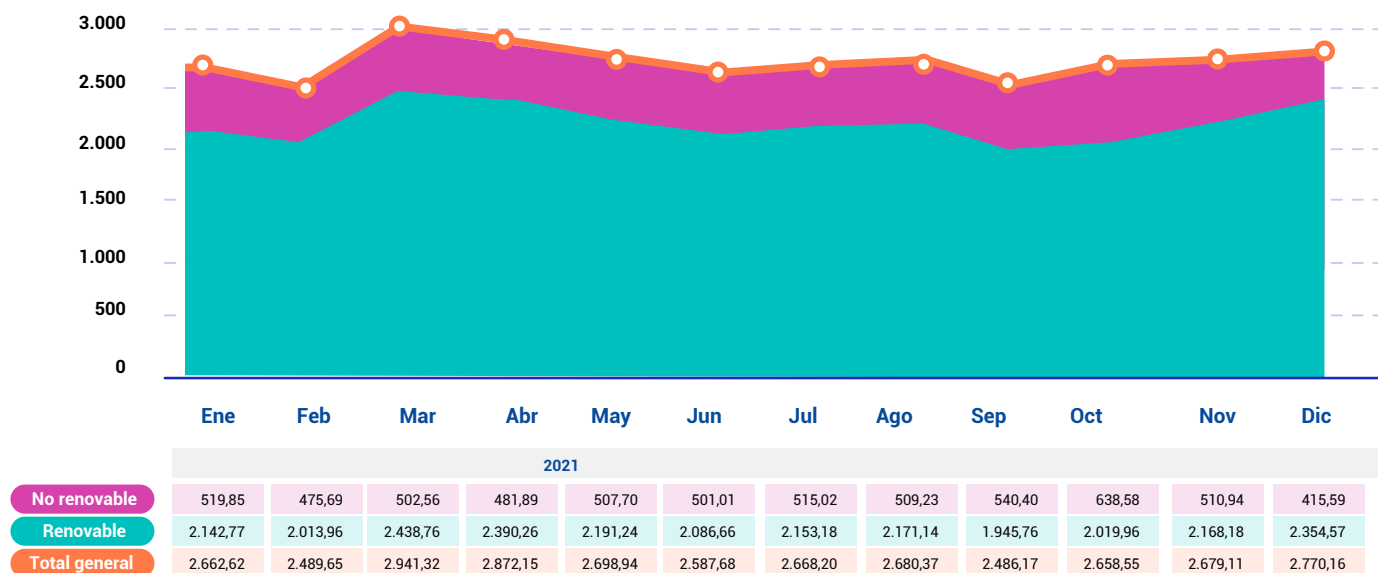


En la figura Nro. 21, se presenta la producción mensual de electricidad por tipo de energía, con corte a diciembre de 2021, registrándose a nivel de todo el sistema que 81 % corresponde a energía renovable y el 19 % a energía no renovable.





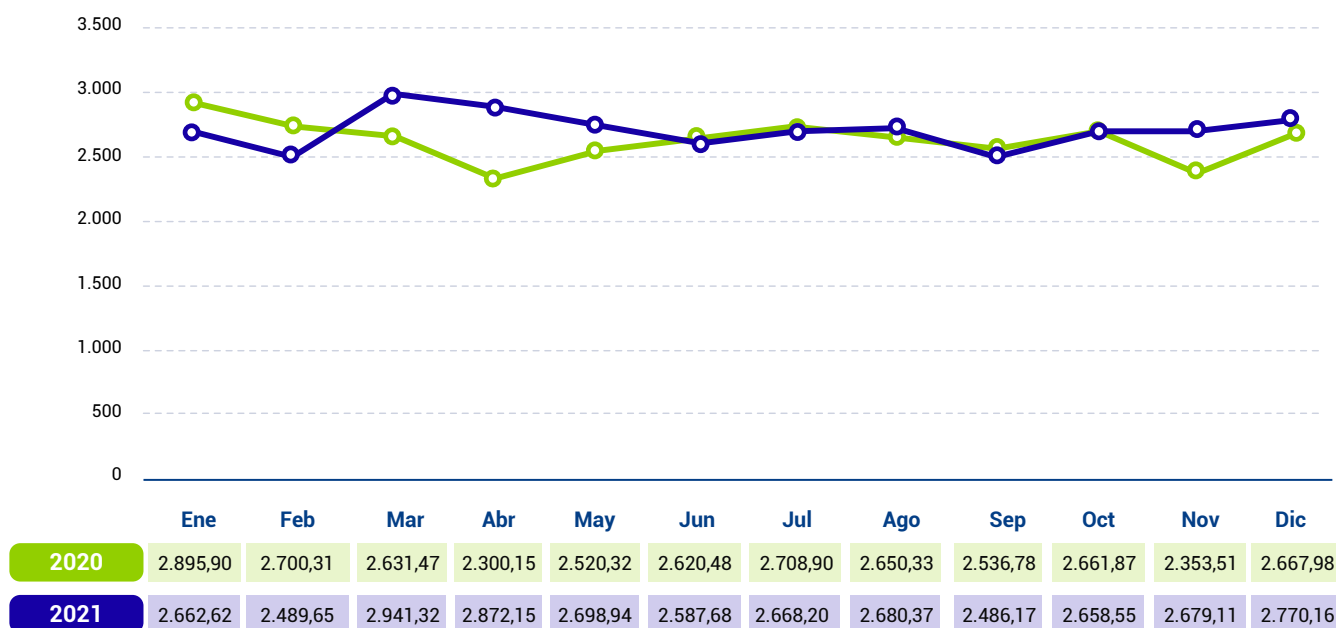
**Figura Nro. 21:** Energía bruta renovable y no renovable (GWh), a diciembre de 2021



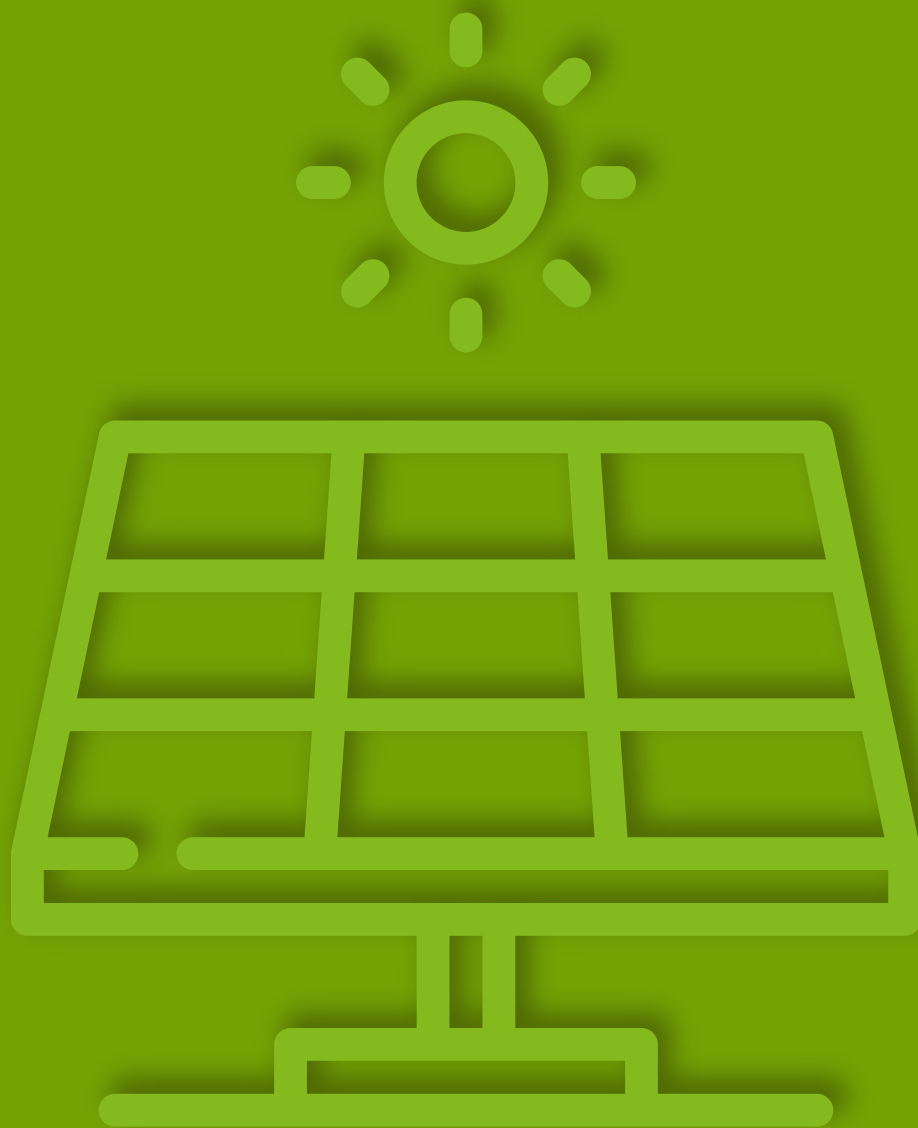
En la figura Nro. 22, se presenta un comparativo de la producción de energía eléctrica, entre los meses de enero a diciembre de 2020 y 2021 respectivamente; se observa que, en los meses de enero, febrero, junio, julio, septiembre y octubre, la producción de electricidad del 2020 fue superior a la del 2021.



**Figura Nro. 22:** Comparativo energía bruta (GWh)







# Implementación

de generación distribuida en el área de  
prestación de servicio de la EEQ

CAPÍTULO  
**05**





# Implementación

de generación distribuida en el área de  
prestación de servicio de la EEQ

La instalación de pequeñas fuentes de generación eléctrica cerca de los consumidores ha dado lugar a una nueva forma de generación, conocida como generación distribuida<sup>[1]</sup>. En la actualidad, con el crecimiento de la demanda eléctrica, la generación distribuida se ha convertido en un apoyo a los sistemas de generación convencionales, los cuales generalmente están ubicados en lugares lejanos al consumidor y son de gran escala. No obstante, la generación distribuida puede tener impactos positivos o negativos en la red eléctrica debido a que su implementación modifica el modo de operación de la red<sup>[2]</sup>.

La integración de generación distribuida cuando las unidades son correctamente ubicadas y dimensionadas, puede presentar desde el punto de vista técnico los siguientes beneficios: disminución de pérdidas de energía, mejoras en el perfil de voltaje y descongestión en las líneas de distribución<sup>[2] [3]</sup>.

Por otro lado, la penetración excesiva de generación distribuida en las redes eléctricas de distribución puede causar problemas como: sobrevoltaje, subvoltaje, pérdidas excesivas en líneas, sobrecarga en alimentadores y transformadores, falla de protecciones y aumento de niveles de distorsión armónica<sup>[4]</sup>. Es por esto que, uno de los parámetros que se deben considerar para la implementación de generación distribuida es la cantidad de generación que se puede instalar en un nodo, cumpliendo con los límites técnicos admisibles.

En los últimos años la instalación de fuentes de generación distribuida a baja escala, destinadas al autoconsumo, ha ido en aumento; por lo que, en el presente trabajo se resumen los resultados de la atención a solicitudes de instalación de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento de clientes regulados de la Empresa Eléctrica Quito.

En el Ecuador, a partir del año 2018 se cuenta con una base legal específica que considera el uso de tecnologías a pequeña escala y fuentes de energía renovables para producir electricidad, dentro o cerca de los centros de carga; es así que el 22 de octubre de 2018 se expide la Regulación ARCONEL Nro. 003/18 denominada “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”. Sin embargo, tres años después se ve la necesidad de reformar la mencionada Regulación y desde el 5 de abril de 2021 entró en vigor la Regulación ARCERNNR Nro. 001/2021 denominada “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica”, en la cual se establece las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados; con esta Regulación se deroga la Regulación 003/18.

En tal sentido y en estricto apego a las disposiciones de la Regulación 001/2021, la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) ha establecido un proceso para la atención a solicitudes de proyectos de Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) que consta de cuatro etapas:

- **Primera:** Aceptación a trámite de la solicitud;
- **Segunda:** Factibilidad de Conexión;
- **Tercera:** Habilitación (Certificado de Calificación); y,
- **Cuarta:** Inspección e ingreso en operación.

La gestión sistematiza la atención a las solicitudes de SGDAs de consumidores regulados de energía eléctrica conectados en sincronía con la red de distribución de la EEQ, en todas sus etapas desde la conexión hasta el ingreso en operación de los SGDAs.



En total, entre octubre de 2018 y febrero de 2022, considerando los proyectos ingresados bajo las disposiciones de la Regulación 003/18 y Regulación 001/2021 la EEQ ha atendido 161 solicitudes de proyectos, de los cuales se encuentran en operación 98 proyectos con una potencia total instalada de 1.519,33 kW y aproximadamente una energía estimada anual de 2,01 GWh, en beneficio de estos clientes; los restantes proyectos se encuentran en trámite para su habilitación de acuerdo al detalle mostrado en la tabla Nro. 9.



**Tabla Nro. 9:** Detalle solicitudes proyectos<sup>1</sup>

Descripción	Proyectos atendidos
Total proyectos ingresados	161
Cartas de factibilidad otorgadas	142
Autorización de conexión <sup>(*)</sup>	58
Certificados de calificación otorgados <sup>(**)</sup>	60
Proyectos en operación	98
Potencia (kW)	1.519,33
Energía (MWh)	2.015,84

<sup>1</sup> Datos obtenidos con corte a 18 de febrero de 2022.

\* Regulación Nro. ARCONEL 003/18

\*\* Regulación Nro. ARCERNNR 001/2021

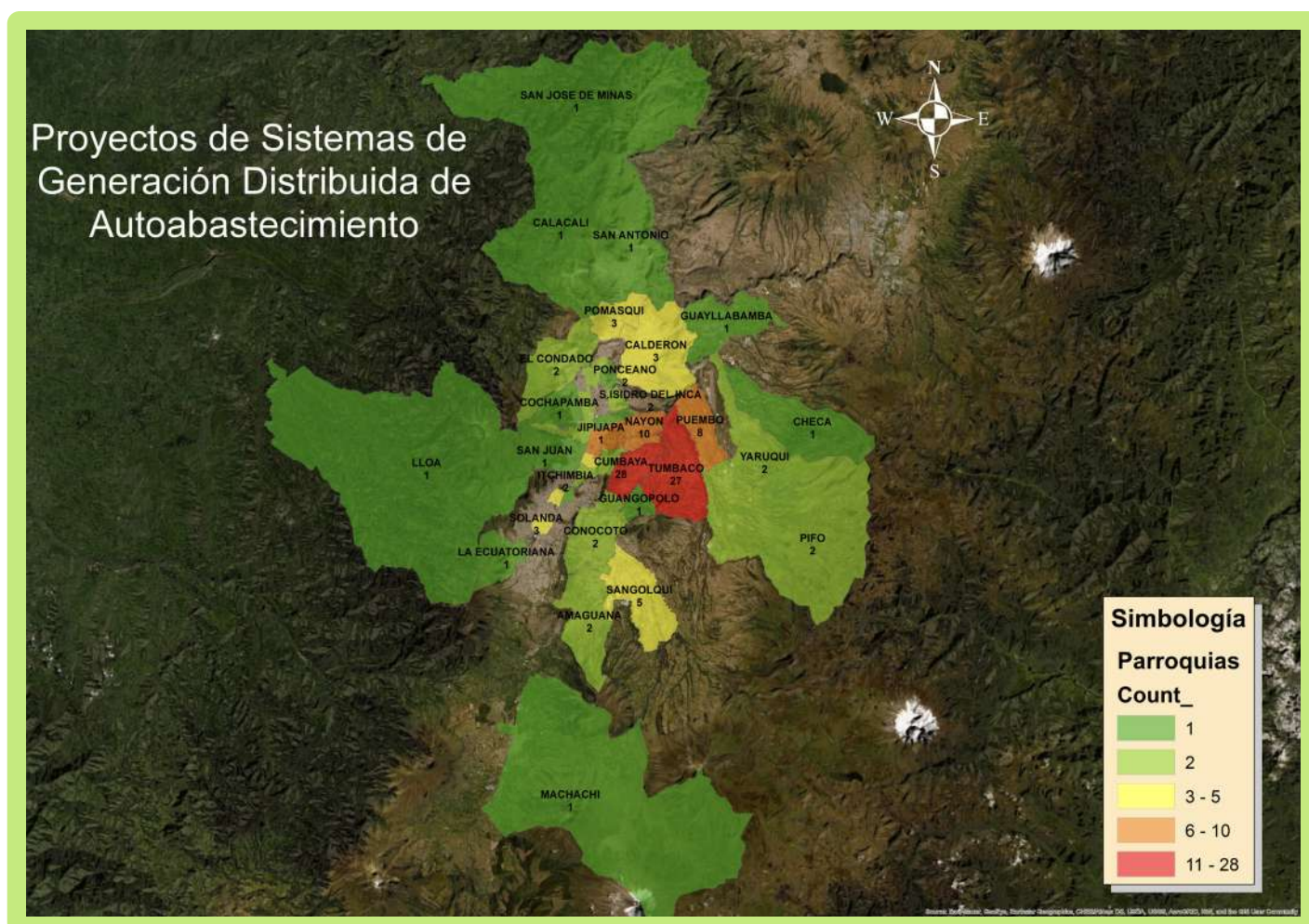
Con la finalidad de llevar un control y seguimiento de la gestión de los trámites de SGDAs; y, para cumplir con los plazos establecidos en la Regulación ARCERNNR Nro. 001/21, la EEQ determinó la necesidad de implementar un aplicativo alineado a sus políticas y procedimientos. Dentro de este contexto, a partir de noviembre del año 2021 todas las solicitudes ingresan a través de la página web de la EEQ.

Considerando la ubicación geográfica de los proyectos para la instalación de SGDA, dentro del área de servicio de la EEQ, la mayor parte de las solicitudes se ha localizado en las parroquias de Tumbaco y Cumbayá, sectores con clientes de estratos medios y altos. Sin embargo, el ingreso de estos sistemas es visible sobre todo en parroquias periféricas del área de servicio de la EEQ, tal como se muestra en la figura Nro. 23.





**Figura Nro. 23:** Ubicación de proyectos de SGDA por sectores del área de servicio de la EEQ



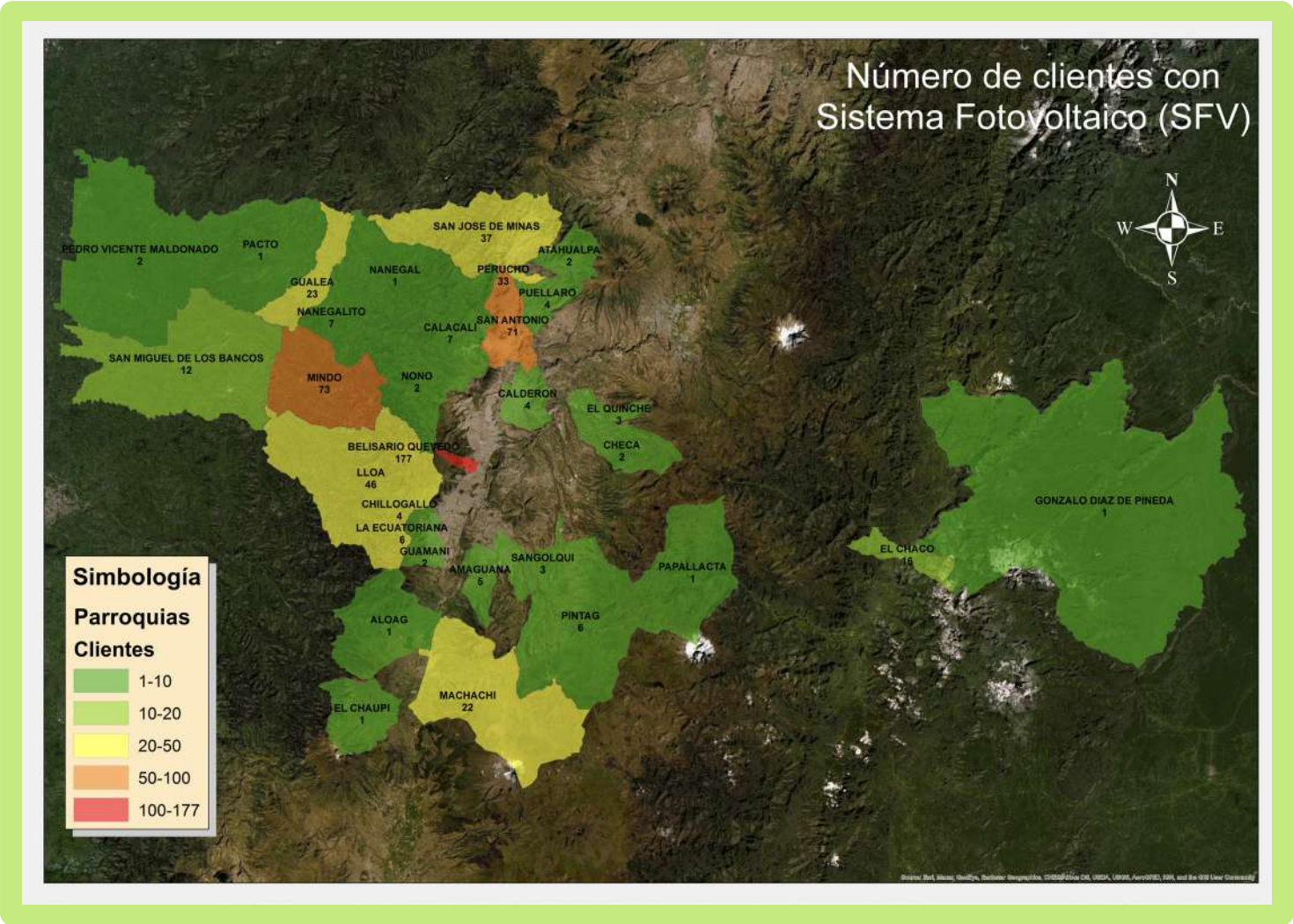
La responsabilidad de la EEQ, es la de servir a los clientes dentro de su área de concesión, pero existen casos en los cuales la atención a clientes mediante redes eléctricas de bajo voltaje no resulta factible, debido a los elevados costos de infraestructura por la gran extensión de red que se debería construir, así como también por la dificultad de llegar a los domicilios en ciertos asentamientos rurales aislados, por tal motivo, se definió la factibilidad de instalar un sistema fotovoltaico autónomo, capaz de funcionar aislado de la red pública, gracias a que cuentan con un sistema de almacenamiento de baterías que captan la energía de los módulos fotovoltaicos durante el día, para que esta pueda ser utilizada durante la noche.

Bajo este contexto la EEQ implementa un programa de electrificación con sistemas fotovoltaicos aislados (SFV) en zonas rurales, cuyo inició de ejecución data del año 2013. Los SFV son instalados específicamente en sectores donde las redes eléctricas convencionales de la EEQ no logran llegar, especialmente en zonas geográficamente aisladas y dispersas.

La cantidad total de sistemas fotovoltaicos SFV que han sido instalados hasta enero de 2022 es de 575 a un costo promedio por SFV de USD. 2.419,50; de estos, se puede destacar que las parroquias de Belisario Quevedo, Mindo, San Antonio y Lloa son donde más sistemas se encuentran en operación. En la figura Nro. 24 se observa el detalle geográfico de la cantidad de sistemas instalados.



**Figura Nro. 24:** Ubicación de proyectos de SFV por sectores rurales



Uno de los principales beneficios de la conexión de centrales de generación distribuida, es la mejora de niveles de voltaje, con lo cual se pueden solventar problemas de este parámetro de la red y llegar a niveles adecuados de calidad de producto, es así que dentro del sistema eléctrico de distribución de la EEQ se encuentran conectadas varias pequeñas centrales de generación distribuida; como por ejemplo la Central Hidroeléctrica (C.H.) Perlabí con una potencia nominal de 2,7 MVA y una producción de energía mensual de aproximadamente 1,4 GWh. Esta central se encuentra conectada a la subestación 22 San Antonio, al primario 22D, el cual suministra del servicio eléctrico



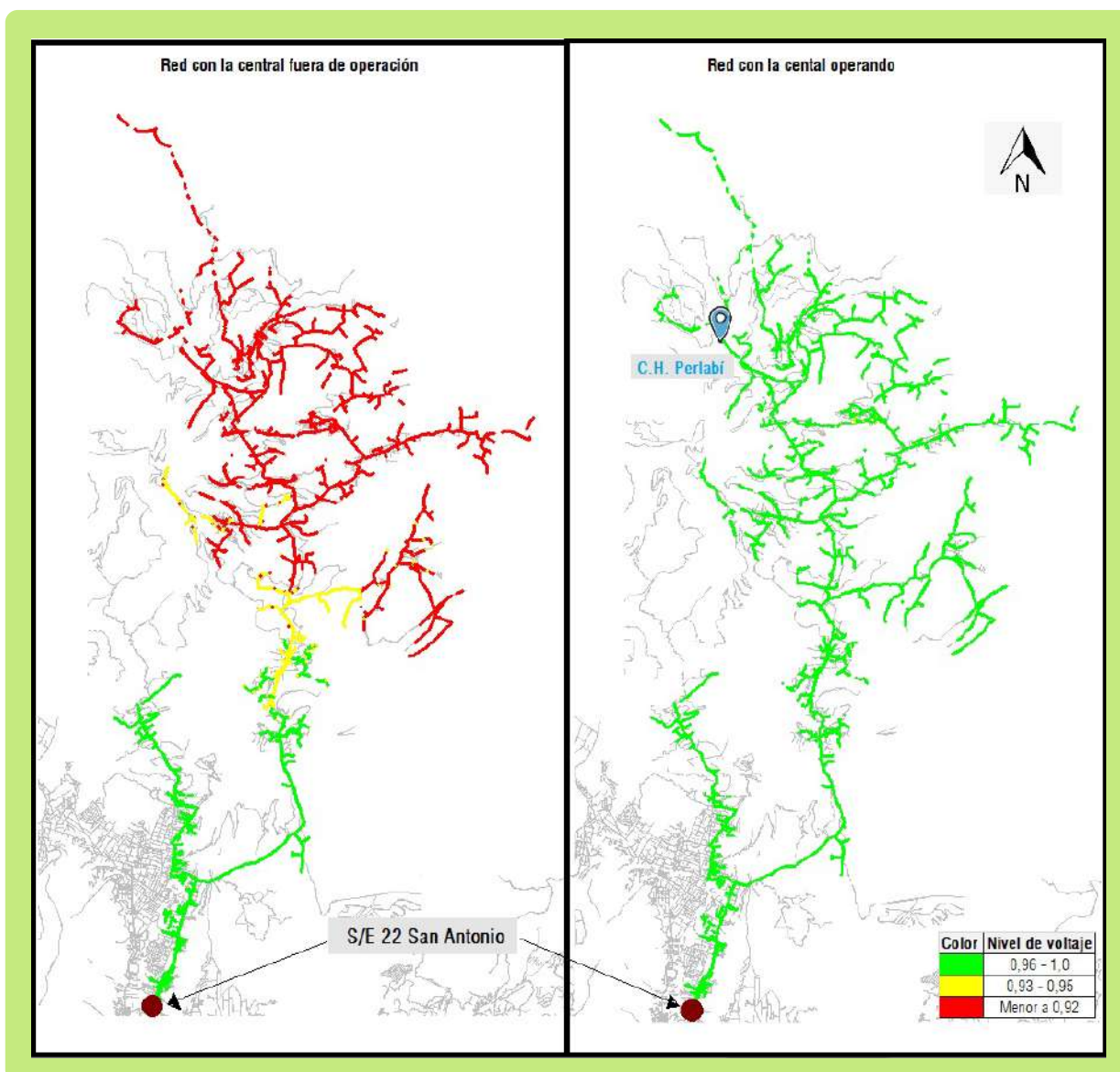
a los clientes de los sectores de San Antonio de Pichincha, Tanlahua hacia el norte de la provincia de Pichincha.

El alimentador primario 22D presenta una red muy extensa, de aproximadamente 34 km de troncal principal, por lo que, sin la conexión de la C.H. Perlabi presentaría notables caídas de voltaje en el punto más alejado de la subestación, problemática que se ahonda más considerando que esta zona es de alta producción para la provincia de pichincha.

Por otra parte, la incorporación de la C.H. Perlabi al primario 22D contribuye a mejorar significativamente el voltaje en la cola de red del primario, como se puede verificar comparando los estados de la red, con la central fuera de operación y con la central operando, mismos que se presentan en la figura Nro. 25.



**Figura Nro. 25:** Red de distribución primario 22D



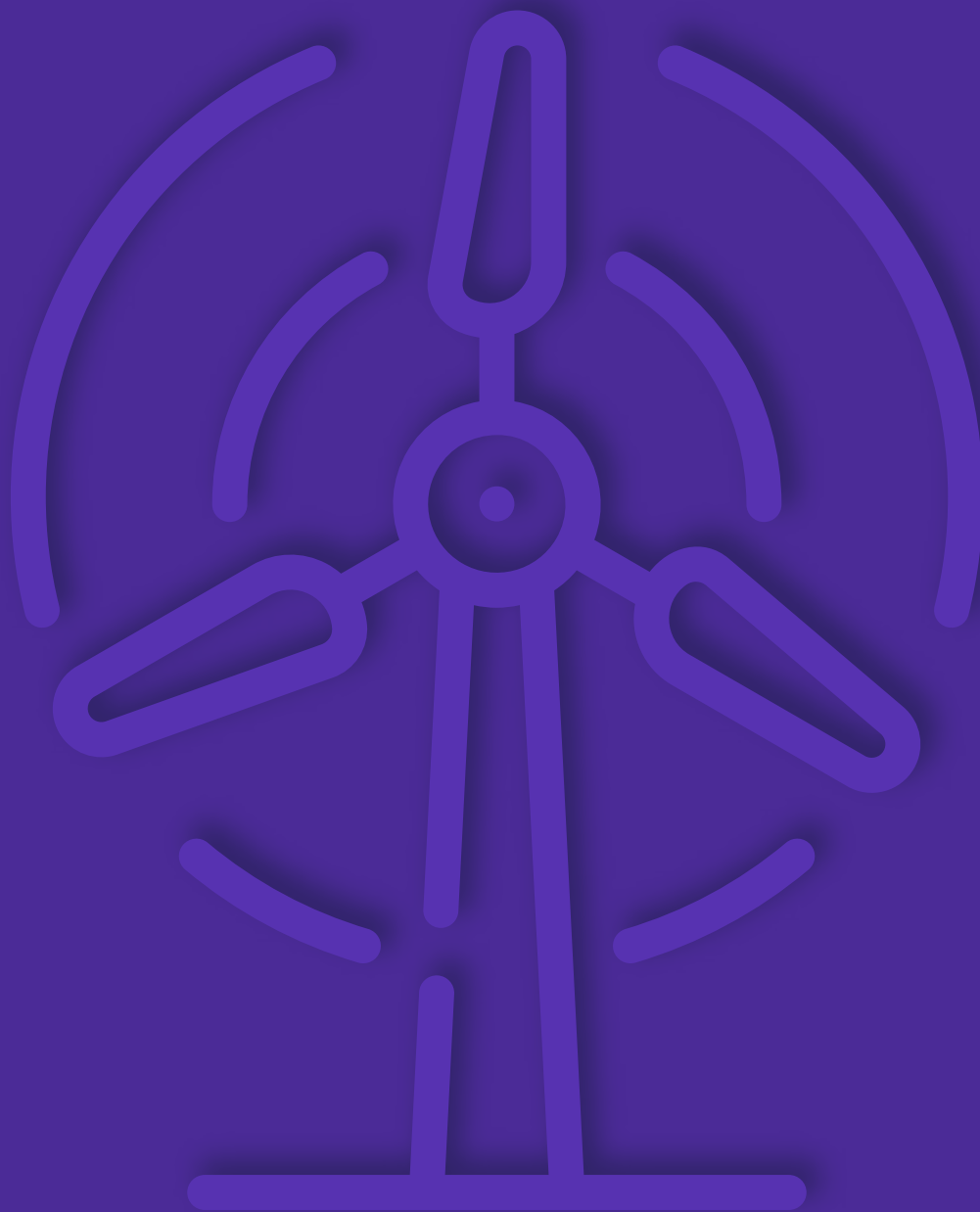
Con lo que se puede concluir que la inclusión de generación distribuida en redes de distribución de gran extensión ayuda a evitar las caídas de voltaje en los extremos del primario, además de incrementar la disponibilidad de potencia que puede suministrar el primario.



## Bibliografía

- [1] A. Colmenar Santos, D. Borge Diez y E. Collado Fernández, Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes, Madrid: UNED, 2015.
- [2] L. F. Grisales, B. J. Restrepo Cuestas y F. E. Jaramillo, «Ubicación y dimensionamiento de generación distribuida: una revisión,» Ciencia e Ingeniería Neogranadina, vol. II, n° 27, pp. 157-176, 2017.
- [3] L. F. Lechón, M. E. Samper y G. D. Barón, «Aplicación para la evaluación técnica de la capacidad de inserción de generación distribuida en redes eléctricas de distribución,» Energía, vol. II, n° 17, pp. 102-112, 2021.
- [4] I. Sherif M., H. E. Shady, A. Abdel, Y. A. Almoataz y F. Z. Ahmed, «State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation,» Renewable Energy, vol. I, n° 130, pp. 1002-1020, 2019.





# Proyecto de generación

eólico Minas de Huascachaca

CAPÍTULO  
**06**





# Proyecto de generación

eólico Minas de Huascachaca

---



En ELECAUSTRO, con el apoyo del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, desarrollamos proyectos que aportan al cambio y sostenimiento de la matriz energética en el país.

Una nueva central de generación que aportará energía renovable con el uso del recurso eólico se está construyendo actualmente en el sitio denominado Minas de Huascachaca, el cual que se encuentra en la parroquia San Sebastián de Yuluc del cantón Saraguro, provincia de Loja.

## 6.1 Medición del recurso

ELECAUSTRO adquirió los derechos de uso de los estudios de pre-factibilidad del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca que fueron efectuados en el año 2004 con el auspicio del Honorable Consejo Provincial del Azuay. En estos estudios se confirmó el potencial eólico de la zona, por lo cual se decidió emprender una nueva campaña de mediciones con estaciones meteorológicas que dispusieron de equipos certificados para garantizar la fiabilidad de la información.



**Tabla Nro. 10:** Estaciones de medición de recurso eólico

N°	Nombre	Coordenadas UTM	Fecha Instalación	Fecha Desmontaje
T001	Uchucay 40 m	681.381; 9 629.250	Enero 2009	Mayo 2012
T002	Uchucay 50 m	681.203; 9 628.043	Enero 2009	Octubre 2018
T003	Yuluc 50 m	679.447; 9 628.666	Enero 2009	Operativa
T007	Yuluc 80 m	679.448; 9 628.552	Mayo 2012	Operativa

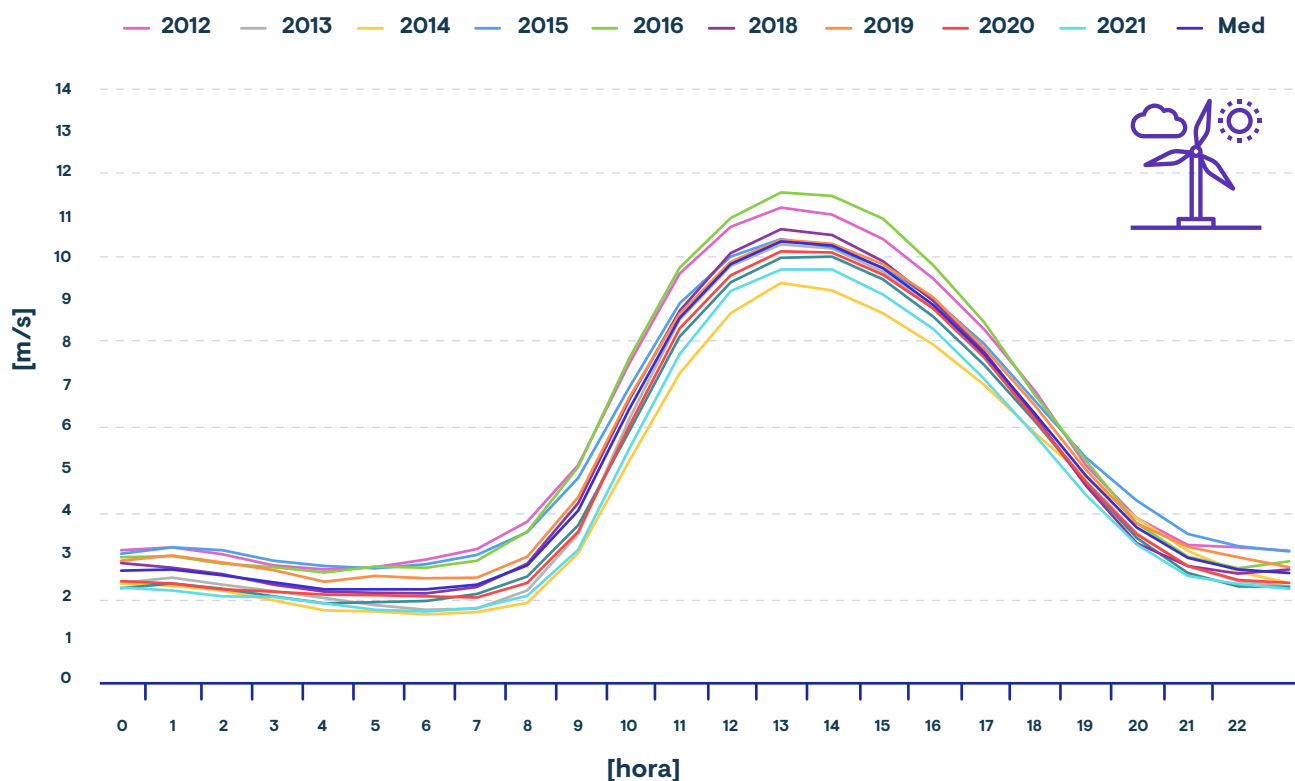
La extensa serie de datos obtenida durante el periodo de registro de información ha permitido tener el conocimiento detallado del comportamiento del viento en la zona y ha servido de base para el dimensionamiento de este proyecto eólico.

Las características del viento en esta zona responden a efectos meteorológicos localizados que producen un comportamiento horario relacionado directamente con el movimiento de masas de aire por el cambio de temperatura en el día. Los resultados de este comportamiento del viento se muestran en el siguiente gráfico que permite resaltar la poca o nula incidencia del viento luego de las 20:00 de cada día y hasta las 9:00 aproximadamente del día siguiente. No obstante, durante el período de viento, su comportamiento es muy predecible lo que será muy útil durante la operación del parque eólico, pues se tendrá una alta confiabilidad en la predicción de la producción.





**Figura Nro. 26:** Curva diaria típica anual

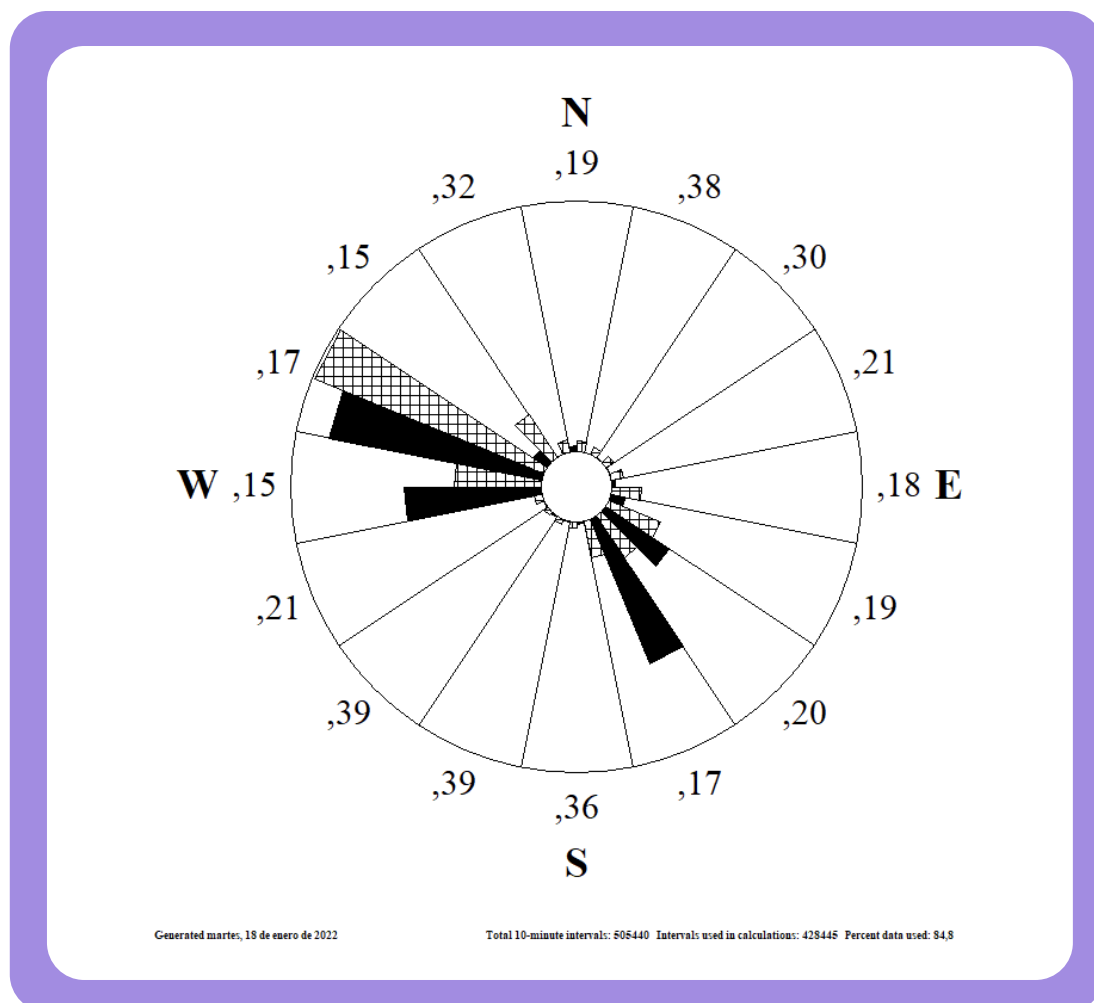


En lo que se refiere a la dirección del viento, esta es predominante de oeste a noroeste, como se muestra en la figura Nro. 27. Esta alta concentración del contenido energético y tiempo de permanencia del viento será beneficioso para la eficiencia de producción del parque eólico, así como también para la certidumbre en la proyección de la producción.





**Figura Nro. 27:** Dirección del viento



## 6.2 Estudios realizados

Este proyecto de energía renovable no convencional ha debido pasar por todas las diferentes etapas de estudio.

Los estudios de pre - factibilidad desarrollados en 2004 mostraron ya el potencial energético de la zona, por lo cual, ELECAUSTRO contrató los estudios de factibilidad del proyecto, que permitieron establecer una primera configuración del parque con 25 aerogeneradores de 2,0 MW cada uno. Uno de los principales productos de la etapa de factibilidad fue el estudio de Impacto Ambiental Definitivo del Parque Eólico, el cual permitió, en el año 2013, obtener la licencia ambiental para sus etapas de construcción, operación y retiro. Se obtuvo entonces la factibilidad técnica, económica y ambiental para ejecutar este proyecto.

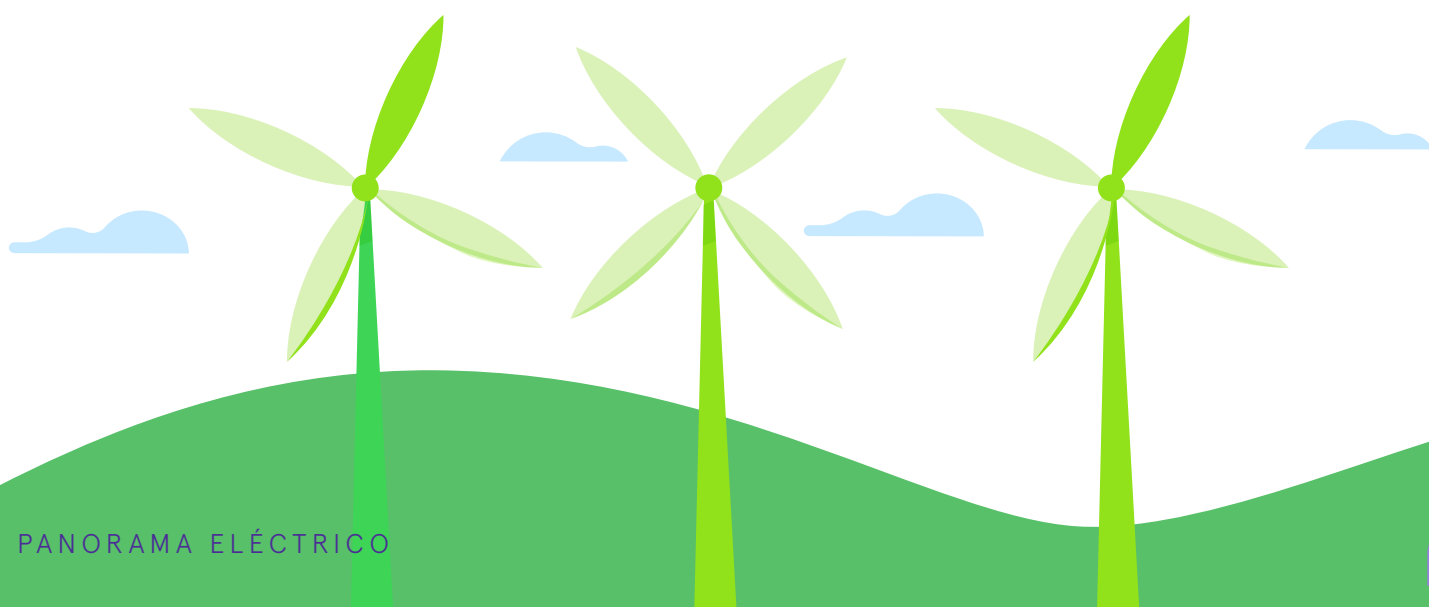
Se contrató entonces el diseño definitivo de la interconexión eléctrica del parque eólico al Sistema Nacional de Transmisión (SNT). Esta interconexión dispondrá de una subestación colectora de energía en las inmediaciones de los aerogeneradores y la transformación de 34,5 kV a 138 kV con una capacidad de 40/50 MVA, de una línea de transmisión a 138 kV para interconectar el parque eólico con el SNT y, de una subestación de seccionamiento para interconectar la central con la línea de transmisión Cuenca - Yanacocha - Loja de CELEC EP Transelectric.

En lo que se refiere a los accesos viales, se diseñó aproximadamente 13 km de vías internas y un nuevo puente de 50 m de luz sobre el río Jubones.

Con el objeto de obtener la información que permita confirmar la ubicación de los aerogeneradores y el diseño de estructuras, se realizó un estudio de la geología local de la zona y se ejecutaron las pertinentes investigaciones geotécnicas.

Fue necesario también elaborar el Estudio Eléctrico de Interconexión del proyecto, con el cual se analizó el comportamiento del SNT con la inclusión del parque eólico, determinando de esta manera la factibilidad de conectarlo con algunas restricciones determinadas por la situación del sistema eléctrico en la zona sur del país. Los resultados de este estudio definieron, entre otras cosas, las configuraciones que se deberán realizar al sistema de protecciones eléctricas del parque eólico, especialmente para concatenar su operación con el esquema de protecciones sistémicas que opera actualmente en el sistema nacional interconectado del país. Se obtuvo de esta manera la factibilidad de conexión eléctrica otorgada por CELEC EP Transelectric.

Finalmente, se contrataron sendas consultorías para obtener los diseños de las vías de acceso a las plataformas, los diseños de las plataformas, cimentaciones, sistema colector de media tensión para los aerogeneradores y su sistema de puesta a tierra.



## 6.3 Consecución del título habilitante

En octubre del año 2012, ELECAUSTRO solicitó al extinto CONELEC el otorgamiento del Título Habilitante para el proyecto eólico Minas de Huascachaca, sustentados en la Regulación Nro. CONELEC- 004/11 y considerando que este proyecto proveerá energía renovable no convencional. Esta solicitud fue acompañada de todos los requisitos establecidos en la normativa vigente en aquel año, entre ellos, estudio de factibilidad, interconexión al SNT, certificados de no intersección con áreas protegidas tanto para el proyecto y la línea de transmisión y, esquema de financiamiento. En octubre de 2013, una vez cumplidos todos los requisitos, el CONELEC emitió a favor de ELECAUSTRO el certificado de calificación del proyecto, el cual le garantizó el derecho exclusivo para la suscripción del Título Habilitante.

En el año 2014 el CONELEC emitió la codificación a la Regulación Nro. CONELEC - 001/13, en la cual se establece que los proyectos que obtuvieron el certificado de calificación antes de la Codificación de la Regulación Nro. 001/13, y en caso de que se concluya con la firma del Título Habilitante dentro del plazo determinado, se les reconocerá el precio preferente establecido en dicha norma. Por esta razón, la energía que producirá el Parque Eólico Minas de Huascachaca tendrá despacho preferente por ser energía renovable no convencional y, precio preferente por lo dispuesto en la Regulación Nro. CONELEC - 001/13 codificada.

Una vez que fueron cumplidos por parte de ELECAUSTRO todos los requisitos establecidos en la norma vigente a esa fecha, como fueron la entrega del diseño de la línea de interconexión, su estudio de impacto ambiental, los cronogramas valorados del proyecto, el estudio de análisis de riesgos y la determinación de la póliza de seguros por daños a terceros, en noviembre 2015 la extinta ARCONEL emitió la Resolución Nro. ARCONEL-026-15-HUASCACHACA, y como uno de sus puntos autorizó al Director Ejecutivo de esta entidad a la suscripción del Contrato para la construcción, instalación y operación del Parque eólico Minas de Huascachaca.

Finalmente, el Título Habilitante de generación de energía eléctrica para la construcción, instalación y operación del proyecto eólico fue suscrito mediante Escritura Pública el 22 de febrero de 2016.

## 6.4 Planificación de la construcción

La planificación de la ejecución de este proyecto contempló el cumplimiento de varios objetivos específicos, adicionales al objetivo principal de poner en operación la central eólica Minas de Huascachaca, entre ellos:

1. Cumplir con los requisitos de los potenciales financistas del proyecto.
2. Ejecutar el proyecto en cumplimiento del cronograma vigente en su Título Habilitante.
3. Fomentar la participación local y nacional de contratistas en la construcción de este proyecto.

De esta manera, se consideró la ejecución de las siguientes fases:

### FASE UNO:

Mejoramiento, ampliación y rectificación de las vías de acceso y la construcción de un nuevo puente sobre el río Jubones de 50 m de longitud.

### FASE DOS A:

Suministro, construcción y puesta en operación de la subestación colectora Uchucay, línea de transmisión a 138 kV y subestación de seccionamiento La Paz.

### FASE DOS B:

Diseño, suministro, transporte e instalación de aerogeneradores, circuito colector, viales internos, plataformas y cimentaciones de los aerogeneradores.





### **Segmento 1:**

Suministro, transporte, instalación y puesta en marcha de los aerogeneradores, torres y equipos asociados.



### **Segmento 2:**

Construcción de plataformas, cimentaciones, viales internos y sistema colector de media tensión de los aerogeneradores del Grupo UCHUCAY.



### **Segmento 3:**

Construcción de plataformas, cimentaciones, viales internos y sistema colector de media tensión de los aerogeneradores del Grupo YULUC.

## **6.5 Contratación de obras, bienes y servicios**

Al ser ELECAUSTRO una empresa pública la contratación de todos sus estudios, obras y el suministro de bienes deben realizarse en cumplimiento con la normativa nacional de contratación pública, precautelando ante todo la gestión eficiente de los recursos públicos.

Dentro de los procesos de contratación para el proyecto eólico Minas de Huascachaca, merece especial interés el Segmento 1 de la FASE DOS B, pues la adquisición de los equipos aerogeneradores posee un alto componente tecnológico y, para estos equipos no existe producción nacional. Se estableció la necesidad de mantener la cadena de responsabilidad y custodia de los aerogeneradores, desde su fabricación hasta su operación, con el objeto de mantener la vigencia de las garantías: técnica, de curva de potencia y de disponibilidad, asociadas a estos equipos por el fabricante.

Con esta base, se cumplió primero con el respectivo proceso de verificación de producción nacional, para el cual se determinó el alcance de la adquisición de aerogeneradores y los servicios incluidos (manejo en puerto, transporte al sitio, izaje, instalación, pruebas, puesta en marcha, operación comercial, mantenimiento por 2 años y provisión de repuestos). Una vez obtenido el permiso del SERCOP se realizó el respectivo procedimiento de selección en el exterior para la adquisición de los aerogeneradores de este parque eólico.

Como resultado de este procedimiento, fue la oferta técnica – económica más conveniente para el proyecto fue la presentada por el fabricante de aerogeneradores DONGFANG ELECTRIC INTERNATIONAL CORPORATION (DEC) de nacionalidad china, con la cual se suscribió el respectivo contrato de provisión de equipos. Posteriormente, una vez realizado el respectivo procedimiento de contratación, se suscribió el contrato con DONGFANG ELECTRIC ECUADOR S.A. para la provisión de todos los servicios conexos, con lo cual se asegura la cadena de custodia de los aerogeneradores hasta su instalación y puesta en operación comercial, y además, la vigencia de las garantías del fabricante.

Los otros componentes de este proyecto, que constituyen etapas independientes y que no se relacionan con los equipos tecnológicos con garantía internacional, fueron agrupados en fases de ejecución, organizadas dentro del proyecto integral, para las cuales se realizaron licitaciones con la participación de proveedores nacionales.

Hasta febrero del año 2022 se han realizado los siguientes procedimientos de contratación de fiscalización, consultoría y obras nacionales:



**Tabla Nro. 11:** Procedimientos de contratación 1/3

Concepto	Contratista	Monto (sin IVA)
Fiscalización del PEMH – fase uno	UCUENCA EP	USD 337.554,37
Construcción, equipamiento y puesta en operación del PEMH, con financiamiento – fase uno	Consorcio Parque Eólico Minas de Huascachaca	USD 3.419.966,20
Fiscalización del PEMH – fase dos A y fase dos B	UCUENCA EP	USD 1.875.073,67
Construcción, equipamiento y puesta en operación del PEMH, con financiamiento – fase dos A	HidroCR	USD 10.732.258,68
Diseño del sistema colector a media tensión del PEMH	Hugo Alejandro Pinos Espinoza	USD 56.203,56

**Tabla Nro. 11:** Procedimientos de contratación 2/3

Concepto	Contratista	Monto (sin IVA)
Suministro, construcción y puesta en operación de la subestación Uchucay, línea de transmisión a 138 kV y la subestación de seccionamiento la paz, que incluye vía de acceso en su eje y a la subestación Uchucay - fase dos A.	ENERPETROL S.A.	USD 7.573.188,68
Fiscalización de la construcción del eje vial 3 del PEMH – fase dos B	UCUENCA EP	USD 121.532,53
Construcción del eje vial 3 del PEMH – fase dos B	CONSORCIO EJE VIAL TRES	USD 1.451.115,97
Fiscalización de la fabricación, transporte y montaje de aerogeneradores, construcción de plataformas, accesos, comentaciones, ciurcuito colector y puesta en operación del PEMH	UCUENCA EP	USD 2.075.906,01
Fabricación, suministro y transporte de aerogeneradores hasta el sitio de emplazamiento del proyecto, montaje, puesta en marcha y operación por dos años del pemh de 50 MW	Dongfang Electric International Corporation	USD 45.680.000,00
Actualización de los estudio estáticos y dinámicos del PEMH	HELP ENERGY CONSULTORES S.A.	USD 29.940,00
Mantenimiento del eje vial 1 del PEMH	INGA CONSTRUCTORES CIA. LTDA.	USD 55.352,00
Estudio de suelos para cimentaciones del PEMH	GEOSUELOS CIA. LTDA	USD 18.843,00



**Tabla Nro. 11:** Procedimientos de contratación 3/3

Concepto	Contratista	Monto (sin IVA)
Transporte de las jaulas de perno con sus materiales auxiliares del PEMH	NOROCCIDENTAL CIA. LTDA.	USD 34.960,00
Grupo uchucay: construcción de las vías de acceso a y entre aerogeneradores numerados del 1 al 8, plataformas, cimentaciones y sistema colector interno de 34,5 kV de tensión nominal del PEMH.	CONSORCIO CONFERCOR VCH UCHUCAY	USD 3.961.108,64
Grupo Yuluc: construcción de plataformas, cimentaciones, vías internas y sistema colector del grupo Yuluc del PEMH.	ASTUDILLO GUILLEN CONSTRUCCIONES Y SERVICIOS DE INGENIERÍA CIA. LTDA.	USD 3.257.349,32

ELECAUSTRO realiza continuamente un importante esfuerzo por aportar al desarrollo del país y a la creación de empleo a través de las contrataciones varias de bienes y servicios nacionales que son parte de los proyectos de generación. Como un caso de ejemplo se muestra a continuación la estimación de plazas de trabajo y equipos necesarios para las contrataciones locales del Grupo Uchucay y Grupo Yuluc.





**Figura Nro. 28:** Detalles de obra civil y eléctrica



**PEMH:** Obra civil y eléctrica \$7.218.457

### Grupo 1: Uchuca

8 plataformas, cimentaciones caminos de acceso. 1 Bodega de materiales y circuito colector

**USD 3.961.108**

**CONTRATISTA:**  
CONSORCIO CONSFERCOR  
VCH UCHUCAY



4 tanqueros +  
equipo menor



4 excavadoras



4 motoniveladoras



4 rodillos



OC  
10 profesionales  
80 peones  
40 obreros

15 volquetas



CC  
1 maestro eléctrico  
4 técnicos linieros  
4 ayudantes



**Fiscalización**

25 profesionales  
5 personas de apoyo

### Grupo 2: Yuluc

6 plataformas, cimentaciones caminos de acceso. 800m vía asfaltada y circuito colector, Cerramiento, Bodega.

**USD 3.257.349**

**ADJUDICATARIO:**  
AG Construcciones



3 tanqueros +  
equipo menor



3 rodillos



3 motoniveladoras



9 volquetas



OC  
10 profesionales  
5 auxiliares  
50 obreros

3 excavadoras



CC  
3 ingenieros  
15 obreros



Replanteo de cimentación aerogenerador - Loja  
ELECAUSTRO







Armado estructural de cimentación aerogenerador - Loja  
ELECAUSTRO



El proyecto Eólico Minas de Huascachaca durante su etapa de construcción ha llegado a generar hasta 162 empleos directos y 648 empleos indirectos.

## 6.6 Transporte de los aerogeneradores

Uno de los efectos más pronunciados de la pandemia del Covid-19 sobre el comercio mundial ha sido la suspensión del comercio marítimo durante largos meses del año 2020; esta suspensión causó un estancamiento de mercaderías en muchos puertos del mundo, en particular en puertos de la República China.

La reactivación de las actividades comerciales a fines de 2020 y en el 2021, produjo una precipitada búsqueda de embarcaciones y contenedores, que se ha denominado “la crisis de los contenedores” que llevó a una acelerada demanda sobre estos artefactos, clave en el comercio marítimo mundial.

Esa verdadera avalancha en busca de contenedores y luego de embarcaciones portacontenedores, ha llevado a que muchas navieras recurran a transformar en portacontenedores a muchas embarcaciones, entre ellas aquellas diseñadas para el transporte de cargas especiales de grandes dimensiones y pesos, tal como los aerogeneradores.

Lo descrito, tuvo una repercusión en el desarrollo del proyecto eólico Minas de Huascachaca, pues demoró largo tiempo el traslado de los aerogeneradores desde China hasta Ecuador. Inicialmente estaba previsto que el traslado de los catorce aerogeneradores y sus equipos, se realizarían en dos grupos: el primero en el mes de octubre de 2021 con 6 aerogeneradores y un segundo con los restantes 8 aerogeneradores a realizarse en el mes de noviembre.

Estas fechas, que ya habían sido objeto de varias reprogramaciones, tuvieron una nota de alerta entre los meses de julio y agosto de 2021, pues se nos informó por parte de Dongfang, que el contrato que tenían con la naviera escogida para el transporte, habían sido notificados por parte de la naviera que no podía cumplirse.

Luego de un arduo trabajo por parte del Contratista y de ELECAUSTRO, en la última semana de octubre, una noticia que nos causó una gran alegría fue enterarnos que se había ubicado un navío, completamente nuevo, diseñado para transportar aerogeneradores, que sería capaz de trasladar todos los aerogeneradores en un solo viaje.

El buque en cuestión es el Tai Xing, abanderado en Hong Kong, un gigante que desplaza más de 68.000 toneladas y que fue adornado con los pabellones de las repúblicas de China y de Ecuador.



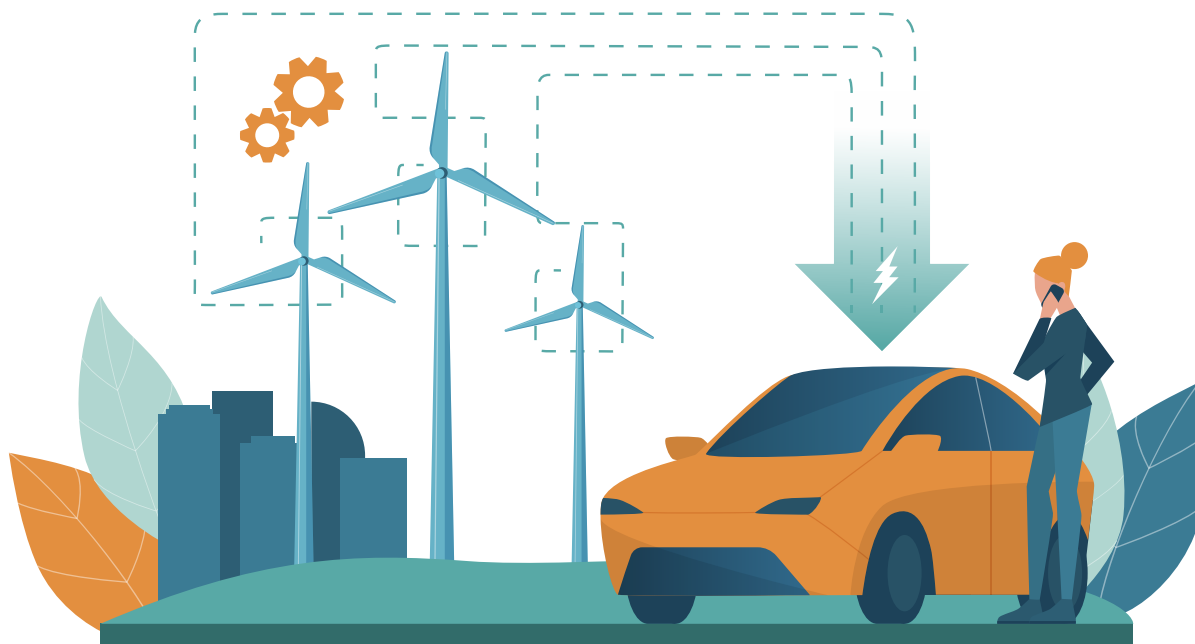
Buque Tai Xing en Puerto Penglai - China  
DONG FANG

Tras soportar días de tormenta, que impidieron realizar la estiba de la carga en el buque, finalmente se pudo iniciar y concluyó puntualmente según lo programado, el buque zarpó desde el puerto de Penglai con rumbo a Ecuador. Casi cinco días antes de lo previsto, arribaron a Puerto Bolívar el 19 de enero de 2022, al mando de la nave estaba su capitán Xiang Qiguo.

Emotiva fue la ceremonia de recibimiento, con la participación de los ministerios de Energía y de Transporte, acompañados además de varias autoridades seccionales se dio recibimiento en su viaje inaugural al buque Tai Xing que trasportó todos los 14 aerogeneradores y su equipamiento.

En cuanto al transporte desde Puerto Bolívar hasta el sitio del proyecto, es todo un extenuante trabajo de ingeniería, nada más hay que considerar la longitud de las palas, que quizás es el elemento de mayor longitud: 72,6 m cada una y constituye un auténtico desafío su transporte, vehículos especiales son necesarios para el traslado desde el puerto a la entrada del proyecto, requiriendo la ampliación de varias curvas, el retiro de algunos elementos y aún el derrocamiento de ciertas estructuras.

Desde el sitio de acopio en la entrada del proyecto, hasta las respectivas ubicaciones de cada uno de los aerogeneradores, debe utilizarse un elemento especial cual es el elevador de palas, “blade-lifter” en inglés, que permite avanzar en la sinuosa carretera de acceso, con elevadas pendientes en algunos tramos, con una altura de la pala sobre los 60 m, es un lento y difícil proceso para cumplir.





Otros elementos, con un elevado grado de dificultad, son los tramos de torre, en donde la longitud y diámetro, se unen al peso de las unidades, que hacen necesarias especiales consideraciones en cuanto a pesos soportados por la infraestructura vial, de manera particular los puentes en el trayecto vial.

Pero el elemento más pesado es el generador: 105 toneladas, exigió el reforzamiento de varios puentes y tiene un desafío particular también, pues su diámetro es así mismo sobredimensionado.

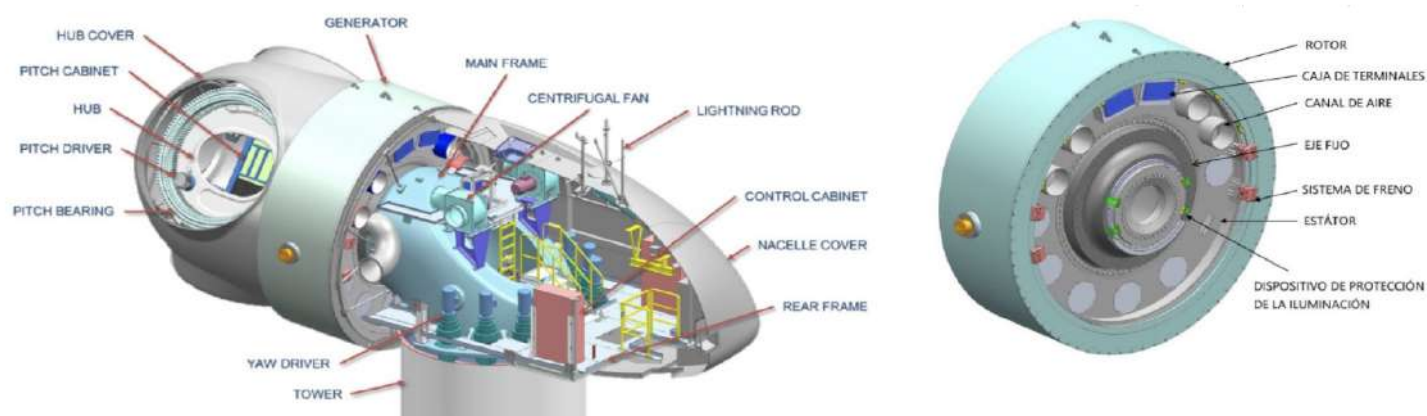
Se requieren doce tipos diferentes de vehículos para el transporte de cada aerogenerador, un promedio de siete días por aerogenerador hasta el punto de acopio al parque y tres más para el ingreso de las palas a cada sitio.

## 6.7 Datos técnicos

El modelo del aerogenerador para esta central es el DEW D4000-148 Direct-Drive y se instalarán 14 unidades. A continuación se pueden ver las características principales de estos aerogeneradores.



**Figura Nro. 29:** Aerogeneradores a instalar y características técnicas



## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

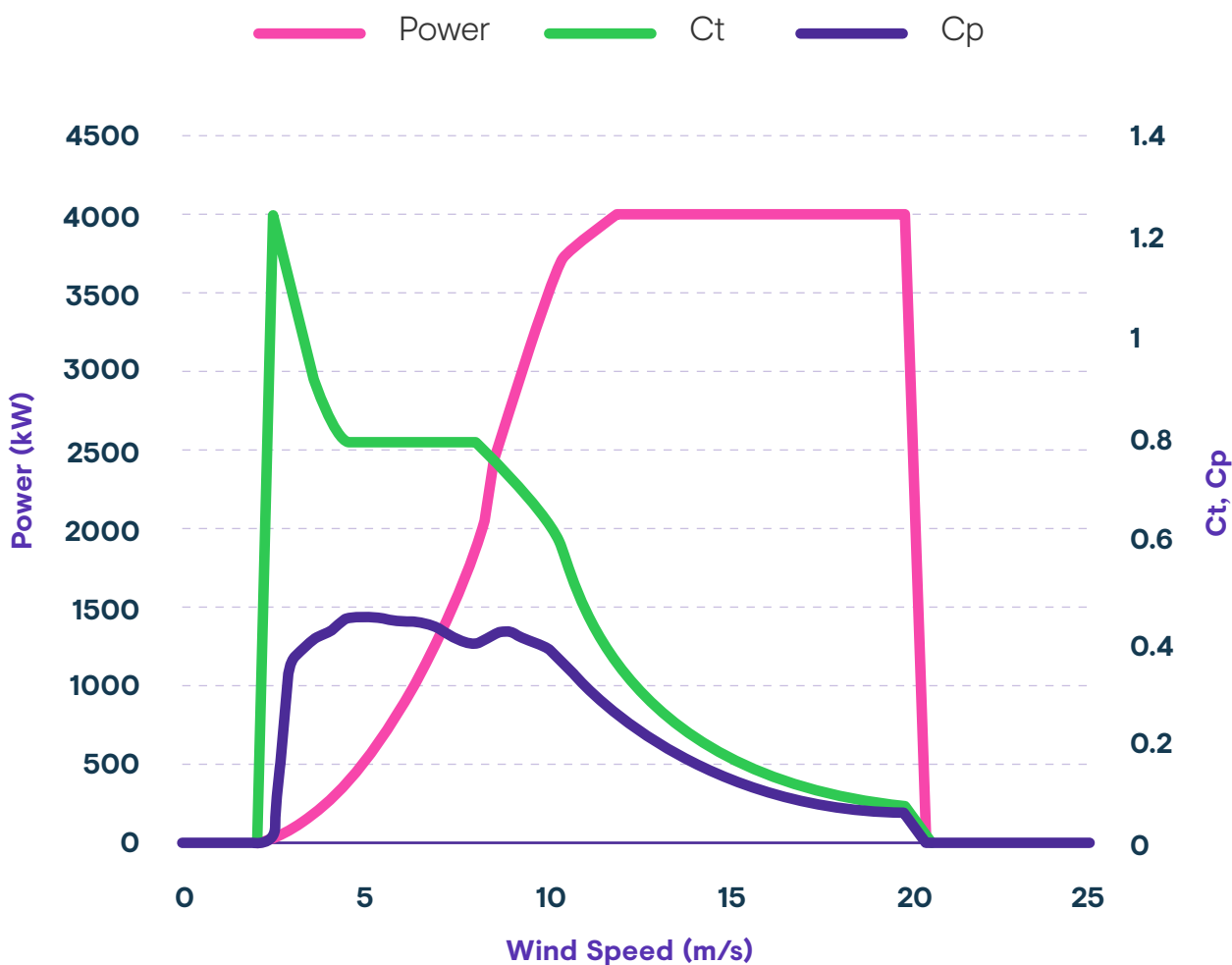
Datos Generales		Palas	
Potencia nominal	3,570 MW	Longitud	72,5 m
Clase de viento	IEC S	Perfil	DEC
Control	Pitch y velocidad variable	Material	GFRP "Glass Fiber Reinforced Plastics"
Temperatura operativa estándar	Rango desde -10°C a +40°C	Torre	
<b>Rotor</b>  Diámetro 148 m Área de barrido 17.203 m <sup>2</sup> Velocidad de giro 5,8 - 12,375 rpm Altura del cubo 90 m		Tipo	Torre Tubular tipo cono
		Altura	90 m
		Generador	
		Tipo	Direct-Drive
		Tensión	690 v
		Frecuencia	8,4 Hz
		Clase de protección	IP 54
		Factor de potencia	0,95



A continuación, se presenta los valores de potencia y coeficiente de empuje en función de la velocidad del viento para este modelo de aerogenerador, corregidos a la densidad del aire de  $1,044 \text{ kg/m}^3$ , la cual corresponde a las condiciones del sitio en donde se localizará el parque eólico.



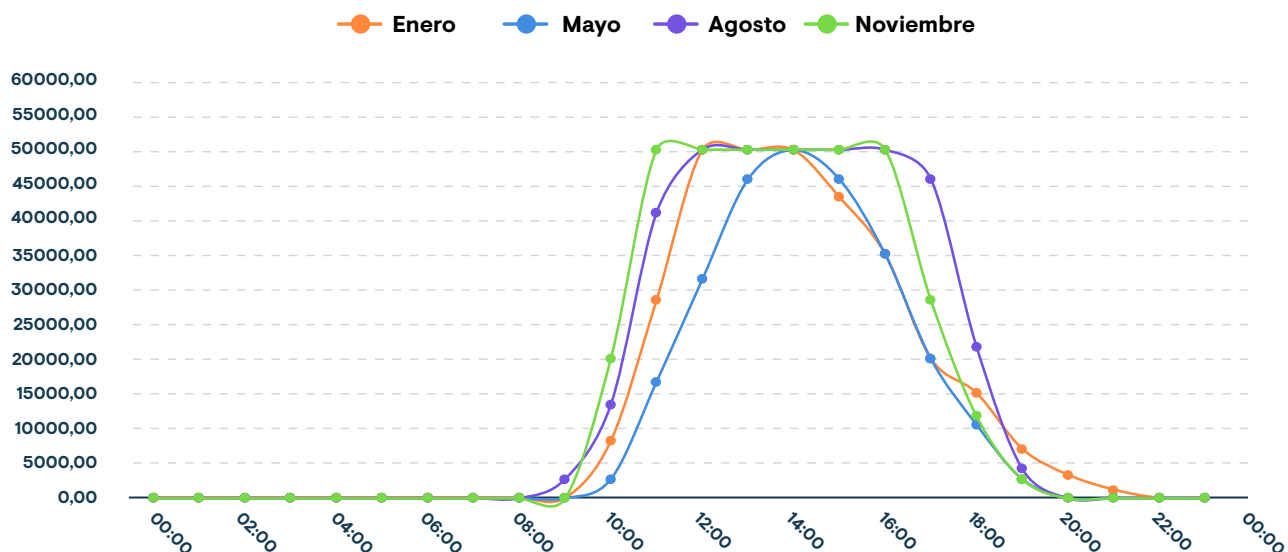
**Figura Nro. 30:** Potencia y coeficiente de empuje de acuerdo al sitio de instalación



Con la curva de potencia del aerogenerador a instalarse y las características del recurso eólico en el sitio, se ha calculado curvas referenciales de potencia en servicio de esta central de generación para diferentes meses del año, lo cual da una visión general de lo que será la operación de este parque eólico.



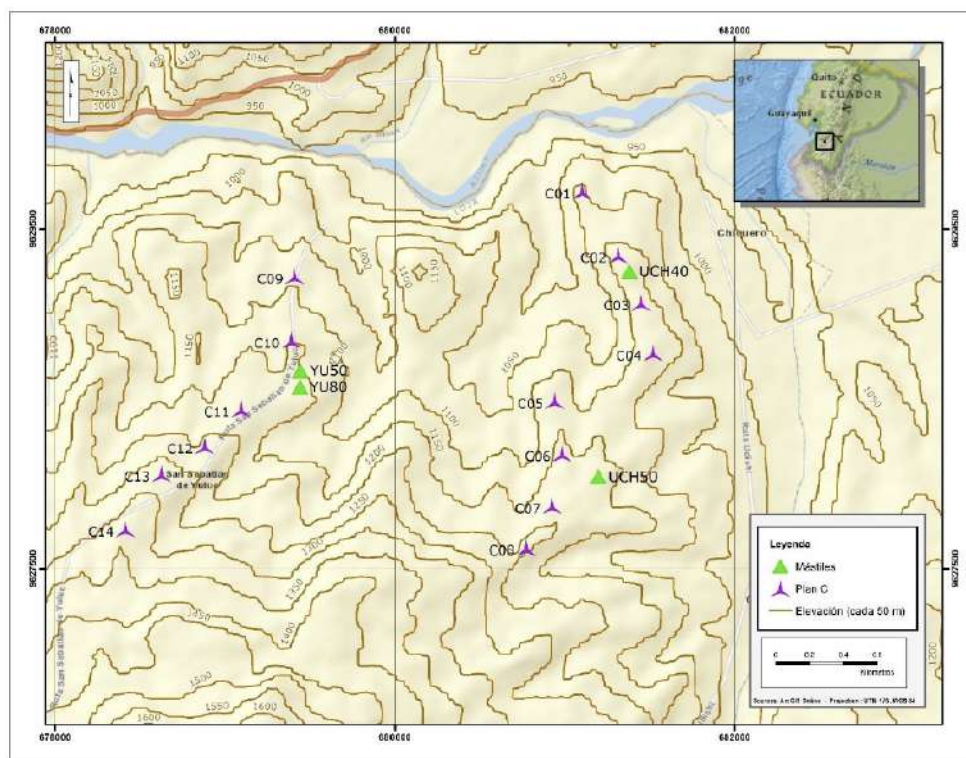
**Figura Nro. 31:** Curva de generación referencial del PEMH



Como resultado de la evaluación de micro emplazamiento presentada por DEC y avalada por GL Garrad Hassan Ibérica S.L., se consideran 14 aerogeneradores (8 localizados sobre la meseta Uchucay y 6 sobre la meseta Yuluc), cuyas ubicaciones se indican a continuación esquematizadas en un gráfico:



**Figura Nro. 32:** Ubicación de los aerogeneradores



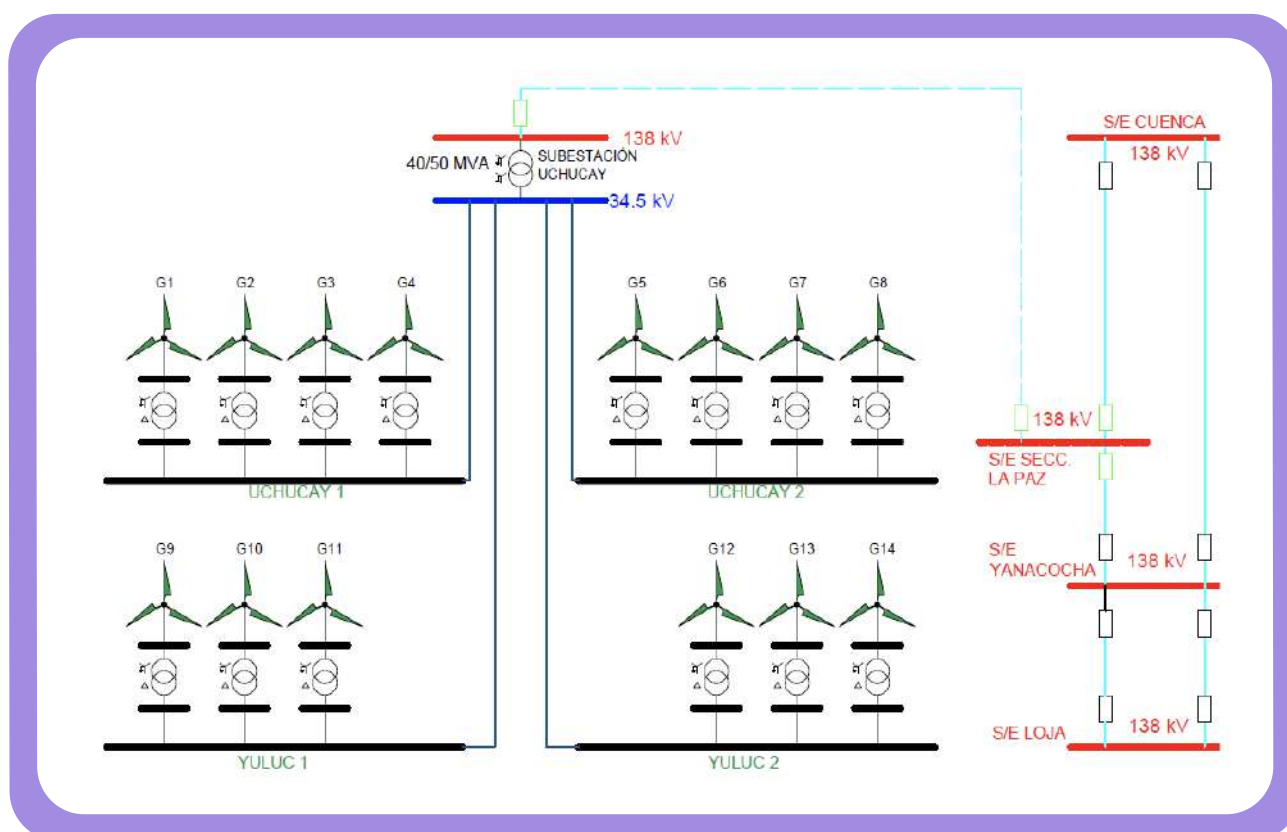
Como parte también del estudio de micro emplazamiento se calculó la producción neta anual esperada para el parque eólico en 130,0 GWh.

## 6.8 Interconexión con el sistema eléctrico nacional

El esquema general de la interconexión eléctrica del parque eólico es el siguiente:



Figura Nro. 33: Interconexión SNI



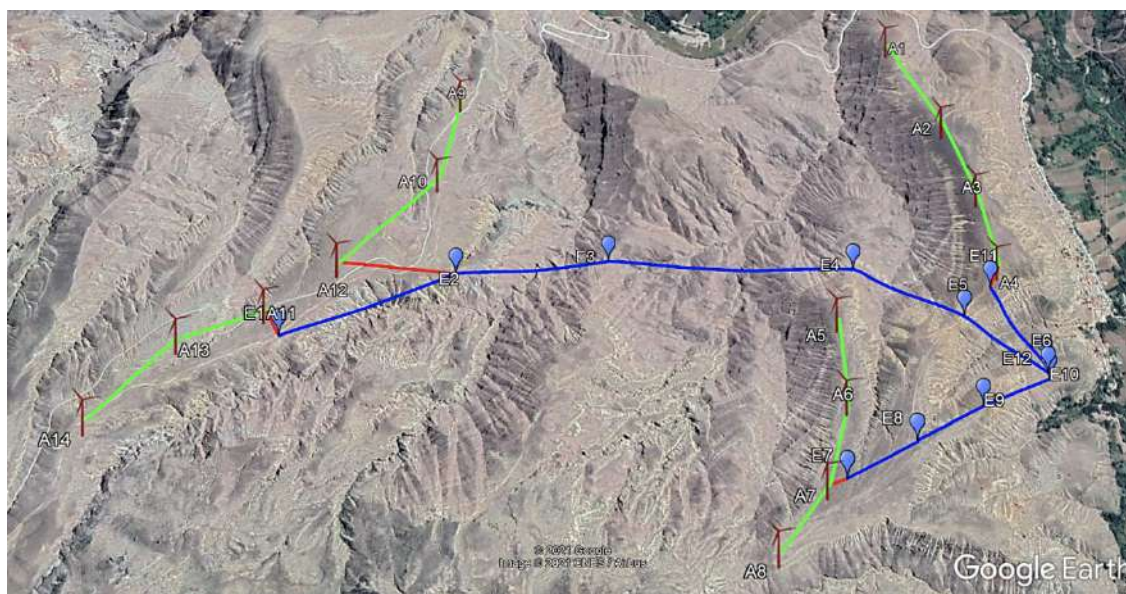
## 6.9 Circuitos de media tensión

El sistema colector eléctrico de media tensión está constituido por una red trifásica mixta subterránea y aérea. La red subterránea consta de tres conductores monopolares directamente enterrados y que por la orografía de la zona está conformado por cuatro circuitos independientes de 34,5 kV, en donde se instalará también el sistema de puesta a tierra y el cable de fibra óptica de 24 hilos.





**Figura Nro. 34:** Sistema colector interno a 34,5 kV



## 6.10 Subestación Uchucay

La subestación colectora de energía está ubicada cerca de la población de Uchucay; ésta incrementa el nivel de tensión de 34,5 kV a 138 kV para lo cual cuenta con un transformador trifásico con capacidad de 40/50 MVA y una configuración de barra



Subestación Uchucay - Loja  
ELECAUSTRO



## 6.11 Subestación La Paz

Ubicada junto a la vía Cuenca – Loja en el sector La Paz, permite seccionar la línea de transmisión a 138 kV Cuenca – Yanacocha, e interconectar la línea de transmisión proveniente de la central eólica. Tiene una configuración en barra principal y transferencia. Esta subestación será transferida a CELEC EP Transelectric para su operación.



Subestación La Paz – Azuay  
ELECAUSTRO

## 6.12 Línea de transmisión

Evacúa la energía desde la subestación Uchuca y a la subestación de seccionamiento La Paz, con una longitud de 20,8 km a circuito simple, con un conductor de fase 477 MCM y cable de guarda OPGW de 48 fibras para protección de la línea y comunicaciones.

La propiedad de la línea de transmisión, su mantenimiento y operación estará a cargo de ELECAUSTRO.



## 6.13 Medición comercial

La medición comercial de esta central de generación se realizará en la subestación Uchucay; sin embargo, al ser la línea de transmisión de propiedad de ELECAUSTRO, las pérdidas de la línea son calculadas y compensadas mediante software en coordinación con CENACE, lo cual es equivalente a que el punto frontera para la venta de energía de esta central sea la subestación La Paz.

### BENEFICIOS DEL PROYECTO:

- ✓ Esta central de generación, que aprovecha el recurso eólico, producirá energía limpia para abastecer al menos a 90.000 hogares ecuatorianos.

---

- ✓ Se calcula que la operación de esta central evitará que se consuman aproximadamente 7.300.000 galones anuales de combustibles fósiles para la producción de la energía y, por tanto, que se emitan a la atmósfera del planeta aproximadamente 76.000 toneladas de CO<sub>2</sub>, lo cual coadyuva a disminuir el impacto climático y un ambiente más saludable para todos.

---

- ✓ La implementación de esta nueva central de generación, ha permitido aportar también al desarrollo socio - económico en las localidades del área de influencia del proyecto, para lo cual se han suscrito varios convenios con los GAD locales. A enero de 2022 se presenta en la siguiente tabla un resumen de los convenios suscritos.







**Tabla Nro. 12:** Convenios de apoyo a la comunidad (1/2)

Concepto	Contratista
Gobierno Provincial del Azuay	Construcción, mejoramiento y/o adecuación de la vía Girón Pasaje
Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal del Cantón Saraguro	Mejoramiento vial urbano, obras hidrosanitarias, agua potable, en el sector de Uchucay.
Gobierno Provincial de Loja	Mejoramiento y/o adecuación de la vía hasta la población de Uchucay y la construcción de un puente sobre el río Jubones.
Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial de Sumaypamba	Ejecutar el estudio eléctrico para familias que carecen del servicio de electricidad.
Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial de San Sebastián de Yuluc	Realizar el diseño del cerramiento del cementerio de la población de Uchucay.
Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial de Sumaypamba	Alumbrado público ornamental del parque central de Sumaypamba.
Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial de San Sebastián de Yuluc	Entrega de equipamiento, áreas de atención médica de uso comunal.
Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial de San Sebastián de Yuluc	Estudio eléctrico para la iluminación del cementerio general.
Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Saraguro	1) Repotenciación del sistema de agua potable del barrio Uchucay. 2) Elaboración del plan de manejo turístico. 3) Diseño de una adecuada gestión de los desechos sólidos en la zona de influencia del proyecto.
Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial Sumaypamba	Establecer relaciones de cooperación para minimizar condiciones de vulnerabilidad de grupos prioritarios en la parroquia.
Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial San Sebastián De Yuluc	Establecer relaciones de cooperación para minimizar condiciones de vulnerabilidad de grupos prioritarios en la parroquia.
Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial El Progreso	Establecer relaciones de cooperación para minimizar condiciones de vulnerabilidad de grupos prioritarios en la parroquia.



**Tabla Nro. 12:** Convenios de apoyo a la comunidad (2/2)

Concepto	Contratista
Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal Nabón	Establecer relaciones de cooperación para minimizar condiciones de vulnerabilidad de grupos prioritarios en la parroquia.
Gobierno Autónomo Descentralizado Loja, Gobierno Autónomo Descentralizado San Sebastián Yuluc, Gobierno Autónomo Descentralizado Sumaypamba, Universidad de Cuenca y Ucuenca EP.	Estudios y diseños de las vías a la cabecera parroquial de Yuluc, Uchuca, Sumaypamba, vía a Yunquil y vías de la urbanización de los precaristas.

Con el parque Eólico Minas de Huascachaca, que se pondrá en operación en el tercer trimestre del año 2022, ELECAUSTRO fortalece su compromiso con el cuidado del medio ambiente y el desarrollo; por eso, quienes laboramos en esta empresa, sabemos que nuestro trabajo es generar energía para la vida.





Vía collas, Pichincha  
Ministerio de Transporte y Obras Públicas



Paisaje, Manabí  
Marisol Díaz Espinoza



Vía láctea, Loja  
CELEC-Transelectric



Volcán Rumiñahui, Cotopaxi  
Ministerio de Turismo



Subestación Loreto, Orellana  
CELEC-Transelectric



# CRÉDITOS

## Elaboración y Edición



**Marisol Díaz** - PROFESIONAL 1



**Fabricio Porras** - PROFESIONAL



**Ing. Antonio Borrero Vega**  
GERENTE GENERAL - ELECAUSTRO S.A.



**Rodrigo Briones** - PROFESIONAL



**Andrés Chiles** - ESPECIALISTA



**Ing. Ricardo Dávila**  
JEFE DE DEPARTAMENTO - EEQ



**Diana Cajamarca** - TÉCNICO



**Christian Junia** - ANALISTA



**Ing. Yasmin Castillo**  
INGENIERA ELÉCTRICA 1 - EEQ



**Ing. Carolina Brusil**  
INGENIERA ELÉCTRICA 1 - EEQ



**Ing. William Mendoza**  
INGENIERO ELÉCTRICO 1 - EEQ



**Ing. Carolina Vásquez**  
INGENIERA ELÉCTRICA 1 - EEQ

# CRÉDITOS

## COORDINACIÓN GENERAL

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

## DIRECCIÓN GENERAL

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

## FOTOGRAFÍAS

CELEC-Transelectric

E.E. Quito

ELECAUSTRO

Gasgreen

Marisol Díaz Espinoza

Ministerio de Transporte y  
Obras Públicas

Ministerio de Turismo

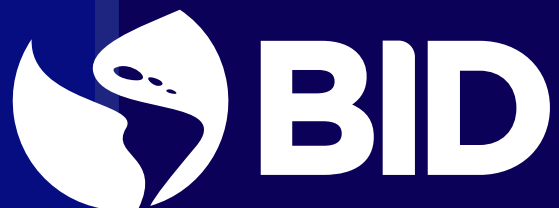
OCP

## DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Sofía Andrade  
VISIONSPROF  
Marisol Díaz Espinoza

## AUSPICIO

Banco Interamericano de  
Desarrollo – BID



## CITAR ESTE DOCUMENTO COMO

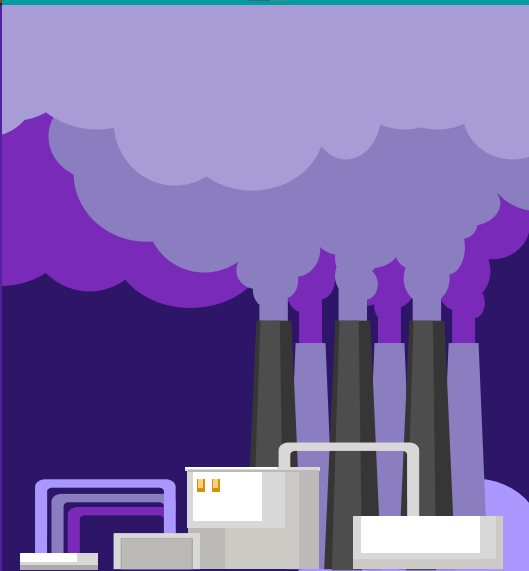
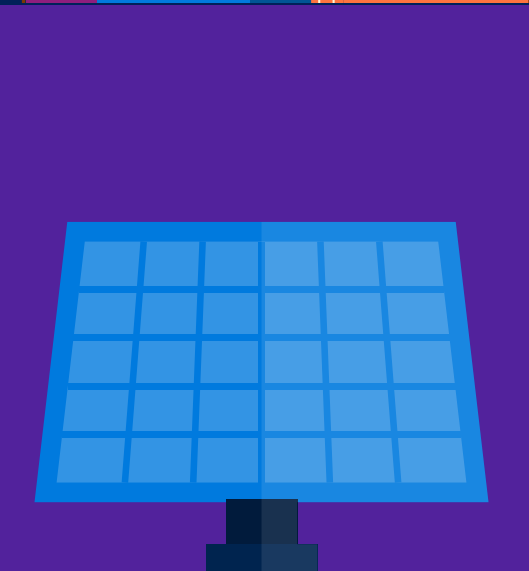
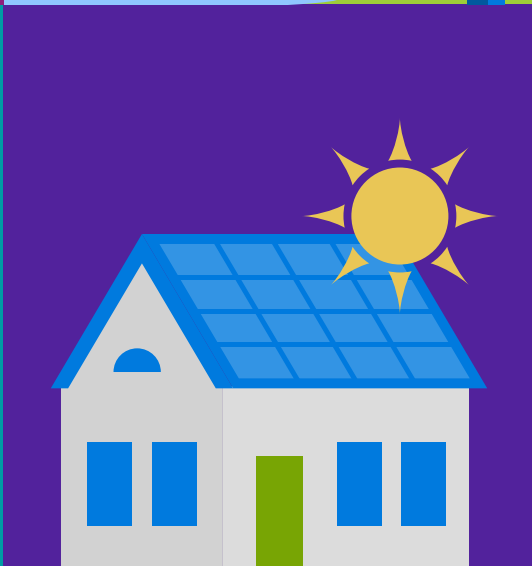
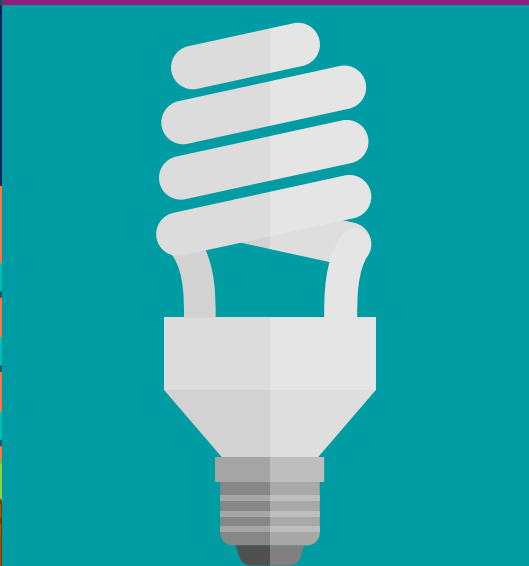
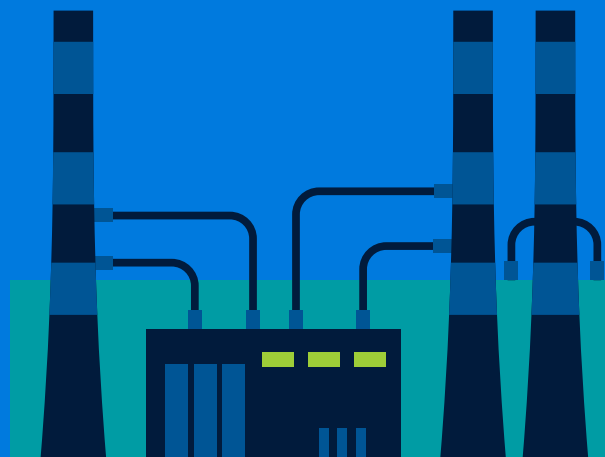
Panorama Eléctrico, Edición 9  
Quito – Ecuador, marzo 2022  
Todos los derechos reservados

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



Juntos  
lo logramos

[www.contrarecursosyenergia.gob.ec](http://www.contrarecursosyenergia.gob.ec)



**Quito:** Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. de los Shyris

**Armenia:** Calle Estadio entre Manuela Cañizares y Lola Quintana