

TESIS DOCTORAL

2019

**LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA Y
LAS SMART GRID COMO MODELO PARA DIVERSIFICAR
LA MATRIZ ENERGÉTICA DE ECUADOR**

MARCOS ANTONIO PONCE JARA

**INGENIERO SUPERIOR EN AUTOMÁTICA Y
ELÉCTRONICA INDUSTRIAL**

**PROGRAMA DE DOCTORADO: TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

DIRECTOR: Dr. MANUEL-ALONSO CASTRO GIL

TESIS DOCTORAL

2019

**LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA Y
LAS SMART GRID COMO MODELO PARA DIVERSIFICAR
LA MATRIZ ENERGÉTICA DE ECUADOR**

MARCOS ANTONIO PONCE JARA

**INGENIERO SUPERIOR EN AUTOMÁTICA Y
ELÉCTRONICA INDUSTRIAL**

**PROGRAMA DE DOCTORADO: TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

DIRECTOR: Dr. MANUEL-ALONSO CASTRO GIL

Agradecimientos

A toda mi familia por el apoyo incondicional en este proceso, sin ellos este pequeño paso no hubiera sido posible. En especial a mi esposa y compañera Zoila Romero por su paciencia y amor, a mis padres Marcos Ponce y Marjorie Jara por el impulso y confianza que siempre me han brindado, pero sobre todo a mi hermano Kevin Ponce por escucharme y ayudarme siempre que lo he necesitado.

A todo el equipo docente de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí, en especial a Milton Moreano.

A mi director de tesis Manuel Castro Gil, por sus consejos, confianza y toda la ayuda prestada. Mi eterna gratitud.

Tesis doctoral: LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA Y LAS SMART GRID COMO MODELO PARA DIVERSIFICAR LA MATRIZ ENERGÉTICA DE ECUADOR

(Iniciada en el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la UNED y finalizada en el nuevo Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Control, Telemática y Química Aplicada a la Ingeniería de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la UNED)

Autor: Marcos Ponce Jara (Ingeniero en Automática y Electrónica Industrial)

Director: Dr. Manuel Alonso Castro Gil

El tribunal nombrado para juzgar la tesis arriba indicada, está compuesto por los siguientes miembros:

Presidente: Dr. Josep Bordonau

Vocal: Dr. Edmundo Tovar

Secretaria: Dra. África López-Rey

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Madrid, 2019

La Secretaria del Tribunal

Resumen

En esta tesis se ha estudiado como introducir la energía solar fotovoltaica y distribuida con aplicación en el contexto ecuatoriano, con ayuda de las Smart Grid (SG), como modelo para diversificar la matriz eléctrica del país.

Se pueden encontrar en este trabajo 2 partes bien diferenciadas (capítulos 2 y 3, y capítulos 4 y 5). En la primera parte se obtiene una visión clara de la evolución y estado actual de las Redes Eléctricas Inteligentes (REI) comparando algunos de los países que presentan una alta contaminación y producción de energía en el mundo; dos países desarrollados frente a dos países en vías de desarrollo. El objetivo de esta comparación subyace en encontrar diferencias y similitudes entre estos grupos de países para poner en contexto estos resultados con Ecuador, el cual será tomado como caso de estudio en el capítulo 3. De este primer bloque se obtiene una primera panorámica en la cual se identifican los retos y perspectivas del sector eléctrico ecuatoriano situándolo en el contexto mundial.

La segunda parte de esta tesis aborda las políticas energéticas y esquemas de soporte para impulsar la energía solar fotovoltaica a nivel de Sudamérica, especificando cual ha sido la evolución de la capacidad instalada durante la última década, así como la proyección de crecimiento de la misma para los próximos años. Además, se hace una valoración crítica del por qué este tipo de energía no ha tenido un impulso adecuado en Ecuador, identificando que tipo de mecanismos se deberían de adoptar en el país para que la energía solar fotovoltaica empiece a tener una mayor participación en la matriz eléctrica.

Finalmente, a partir de estos resultados parciales, se presenta un estudio económico basado en mecanismos estatales de subsidios y mecanismos de soporte como medio para hacer que la energía solar fotovoltaica sea competitiva en Ecuador. Para este propósito se ha utilizado el *“Levelized Cost of Energy”* (LCOE) como principal indicador de la paridad de red solar, en comparación con el precio medio de la electricidad residencial y el costo de producción de las plantas térmicas. Esto permite determinar en qué escenario la energía solar fotovoltaica llegará a ser competitiva y que mecanismos se deben adoptar para desplazar parte de la producción eléctrica de las plantas térmicas del país.

Se ha determinado que actualmente la energía solar fotovoltaica no es competitiva en el contexto ecuatoriano. Se ha propuesto un plan de ajustes económico en el que los subsidios a los combustibles fósiles para producir electricidad se transfieren para impulsar la energía solar fotovoltaica. A través de este plan, se podría conseguir que esta tecnología sea competitiva en el país, además de lograr importantes ahorros para el estado ecuatoriano.

Abstract

The thesis aims at studying how to introduce distributed solar PV energy applied in the Ecuadorian context, using the concept of Smart Grid (SG), as a model to diversify the country's electricity matrix.

Thesis contents are divided in two main parts (chapters 2 and 3 and chapters 4 and 5). The first is to obtain a clear vision of the evolution and current status of the Smart Grid power systems worldwide by comparing that of two groups of developed and developing countries that present a high pollution and production of energy. The comparison is to figure out differences and similarities between these two groups, and then the found results will be contextualized in Ecuador which is taken as a case of study in Chapter 3. From this first block a broad panorama is obtained in which the challenges and perspectives of the Ecuadorian electric sector are identified, situating it in a global context.

The second part deals with energy policies and support schemes to promote solar PV energy in South America, specifying what has been the evolution of the installed capacity over the last decade, as well as the growth trend for the coming years. In addition, a critical assessment is made regarding the reasons why this type of energy has not had an adequate impulse in Ecuador, and also identifying what type of mechanism should be adopted in the country so that solar PV energy begins to have a greater share in the electricity matrix.

Finally, an economic assessment is presented about the use of public incentive and support schemes mechanism as a mean to make solar PV energy competitive in Ecuador. The Levelized Cost of Energy (LCOE) was used as a main indicator of solar grid parity, comparing it with residential retail electricity prices and thermal power plants cost production. This will allow to determine in which scenario solar PV energy will become competitive and what kind of mechanism should be adopted to displaced part of the electricity production of the thermal power plants of the country.

It has been determined that currently solar PV energy is not competitive in Ecuador. It has been proposed that through the adoption of an economic adjustment plan in which subsidies to fossil fuels to produce electricity are transferred to solar PV energy could make solar PV a competitive source of energy in Ecuador. In addition, important savings can be archive for the Ecuadorian State.

Índice general

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	27
1.1. INTRODUCCIÓN.....	27
1.2. CONTEXTO PERSONAL	28
1.3. OBJETIVOS Y ESTRUCTURA DE LA TESIS	29
2. LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES Y SU IMPORTANCIA EN LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO	31
2.1. CONTEXTO ECONÓMICO-AMBIENTAL.....	31
2.1.1. <i>Los gases de efecto invernadero y el protocolo de Kioto</i>	33
2.1.2. <i>Energía y desarrollo sostenible</i>	38
2.1.3. <i>Acceso universal a la energía eléctrica</i>	39
2.2. LAS REDES ELÉCTRICAS.....	40
2.3. LA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE	42
2.4. EL VALOR AÑADIDO DE LAS REI	44
2.5. COMPARATIVA EN EL DESARROLLO DE LAS REDES ELÉCTRICAS	45
2.5.1. <i>Países desarrollados</i>	45
2.5.2. <i>Países en vías de desarrollo</i>	48
2.6. MOTIVADORES PARA LA CREACIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES	51
2.6.1. <i>Matriz energética y el cambio climático en EE.UU. y Europa</i>	51
2.6.2. <i>Matriz energética y el cambio climático en Brasil e India</i>	55
2.7. INICIATIVAS PARA IMPLEMENTAR Y DESPLEGAR LAS REI	58
2.7.1. <i>Trayectoria en los Estados Unidos de América</i>	58
2.7.2. <i>Trayectoria en la Unión Europea</i>	60
2.7.3. <i>Trayectoria en Brasil</i>	63
2.7.4. <i>Trayectoria en India</i>	64
2.8. EL INTERNET DE LA ENERGÍA O SMART GRID 2.0.	66
2.9. CONCLUSIONES.....	68
3. EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO: PASADO, PRESENTE Y FUTURO	71
3.1. INTRODUCCIÓN.....	71
3.2. BREVE RESEÑA HISTÓRICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	72
3.2.1. <i>Inicios del sistema eléctrico</i>	72
3.2.2. <i>Ley Básica de Electrificación (LBE)</i>	73
3.2.3. <i>Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)</i>	75
3.2.4. <i>Reforma del sector eléctrico a partir del Mandato Constituyente No.15</i>	77
3.3. PERIODO ACTUAL: LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (LOSPEE)	82
3.3.1. <i>Estructura organizativa</i>	83
3.4. LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL SISTEMA ECUATORIANO.....	87
3.4.1. <i>Potencia nominal y la transformación de la matriz energética</i>	88
3.4.2. <i>Demanda de electricidad</i>	91
3.4.3. <i>Sistema Nacional Interconectado y cobertura nacional</i>	93
3.4.4. <i>Pérdidas en el sistema de distribución</i>	95

3.5.	EL ESTADO DEL USO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR	96
3.5.1.	<i>Energía hidráulica</i>	97
3.5.2.	<i>Energía solar</i>	98
3.5.3.	<i>Energía eólica</i>	102
3.5.4.	<i>Energía geotérmica</i>	104
3.5.5.	<i>Energía de biomasa</i>	106
3.6.	SUBSIDIOS A LOS COMBUSTIBLES FÓSILES	107
3.7.	REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES EN ECUADOR (SMART GRID)	108
3.8.	ECUADOR Y SU CONTEXTO EN LOS PAÍSES EN VÍAS DE DESARROLLO	111
3.9.	CONCLUSIONES	113
4.	POLÍTICAS ENERGÉTICAS Y SU IMPACTO EN EL DESPLIEGUE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN SUDAMÉRICA: EL CASO DE ECUADOR	115
4.1.	INTRODUCCIÓN	115
4.2.	ENERGÍAS RENOVABLES EN SUDAMÉRICA	118
4.2.1.	<i>Grandes Hidroeléctricas</i>	118
4.2.2.	<i>Centrales de Biomasa</i>	120
4.2.3.	<i>Centrales Geotérmicas</i>	122
4.2.4.	<i>Centrales eólicas y fotovoltaicas</i>	123
4.3.	POLÍTICAS ENERGÉTICAS EN SOPORTE A LAS ERNC EN SUDAMÉRICA	128
4.3.1.	<i>Mercados eléctricos y políticas para impulsar las ERNC</i>	128
4.3.2.	<i>Instrumentos regulatorios</i>	131
4.3.3.	<i>Objetivos solares fotovoltaicos en Sudamérica</i>	134
4.4.	LA ENERGÍA SOLAR EN EL ECUADOR	136
4.4.1.	<i>Breve perspectiva histórica</i>	136
4.4.2.	<i>Evolución de la energía solar y marco regulatorio</i>	137
4.5.	ESQUEMAS DE SOPORTE PARA LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ECUADOR	141
4.6.	RESTOS PARA LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ECUADOR	142
4.7.	CONCLUSIONES	144
5.	LA PARIDAD DE RED SOLAR Y LOS INCENTIVOS PARA LA REDUCCIÓN DE COSTES COMO MEDIO PARA PROMOVER LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN ECUADOR	147
5.1.	DATOS GEOPOLÍTICOS Y GEOGRÁFICOS	147
5.2.	ESTRUCTURA ECONÓMICA Y SECTORES PRODUCTIVOS	149
5.3.	SISTEMA ELÉCTRICO EN LA PROVINCIA DE MANABÍ	150
5.3.1.	<i>Sistema Nacional Interconectado en la provincia de Manabí</i>	150
5.3.2.	<i>Centrales de generación eléctrica en la Provincia de Manabí</i>	152
5.3.3.	<i>Despacho generación y demanda diaria</i>	154
5.3.4.	<i>Consumo de energía eléctrica en la Provincia de Manabí</i>	156
5.3.5.	<i>Producción de energía eléctrica por provincias</i>	156
5.3.6.	<i>Estructura de precios y precios medios de la energía eléctrica</i>	157
5.4.	RECURSOS ENERGÉTICOS NO CONVENCIONALES DE LA PROVINCIA DE MANABÍ	160
5.5.	¿ES POSIBLE LA PARIDAD DE RED EN ECUADOR PARA LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA?	161

5.5.1.	<i>Precios medios de las instalaciones solares residenciales en Ecuador</i>	162
5.5.2.	<i>Calculo de LCOE</i>	163
5.5.2.1.	<i>Modelo matemático LCOE y el efecto de la tasa de descuento</i>	165
5.5.3.	<i>Descripción de la metodología de estudio</i>	170
5.5.4.	<i>Primera condición</i>	172
5.5.5.	<i>Segunda Condición</i>	173
5.5.6.	<i>Resultados y consideraciones</i>	175
5.6.	MECANISMOS DE COMPENSACIÓN PARA LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	177
5.6.1.	<i>Generación distribuida y aplicación de Balance Neto</i>	180
5.7.	ESCENARIOS DE PENETRACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	182
5.8.	CONCLUSIONES	186
6.	CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS	189
7.	PUBLICACIONES REALIZADAS EN EL MARCO DE LA TESIS DOCTORAL	195
	BIBLIOGRAFÍA	201
	CURRÍCULUM	225
	ANEXO 1. DEMANDA EN BORNES DE GENERACIÓN POR SECTORES DE CONSUMO EN GWH EN ECUADOR (1999 – 2017)	229
	ANEXO 2. PLIEGO TARIFARIO 2018	231
	ANEXO 3. MAPA DE IDONEIDAD PARA INSTALACIÓN DE TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA E IRRADIACIÓN GLOBAL POR MES EN MANTA	233
	ANEXO 4. COTIZACIÓN DE PRECIOS CON EMPRESAS ECUATORIANAS	235
	ANEXO 5. PRECIOS MEDIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN SUDAMÉRICA	237
	ANEXO 6. INFLACIÓN ANUAL EN ECUADOR	239
	ANEXO 7. CURVAS DE CARGA DE LA PROVINCIA DE MANABÍ 2017	241

Índice de figuras

FIGURA 1. EMISIONES TOTALES EN MILLONES DE TON, CO ₂ . (OLIVER ET AL. 2016)	34
FIGURA 2. EMISIONES TOTALES EN MILLONES DE TON, CO ₂ /CÁPITA, POR PERSONA Y AÑO.....	35
FIGURA 3. CONTRIBUCIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO Y PROYECCIONES SEGÚN EL ACUERDO DE PARÍS	37
FIGURA 4. LA TIERRA DESDE EL ESPACIO.....	38
FIGURA 5. CONFIGURACIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS TRADICIONALES	41
FIGURA 6. VISIONES DE LAS REI SEGÚN EL ORGANISMO QUE LA ENUNCIA.....	43
FIGURA 7. PRODUCCIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE FUENTES EN LOS ESTADOS UNIDOS	53
FIGURA 8. PRODUCCIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE FUENTES EN EUROPA (E28)	54
FIGURA 9. PRODUCCIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE FUENTES EN BRASIL EN EL 2015	56
FIGURA 10. PRODUCCIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE FUENTES EN INDIA EN EL 2013	57
FIGURA 11. DISTRIBUCIÓN DE LOS PROYECTOS DE LAS REI EN EE.UU	60
FIGURA 12. DISTRIBUCIÓN DE LOS PROYECTOS DE LAS REI POR ESTADO DE DESARROLLO.....	62
FIGURA 13. CONFORMACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL, 1984.....	74
FIGURA 14. PRECIOS ANUALES DE CRUDOS ORIENTE VS WT (WEST TEXAS INTERMEDIATE).....	75
FIGURA 15. ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO, 1996	77
FIGURA 16. EVOLUCIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA DESDE ABRIL 1999 A OCTUBRE 2008.....	78
FIGURA 17. FACTORES QUE CAUSARON LA CRISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL 2006.....	79
FIGURA 18. POTENCIA NOMINAL INSTALADA POR TIPO DE CENTRAL	80
FIGURA 19. ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO	84
FIGURA 20. CONFORMACIÓN DE UNIDADES DE NEGOCIO CELEC EP	86
FIGURA 21. CONFORMACIÓN DE UNIDADES DE NEGOCIO CNEL EP	87
FIGURA 22. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA	88
FIGURA 23. PRODUCCIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE FUENTE Y AÑO	89
FIGURA 24. COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN POR TIPO DE ENERGÍA - HORIZONTE 2012-2021.....	90
FIGURA 25. EVOLUCIÓN DEL CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA INSTALADA 2006 - MARZO 2017	90
FIGURA 26. BALANCE ELÉCTRICO EN EL 2016.....	92
FIGURA 27. DEMANDA Y PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD 2006-2017	92
FIGURA 28. DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR PROVINCIAS 2013-2014.....	93
FIGURA 29. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO 2013-2022.....	94
FIGURA 30. COBERTURA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO POR REGIÓN.....	95
FIGURA 31. PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (GWH)	96
FIGURA 32. INSOLACIÓN GLOBAL PROMEDIO.....	99
FIGURA 33. POTENCIAL FACTIBLE A CORTO PLAZO (ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR)	103
FIGURA 34. PROYECTO EÓLICO BALTRA	104
FIGURA 35. ESTADO DE LAS ZONAS CON INTERÉS GEOTÉRMICO	105
FIGURA 36. POTENCIAL BIOENERGÉTICA DE LOS RESIDUOS AGROPECUARIOS DEL ECUADOR.....	107
FIGURA 37. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR FUENTE EN LOS PAÍSES SUDAMERICANOS (2016-2017).....	117
FIGURA 38. PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA EN SUDAMÉRICA.....	117
FIGURA 39. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDROELECTRICA EN SUDAMÉRICA (1973-2016)	119
FIGURA 40. TENDENCIA HISTÓRICA DE LA CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA DE CENTRALES DE BIOMASA.....	122

FIGURA 41. CAPACIDAD GEOTÉRMICA INSTALADA POR PAÍSES	123
FIGURA 42. RECURSO EÓLICO A NIVEL MUNDIAL	124
FIGURA 43. RECURSO SOLAR A NIVEL MUNDIAL	125
FIGURA 44. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ACUMULADA Y PROYECCIONES POR TECNOLOGÍA (2017-2040).....	126
FIGURA 45. CAPACIDAD EÓLICA INSTALADA EN SUDAMÉRICA (2017-2017)	127
FIGURA 46. CAPACIDAD SOLAR INSTALADA EN SUDAMÉRICA (2007-2017).....	127
FIGURA 47. EE.RR. Y LOS OBJETIVOS DE LOS INDCs EN SUDAMÉRICA	131
FIGURA 48. RETOS PARA PROMOVER LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ECUADOR.	143
FIGURA 49. MAPA POLÍTICO DE ECUADOR Y DE LA PROVINCIA DE MANABÍ.....	148
FIGURA 50. MAPA OROGRÁFICO DE MANABÍ.....	149
FIGURA 51. MAPA SÍNTESIS DE COMPONENTES ECONÓMICO PRODUCTIVOS.....	150
FIGURA 52. SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN EN LA PROVINCIA DE MANABÍ	151
FIGURA 53. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A 69, 13,8 Y 7,9 kV DE LA PROVINCIA DE MANABÍ.....	152
FIGURA 54. CENTRALES DE GENERACIÓN DE LA PROVINCIA DE MANABÍ	153
FIGURA 55. DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA Y CAUDALES MEDIOS DE LOS EMBALSES DEL SNI	154
FIGURA 56. ESTRUCTURA DE GENERACIÓN DURANTE EL DÍA DE MÁXIMA GENERACIÓN EN LA ESTACIÓN HÚMEDA Y SECA	155
FIGURA 57. CURVAS DE DEMANDA DE LA PROVINCIA DE MANABÍ 2017	155
FIGURA 58. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PROVINCIA Y CONSUMO PER CÁPITA EN EL 2016	156
FIGURA 59. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR AÑO Y PROVINCIA EN EL 2016.....	157
FIGURA 60. CATEGORÍA TARIFARIA Y NIVEL DE TENSIÓN.....	158
FIGURA 61. COMPOSICIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA DE UN CLIENTE RESIDENCIAL.....	160
FIGURA 62. POTENCIAL SOLAR, EÓLICO Y DE BIOMASA EN LA PROVINCIA DE MANABÍ.....	161
FIGURA 63. COSTOS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR RESIDENCIAL CONECTADA A RED DE 2,7kW EN ECUADOR. .	163
FIGURA 64. CÁLCULO ESQUEMÁTICO DEL LCOE.	164
FIGURA 65. VARIACIÓN DEL LCOE SOLAR EN FUNCIÓN DE LA INFLACIÓN Y DEL IRR.	169
FIGURA 66. VARIACIÓN DEL LCOE EN FUNCIÓN DEL WACC.	169
FIGURA 67. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA SEGUIDA PARA LA PROPUESTA DE UNA POLÍTICA ENERGÉTICA EN SOPORTE A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL PARA LA PROVINCIA DE MANABÍ.	172
FIGURA 68. CÁLCULO DEL LCOE VS PRECIO PROMEDIO DE ELECTRICIDAD Y PLANTAS TERMOELÉCTRICAS PARA LOS ESCENARIOS PROPUESTOS.....	174
FIGURA 69. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL (2017) DE LAS PLANTAS TÉRMICAS DE LA PROVINCIA DE MANABÍ.	175
FIGURA 70. MECANISMOS DE COMPENSACIÓN PARA LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	178
FIGURA 71. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL LCOE CON LA APLICACIÓN DE DIVERSOS INCENTIVOS.	179
FIGURA 72. DISMINUCIÓN DE LOS INCENTIVOS EN EL TIEMPO Y CAPACIDAD INSTALADA EN EL ESCENARIO 2....	184
FIGURA 73. DISMINUCIÓN DE LOS INCENTIVOS EN EL TIEMPO Y CAPACIDAD INSTALADA EN EL ESCENARIO 3....	185
FIGURA 74. CURVAS DE PRODUCCIÓN Y DEMANDA PARA LOS ESCENARIOS PROPUESTOS.....	186

Índice de tablas

TABLA 1. RED ELÉCTRICA TRADICIONAL VS REI.....	45
TABLA 2. PROYECTOS EUROPEOS SOBRE LAS REI POR ESTADO DE DESARROLLO.....	62
TABLA 3. PROYECTOS PILOTOS EN BRASIL.	64
TABLA 4. CATORCE PROYECTOS PILOTO DE INDIA.....	66
TABLA 5. PROYECTOS DE GENERACIÓN, INECEL 1973-1983.....	73
TABLA 6. POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE ENERGÍA.....	91
TABLA 7. ESTADO ACTUAL DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS EN EL ECUADOR.....	97
TABLA 8. PLANTAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICAS.....	100
TABLA 9. ELEMENTOS DE SMART GRID PARA EL MAPA DE RUTA.....	109
TABLA 10. ELEMENTOS DE SMART GRID PARA EL MAPA DE RUTA. CONTINUACIÓN.	110
TABLA 11. GRANDES PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS EN SUDAMÉRICA.	120
TABLA 12. POLÍTICAS ENERGÉTICAS RENOVABLES EN SUDAMÉRICA.	129
TABLA 13. LEYES ENFOCADAS A LAS ERNC Y OBJETIVOS DE CAPACIDAD SOLAR FOTOVOLTAICA EN SUDAMÉRICA (2017-2030).....	135
TABLA 14. LEYES ENFOCADAS A LAS ERNC Y OBJETIVOS DE CAPACIDAD SOLAR FOTOVOLTAICA EN SUDAMÉRICA (2017-2030). CONTINUACIÓN.	136
TABLA 15. POLÍTICAS ENERGÉTICAS PARA IMPULSAR LAS ERNC EN ECUADOR.....	138
TABLA 16. PRECIOS DEL FIT ECUATORIANO POR FUENTE ENERGÉTICA.....	140
TABLA 17. PRINCIPALES VARIABLES PARA EL CÁLCULO DEL LCOE _{SOLAR}	171
TABLA 18. CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y GASTOS EN SUBSIDIOS DE FO Y DO EN LA PROVINCIA DE MANABÍ .	173
TABLA 19. COSTOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON PLANTAS TÉRMICAS DE LA PROVINCIA.....	174
TABLA 20. PRINCIPALES CONSIDERACIONES DEL ESCENARIO 2.	183
TABLA 21. ESQUEMA DE SUBSIDIOS A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA CON EL ESCENARIO 2.....	183
TABLA 22. PRINCIPALES CONSIDERACIONES DEL ESCENARIO 3.	184
TABLA 23. ESQUEMA DE SUBSIDIOS A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA CON EL ESCENARIO 3.....	185

Lista de símbolos, abreviaturas y siglas

AEP	ANNUAL ELECTRICITY PRODUCTION
AMI I	ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE INDUSTRIAL
AMI R	ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE RESIDENTIAL
ANEEL	AGENCIA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
ARCONEL	AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD
ARRA	AMERICAN RECOVERING AND REINVESTMENT ACT
BCE	BANCO CENTRAL DEL ECUADOR
BID	BANCO INTERNACIONAL DE DESARROLLO
BNDES	BANCO DE DESARROLLO DE BRASIL
CCP	CLEAN POWER PLAN
CEA	AUTORIDAD CENTRAL DE ELECTRICIDAD
CELEC EP	EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR
CENACE	CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA
CENEL EP	EMPRESA PÚBLICA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
CEPEL	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELECTRICA
CER	CERTIFICADOS DE ENERGÍAS RENOVABLES
CERJ	COALICIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE DE JOHANNESBURGO
CMNUCC	CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO
CONELEC	CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
DAC	DIRECCIÓN DE AVIACIÓN CIVIL
DC	DIRECT CURRENT
DO	DIESEL OIL
DOE	DEPARTMENT OF ENERGY OF U.S.
EERA	ALIANZA DE INVESTIGACIÓN DE ENERGÍA EUROPEA
EI	EASTERN INTERCONNECTION
EII	INICIATIVAS INDUSTRIALES EUROPEAS
EISA	ENERGY INDEPENDENCE AND SECURITY ACT
EMELEC	EMPRESA ELÉCTRICA DEL ECUADOR
ENCC	ESTRATEGIA NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO DEL ECUADOR
EPRI	ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE
ERCOT	ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL OF TEXAS INTERCONNECTION
ERNC	ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES
ETP	EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM SMART GRID
FCO	FIXED ANNUAL OPERATING COST
FCR	FIXED CHARGE RATE
FER	FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE
FERUM	FONDO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL Y URBANO MARGINAL
FINEP	FINANCIADORA DE ESTUDIOS Y PROYECTOS DE BRASIL
FIP	FEED-IN PREMIUM
FIT	FEED-IN TARIFF
FO	FUEL OIL
FSHPE	FONDO DE SOLIDARIDAD PARA EL DESARROLLO HUMANO DE LA POBLACIÓN ECUATORIANA
GAD	GOBIERNO AUTÓNOMO DESCENTRALIZADO
GALS	GALONES

GD	GENERACIÓN DISTRIBUIDA
GLP	GAS LICUADO DE PETRÓLEO
INAMHI	INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA
NDCs	INTENDED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTIONS
INEC	INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS Y CENSOS
INECEL	INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACIÓN
IOE	INTERNET OF ENERGY
IPPs	INDEPENDENT POWER PRODUCERS
IRR	NOMINAL RETURN ON INVESTMENT
ISGF	INDIAN SMART GRID FORUM
ISGTF	INDIAN SMART GRID TASK FORCE
JRP	PROGRAMAS CONJUNTOS DE INVESTIGACIÓN
LBE	LEY BÁSICA DE ELECTRIFICACIÓN
LCOE	LEVELIZED COST OF ENERGY
LFC	LEVELIZED FIXED COST
LN	LIGA DE LAS NACIONES
LOSPEE	LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
LRSE	LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO
LVC	LEVELIZED VARIABLE COST
MCI	MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA
MCPEC	MINISTERIO COORDINADOR DE PRODUCCIÓN, EMPLEO Y COMPETITIVIDAD
MEER	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS RENOVABLES
MEM	MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
MME	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
NAO	NAFTA DE ALTO OCTANO
NBO	NAFTAS DE BAJO OCTANO
NHPC	CORPORACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA HIDRÁULICA
NINT	NOMINAL DEBT INTEREST RATE
NIST	THE NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY
PLANEE	PLAN NACIONAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA
PLANREP	PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA
PLM	PEAK LOAD MANAGEMENT
PNE	PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
PNUD	PROGRAMA DE NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO
PPAs	POWER PURCHASE AGREEMENT
PQM	POWER QUALITY MANAGEMENT
PRE	PROGRAMA DE RECUPERACIÓN EUROPEA
RE	REDES ELÉCTRICAS
RED	RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS
REDIE	PROGRAMA DE REDES INTELIGENTES DE ECUADOR
REI	REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES
RINT	REAL DEBT INTEREST RATE
RROE	REAL RETURN ON INVESTMENT
SAM	SYSTEM ADVISOR MODEL
SEBs	CARTELES ESTATALES DE ELECTRICIDAD
SET-PLAN	STRATEGIC ENERGY TECHNOLOGY PLAN
SG	SMART GRID

SGDP	SMART GRID DEMONSTRATION PROGRAM
SGIG	SMART GRID INVESTMENT GRAND PROGRAM
SGIP	SMART GRID INTEROPERABILITY PANEL
SIAE	SISTEMAS INTELIGENTES DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
SIG	SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA
SNI	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
TCC	TOTAL CAPITAL COST
TIC	TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y LA COMUNICACIÓN
UE	UNIÓN EUROPEA
EE.UU.	ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA
UCPTE	UNIÓN PARA LA COORDINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD
UE	UNIÓN EUROPEA
UHV	ULTRA ALTO VOLTAJE
VAB	VALOR AGREGADO BRUTO
VE	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS
VOC	VARIABLE OPERATING COST
WACC	WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL
WI	WESTERN INTERCONNECTION
WTI	WEST TEXAS INTERMEDIATE (CRUDO)

Tesis Doctoral

1. Introducción y objetivos

1.1. Introducción

La presente tesis doctoral se sitúa en un contexto tecnológico de constante cambio donde las redes eléctricas (RE) están siendo fuertemente influenciadas por las tecnologías de la información y la comunicación (TIC), dando lugar a lo que hoy se conoce como Redes Eléctricas Inteligentes (REI) o Smart Grid (SG). En esta nueva era, la convergencia de las TIC con las RE parece ser una progresión natural a lo que se conoce como el Internet de la Energía o Internet of Energy (IoE). Con este nuevo paradigma, la integración de la energía, negocios e información dará paso a una reconstrucción de los sistemas y procesos de negocio, así como de servicios. Juntamente con las REI, la generación distribuida parece ser una de las características claves que revolucionará todo el planteamiento del sistema tradicional de gestión y generación de energía, y donde las energías renovables no convencionales juegan el papel principal.

La aparición de este nuevo planteamiento juntamente con otros factores como: el acelerado crecimiento de la demanda energética, la seguridad e independencia energética, la presión ante el cambio climático, la incorporación de numerosas fuentes de energía renovable, entre otras, está provocando que las RE tradicionales cambien a un ritmo acelerado a nivel mundial. En Sudamérica, este proceso de cambio se está llevando a cabo con relativa lentitud debido a problemas inherentes a los países en vías de desarrollo. No obstante, países como Chile, Brasil o Colombia encabezan los puestos de los mercados más atractivos en Sudamérica para invertir en las REI y en energías renovables no convencionales. Ecuador es uno de los países que ha empezado recientemente a dar sus primeros pasos hacia las REI y que a la vez ha cambiado sustancialmente su matriz energética hasta convertirse en uno de los países más verdes de Sudamérica; en la última década ha dado un gran impulso a las energías renovables, en especial a la energía hidroeléctrica, a través de la cual ha conseguido abastecer aproximadamente el 93% de la demanda eléctrica nacional. Este nuevo escenario plantea una serie de retos y oportunidades en la manera que se podría gestionar el crecimiento energético del país, el cual históricamente ha estado fuertemente

influenciado por la producción de energía mediante plantas termoeléctricas, y con escasa participación de energías renovables no convencionales.

Las políticas energéticas para impulsar las energías renovables no convencionales son una de las piedras angulares que han impulsado en gran medida el aumento en la capacidad instalada de estas fuentes a nivel mundial; la energía eólica, biomasa y solar son las tres fuentes que más han crecido en las últimas décadas. En Sudamérica, la penetración de estas fuentes ha sido muy dispar y escasa, como también lo han sido la aplicación de políticas energéticas que hayan proporcionado un marco regulatorio favorable. Ecuador no es la excepción, como lo demuestra la baja penetración de estas fuentes hasta la fecha.

En este contexto tecnológico, político y medio ambiental existe actualmente la condición y la necesidad de plantear un marco teórico de referencia para ayudar a la introducción de la tecnología solar fotovoltaica en Ecuador. En este país, debido a su posición geográfica y la enorme cantidad de energía solar que recibe, es posible plantear escenarios favorables de referencia que posibiliten una paulatina y firme introducción de esta fuente energética en el país. A partir de esta fuente energética, se podría plantear una alternativa viable para diversificar la matriz energética de forma sostenible y hacer frente a la creciente demanda del país.

1.2. Contexto personal

El interés del autor por el tema de las REI, las energías renovables y las políticas energéticas tuvo lugar durante la realización del trabajo de fin de Máster "*Ciudades Inteligentes y Sistemas de Movilidad Sostenibles*" (Ponce-Jara, 2015). Este trabajo fue fruto del Máster en Investigación en Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Control Industrial, llevado a cabo en el periodo 2013-2015 en la Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED), y desde entonces se ha mantenido con diversas actividades de investigación conjuntas.

Por otro lado, mientras el autor finalizaba el Máster, éste empezaba a desarrollarse en el ámbito de la docencia Universitaria en la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí (Ecuador). Este hecho acrecentó el interés del autor en este campo por estar íntimamente ligado al desarrollo de las redes eléctricas en todas sus facetas. Así, a través del Máster y luego del doctorado, el autor empezó a desplegar una nueva faceta docente-investigadora que le ha permitido abrir su campo de conocimiento en esta temática.

1.3. Objetivos y estructura de la tesis

Tomando en cuenta el enfoque planteado en las secciones anteriores, lo que se busca en esta tesis no es una solución específica a un problema acotado, sino más bien proporcionar un marco teórico sobre el estado actual y futuro de las Redes Eléctricas, las políticas energéticas usadas para impulsar las energías renovables no convencionales y como aplicarlas en un escenario concreto, en este caso en Ecuador.

En el capítulo 2 se lleva a cabo la primera fase de la investigación, la cual busca proporcionar una visión clara del concepto de Redes Eléctricas Inteligentes, establecer cuáles fueron los motivantes que dieron a luz a este concepto, como se está aplicando a nivel mundial y cuáles son las nuevas tendencias que se esperan en este sector. Por otro lado, se busca establecer una correlación entre los objetivos planteados a nivel mundial sobre el cambio climático y como estos están influenciando el desarrollo de las Redes Eléctricas. Los objetivos particulares en lo relativo a este capítulo son:

- Establecer una definición clara sobre el concepto de Redes Eléctricas Inteligentes.
- Analizar la evolución, estado actual y proyecciones del desarrollo de las redes eléctricas comparando algunos de los países que más consumen y producen energía, dos regiones desarrolladas y dos en vías de desarrollo.
- Establecer que patrones históricos han seguido los países desarrollados y los países en vías de desarrollo para entender y fundamentar su situación actual.
- Establecer una correlación entre las preocupaciones por el cambio climático y el desarrollo y despliegue de las Redes Eléctricas Inteligentes.

En el Capítulo 3, se lleva a cabo la segunda fase de esta investigación, en ella se tomará como base Ecuador como país en vía de desarrollo y como caso de estudio. Se analizará cual ha sido la evolución de este país desde que se implantaron las primeras redes eléctricas, cuáles han sido los modelos energéticos y de gestión que han regido en el país, cuál es su situación actual y futuras tendencias. Así mismo se busca compararlo con los países en vías de desarrollo estudiados en el capítulo anterior para establecer diferencias y similitudes entre ellos. Los objetivos particulares en lo relativo a este capítulo son:

- Analizar la evolución, estado actual y proyecciones del desarrollo de las redes eléctricas ecuatorianas, prestando especial atención a las políticas energéticas y modelos de gestión que han regido en el país.
- Analizar las iniciativas y proyectos emprendidos hacia las Redes Eléctricas Inteligentes y hacia la implantación de energía renovable.

- Establecer diferencias y similitudes con los dos países en vías de desarrollo estudiados en el capítulo 2.

En el capítulo 4, se analizará cual ha sido la penetración de las energías renovables no convencionales en el continente Sudamericano, en concreto se tratará la energía solar fotovoltaica. Por otro lado, también se discutirán las diferentes estrategias y políticas energéticas empleadas para ayudar al despliegue de esta fuente energética en el continente. Como caso de estudio se tomará Ecuador. Los objetivos particulares en lo relativo a este capítulo son:

- Analizar la penetración de las diferentes fuentes de energía renovable no convencionales en el continente Sudamericano.
- Analizar y discutir cuales han sido y son las principales políticas energéticas de fomento a las energías renovables no convencionales que han tenido mayor impacto en el continente Sudamericano.
- Analizar y establecer las causas de la poca penetración de las energías renovables no convencionales en Ecuador.
- Proponer posibles estrategias de fomento para impulsar las energías renovables no convencionales en Ecuador.

En el Capítulo 5, se propone la Provincia de Manabí como caso representativo de Ecuador y como caso de estudio, ya que esta es una de las zonas con mayor capacidad térmica instalada del país. A partir de aquí se estudiarán cuáles son los recursos energéticos no convencionales de que dispone la provincia y se analizará la viabilidad económica del recurso más accesible y disponible de la provincia; para ello se propondrán mecanismos políticos para asegurar su penetración. Los objetivos particulares en lo relativo a este capítulo son:

- Analizar cuáles son los principales centros de consumo y demanda de la provincia.
- Analizar los diferentes recursos energéticos no convencionales.
- Estudiar la viabilidad económica de la energía solar fotovoltaica para competir con las demás plantas de producción de electricidad de la provincia.
- Proponer mecanismos políticos para impulsar la energía solar fotovoltaica de forma distribuida en la provincia como mecanismo para desplazar parte de la energía térmica que se produce en la región.

En el Capítulo 6, se presentan las conclusiones generales extraídas de esta tesis. Se proponen además nuevas líneas de investigación para trabajos futuros.

A continuación de estos capítulos se recoge toda la bibliografía que ha servido de referencia en el desarrollo de esta tesis.

2. Las Redes Eléctricas Inteligentes y su importancia en la lucha contra el cambio climático

La base de este capítulo ha sido el Trabajo de Fin de Máster "*Ciudades Inteligentes y Sistemas de Movilidad Sostenibles*" (Ponce-Jara, 2015), fruto del Máster Universitario en Investigación en Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Control Industrial. A partir de este trabajo se identificaron diversas temáticas de interés entre las cuales tomo especial relevancia las Redes Eléctricas Inteligentes (REI).

Partiendo de esta primera aproximación, en este capítulo se presentan las REI como una de las soluciones para resolver muchos de los problemas inherentes a las redes eléctricas actuales. Para ello se parte de una comparativa entre algunos de los países que tienen una alta producción y contaminación en el mundo, dos desarrollados, como EE.UU. y aquellos países de la Unión Europea (UE), y dos en vías de desarrollo, como India y Brasil (este último tomado como referencia del continente Sudamericano donde se enfoca la tesis de doctorado). El principal objetivo es proporcionar una descripción completa del desarrollo de las REI y de sus proyecciones futuras. Se presta especial atención al uso que estos países hacen de sus fuentes de energía primaria para producir energía eléctrica y a las políticas sobre el cambio climático adoptada por los mismos. A partir de aquí discutirá cómo esto puede afectar al despliegue de las REI como mecanismo para modernizar las redes eléctricas tradicionales y luchar contra el cambio climático.

2.1. Contexto económico-ambiental

Todas las discusiones actuales sobre el crecimiento de la generación de la energía, de la economía y de las ciudades, parten del hecho que la naturaleza ofrece un limitado número de recursos para satisfacer las demandas de las actividades y necesidades humanas. Desde este punto de vista se puede ver al medio ambiente como un recurso escaso sobre el que

recaen múltiples demandas contradictorias entre sí. Este conflicto hoy en día pasa a ser no solo de una esfera económica, sino más bien a ser de una esfera social, donde lo que se cuestiona no solo es el modo particular en que se produce el crecimiento económico o energético, sino más bien el camino por el que este se consigue (Ponce-Jara, 2015).

Ante esta panorámica, hay que tener presente que cada país se enfrenta a una gran variedad de problemas particulares de crecimiento energético, debido a múltiples variables como la situación económica, políticas energéticas, demanda energética, disponibilidad de fuentes primarias de energía, situación geográfica, entre otros, para los que cabe plantear pautas adecuadas para gestionarlos de forma sostenible en el tiempo. Así, dentro de los costos asociados a cada una de las oportunidades para satisfacer cada demanda específica (energía eléctrica, combustible, movilidad humana, etc.), es posible hacer un balance de todas las retribuciones que estas actividades producirán sobre el medio ambiente y sobre nuestro bienestar (Ponce-Jara, 2015).

Si bien es cierto que los recursos naturales pueden llegar a ser escasos desde nuestras expectativas de uso, estas expectativas pueden cambiar con el tiempo y dependen en gran medida de las tecnologías usadas para explotar, extraer y producir un recurso energético determinado, como es el caso del petróleo o del gas. No obstante, la escasez física de un recurso natural muchas veces es compensada por la capacidad que tiene la sociedad de reducir dicha escasez mediante el desarrollo de nuevas fuentes de producción del mismo servicio, así como el aumento de la eficiencia en la utilización de los recursos o del desarrollo de fuentes alternativas de energía.

Si se analiza esta discusión desde el punto de vista de la generación de la energía eléctrica, se observa que uno de los recursos energéticos más utilizados para producir electricidad, desde que surgió la necesidad de consumirla, han sido los combustibles fósiles. Las grandes plantas de generación termoeléctrica empezaron a ser muy importantes con la revolución industrial y se han mantenido por más de 100 años, convirtiéndose en una de las mejores formas de proporcionar energía a los centros de carga. No obstante, con la llegada de las plantas térmicas también llegaron los problemas asociados a la contaminación medioambiental (Zhou, Yang, y Shao, 2016). Como consecuencia, las expectativas ante esta fuente energética han cambiado, al igual que lo ha hecho la percepción ante el cambio climático y la contaminación. En este sentido la sociedad ha reaccionado dando un gran impulso a las energías renovables durante las últimas décadas y planteando nuevos paradigmas que ayuden a mejorar la eficiencia y la utilización de las redes eléctricas actuales.

Poco a poco se ha empezado a entrever que la escasez de los combustibles fósiles está muy cerca y aunque la tecnología de extracción, explotación y producción ha mejorado, el

costo asociado a esta actividad puede variar considerablemente a medida que aumente la escasez. No obstante, la luz al final del túnel aún está muy lejos, ya que aún en la actualidad se depende fuertemente de los combustibles fósiles y no se prevé que esta tendencia vaya a cambiar de un momento a otro. Lo que sí queda de manifiesto es que su uso está provocando que se llegue a niveles de contaminación ambiental sin precedentes. Los países del mundo, en función de su industrialización y economía, contribuyen de forma muy diversa a generar gases de efecto invernadero, y de forma idéntica también existe una clara diferencia en la proporción de responsabilidad en el impacto generado sobre el medio ambiente (Ponce-Jara, 2015).

2.1.1. Los gases de efecto invernadero y el protocolo de Kioto

Desde que los combustibles fósiles entraron en juego en el panorama energético, la emisión de gases de efecto invernadero ha aumentado de forma exponencial. Debido a esto, desde el año 1992 se están buscando mecanismos legales que involucren a todos los países del mundo para reducir la emisión de estos gases a la atmosfera. Uno de estos mecanismos es el Protocolo de Kioto, nombre que deriva de la ciudad donde se celebró la 3ª conferencia sobre el convenio Marco sobre el Cambio Climático en 1997. En ella intervinieron representantes de 125 países que consensuaron un documento donde se obligaba a aquellos estados que lo ratifiquen a reducir las emisiones a niveles inferiores a 1990 de los seis gases que se consideran responsables del calentamiento global. Estos gases son:

- Dióxido de Carbono (CO₂)
- Metano (CH₄)
- Óxido Nitroso (N₂O)
- Hidrofluorocarbonos (HFC)
- Perfluorocarbonos (PFC)
- Hexafluoruro de Azufre (SF₆)

Como se puede apreciar en la Figura 1, tomando como base las emisiones a nivel mundial, en millones de toneladas por año y país, se ve que el ranking de los países que más contaminan está encabezado por China y los Estado Unidos (entre ambos suman en torno a la mitad de las emisiones mundiales), seguido muy de cerca por UE y la India. De esta manera, queda de manifiesto que los países industrializados son los responsables de la mayor parte de la contaminación atmosférica, cuya contribución a las emisiones de CO₂ en los últimos 50 años se estiman en un 80% del total (Oliver et al. 2016). En el otro extremo se

encuentra China, el cual en casi dos décadas ha alcanzado las mismas emisiones de CO₂ que UE y EE.UU. juntos.

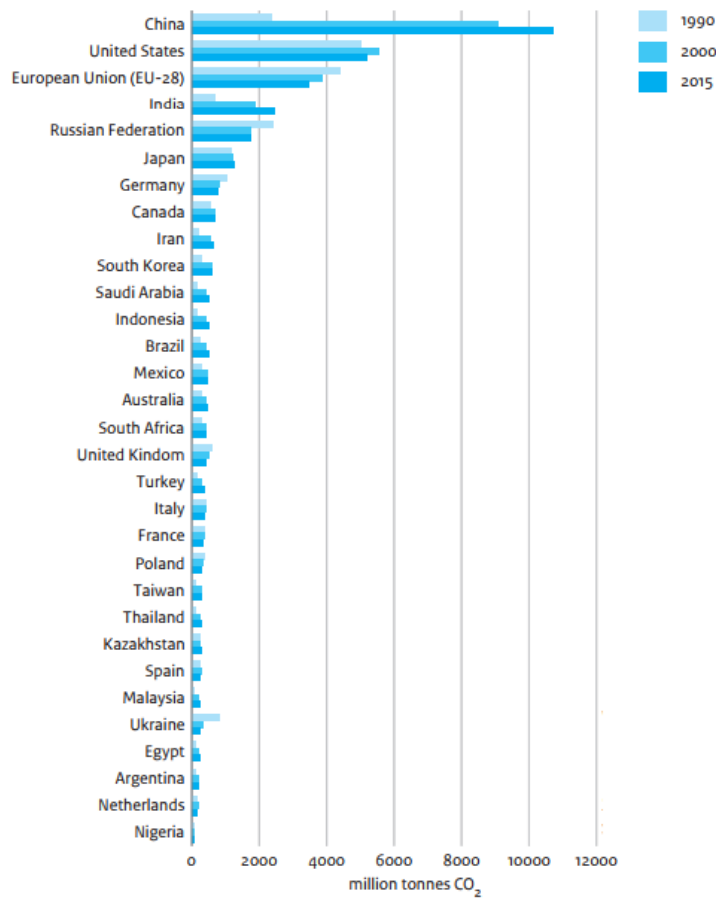


Figura 1. Emisiones totales en Millones de Ton, CO₂. (Oliver et al. 2016)

Teniendo en cuenta estos datos, el protocolo de Kioto muy acertadamente pedía una reducción de las emisiones a los países desarrollados que más contaminan. El acuerdo establecía una reducción de las emisiones del 8% para la UE, del 7% para EE.UU. y de 6% para Japón. Mientras que las correspondientes a Rusia se mantenían inalteradas y las de otros estados como Australia aumentaban un 8%. No obstante, como parte de un discutible compromiso político no incluía ningún tipo de obligatoriedad o responsabilidad de reducción para los países en vías de desarrollo como China o India (segundo y quinto país más contaminador respectivamente en aquel entonces). Esta última idea estaba fundamentada en el hecho que tanto China como India se encontraban en plena expansión económica y, sobre todo, que ambos son países con una población extremadamente grande comparada con la de los países desarrollados. De esta manera, si se compara las emisiones de gases de efecto invernadero según la renta per cápita y habitante, en el 2005 EE.UU. superaba las 20 toneladas anuales, mientras que China e India apenas tenían 2,2 y 1 tonelada por habitante y año. En la Figura 2 se puede observar la evolución de este indicador desde 1990 al 2015.

Así queda en evidencia que los países desarrollados tienen unas emisiones por persona y año elevadísimas, mientras que los países empobrecidos tienen unas emisiones escasas con respecto a los anteriores (a excepción de países como Arabia Saudí, Corea del Sur, Taiwán, China o Sudáfrica).

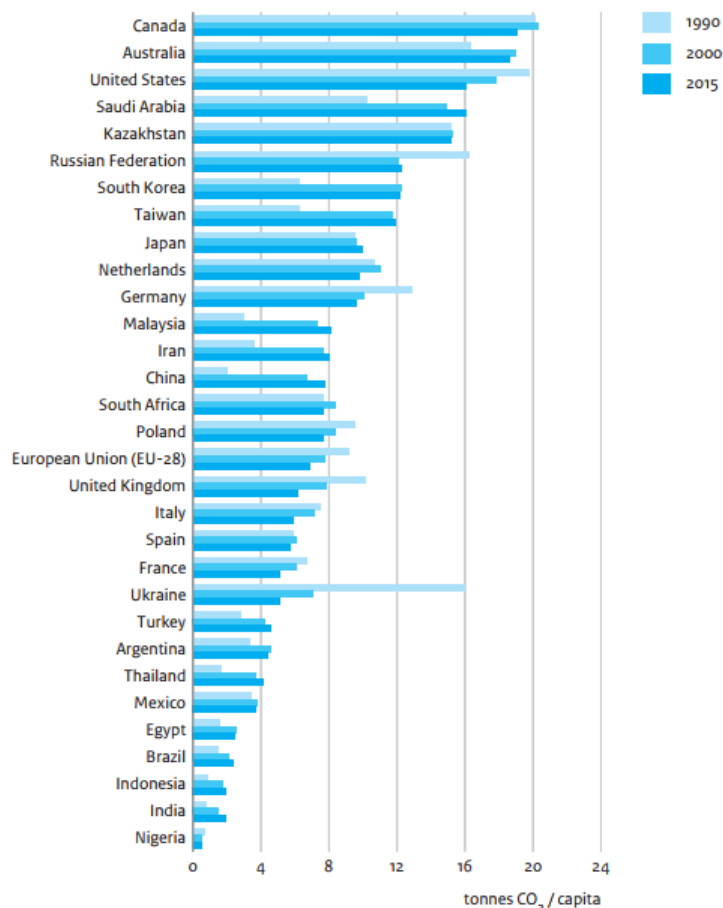


Figura 2. Emisiones totales en Millones de Ton, CO₂/cápita, por persona y año. (Oliver et al. 2016)

Desde un principio, el acuerdo del Protocolo de Kioto encontró reticencias, que acabaron por convertirse en oposición, como es el caso de EE.UU., Japón, Canadá, Australia, y Rusia. Entre los argumentos en contra se encuentran los referentes a los países en vías de desarrollo que más contaminan, los cuales no aceptaron ninguna imposición en ese sentido (El Mundo, 2007). Las siguientes Conferencias (4ª y 5ª) fueron un total fracaso, y no se lograron acuerdos importantes entre los principales países emisores. No obstante, paulatinamente se fueron uniendo al acuerdo los mayores emisores de gases de efecto invernadero como UE y Japón (2002) y Rusia (2004). Con la unión de este último se hizo posible la entrada en vigor del Protocolo en el 2005, firmado por 126 estados, que representan el 80% de la humanidad y el 44,2% de las emisiones globales.

Los objetivos establecidos para los países industrializados estaban fijados en una reducción conjunta del 5,2% de los gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990, para el periodo 2008-2012. Este objetivo, se esperaba conseguir a través de la mejora de la eficiencia energética, desarrollo de fuentes renovables, secuestro de CO₂, reducción y eliminación de las ineficiencias del mercado o de los sistemas legales y tributarios, y mejoras de las prácticas agrícolas. Además, se definieron una serie de mecanismos para conseguir esta reducción y estabilizar las emisiones como son: el establecimiento de un mercado compra-venta de emisiones, el mecanismo de desarrollo limpio y la implementación conjunta. No obstante ninguna de estas medidas sirvieron para cumplir los objetivos, de hecho las emisiones de CO₂ crecieron un 28,57% a nivel mundial durante el periodo 1999-2012 (TWB, 2017e).

Para reforzar el protocolo de Kioto, se celebra en Doha (Qatar), el 26 de diciembre de 2012, la 18ª Cumbre de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP18), no obstante, los países que suscriben el nuevo acuerdo apenas generaban el 15% de la contaminación mundial. Estado Unidos, que nunca ratificó la primera parte del pacto medioambiental, se volvió a desvincular. Por otro lado, Japón, Rusia, Canadá y Nueva Zelanda, decidieron desvincularse de este tratado, dejando a la UE, Australia y Noruega a la cabeza de los países que más contaminaban dentro de este tratado. Además de esto, se estableció una prórroga hasta el 2020 con respecto a los objetivos planteados para este pasado 2012, retrasándose de esta manera las actuaciones para frenar el cambio climático (CUE, 2016).

En un nuevo intento por fortalecer un pacto mundial ante el cambio climático, en diciembre de 2015 se celebró en París la 21ª Cumbre de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP21), en la cual 195 países firmaron el primer acuerdo vinculante a nivel mundial. De ellos, con fecha 1 de julio del 2017, solo tres países no han ratificado o firmado el acuerdo: Estados Unidos, Siria y Nicaragua. Estados Unidos al igual que paso en la cumbre de Kioto ha vuelto a desvincularse. En cambio, 146 Estados han ratificado el acuerdo y otros 48 lo han firmado (WEF, 2017a). Sorprendentemente, China e India, primer y tercer país más contaminante del mundo, han mostrado su compromiso por reducir los gases de efecto invernadero. No obstante, el acuerdo no especifica metas obligatorias para los 195 países, como sí lo hacía el protocolo de Kioto. Cada gobierno se fija a sí mismo sus propios objetivos de reducción de emisiones para el periodo 2025-2030, empezando a aplicarlo a partir del 2020. La buena noticia es que los países en vías de desarrollo se plantearán sus metas vinculantes a este acuerdo. Según el departamento especializado en cambio climático de las Naciones Unidas, teniendo sobre la mesa todas las propuestas presentadas por los 189 países firmantes del acuerdo de París, se prevé que no será posible alcanzar la meta planteada, sino más bien se prevé que el aumento de temperatura sea de 2,9 y 3,4 grados

centígrados. Por ello los países firmantes se comprometieron a revisar al alza en 2018 sus programas de reducción de gases de efecto invernadero (El País, 2017). En la Figura 3 se muestran las emisiones de los cuatro países que más contaminan en el mundo, así como las proyecciones de contaminación teniendo en cuenta los objetivos planteados en el acuerdo de París (Lu y Soffen, 2017).

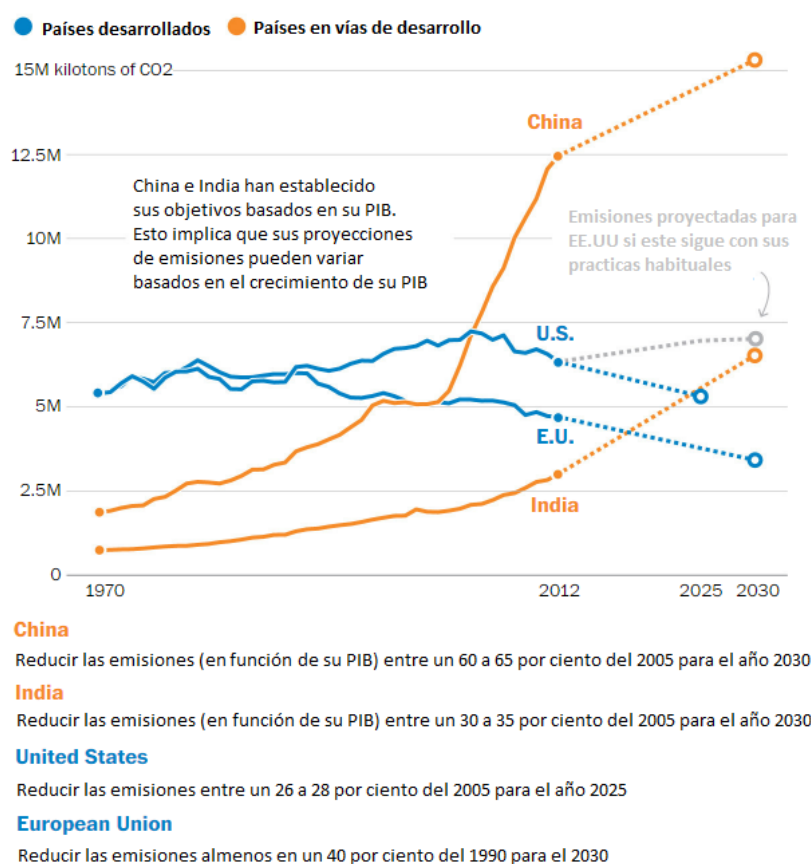


Figura 3. Contribuciones de gases de efecto invernadero y proyecciones según el acuerdo de París. (Lu y Soffen, 2017)

Desde el año 1990 al 2015, en términos generales, se observa una leve disminución de emisiones de CO₂/año en algunos de los países desarrollados que mostraron un compromiso firme desde el principio, como son el conjunto de países de la Unión Europea, pasando de aproximadamente 4.500 millones de toneladas de CO₂ en el año 1990 a 3.340 millones de toneladas en el 2015, o el Reino Unido que pasa de unos 800 millones de toneladas en el 1990 a poco menos de 500 millones en el 2015. No obstante países desarrollados como Estados Unidos (aunque ha mostrado una leve reducción respecto a años anteriores), Japón o Australia, continúan con un ritmo de emisiones al alza. Cabe recalcar que, en cuanto a los países en vías de desarrollo como China, India o Brasil, se ha producido un incremento importantísimo desde el año 1990. China, por ejemplo, ha triplicado casi sus emisiones de CO₂ desde el 1990, pasando de aproximadamente 3.000 millones de toneladas a los 8.909 millones de toneladas de CO₂/año en el 2015.

En este punto, la pregunta que nos tenemos que hacer es: ¿Podrán los países en vías de desarrollo iniciar un desarrollo económico y energético que evite el uso ineficiente de los recursos naturales practicados durante décadas por los países del primer mundo? Este es uno de los puntos calientes que se deben abordar, ya que como se ha podido constatar, actualmente los países en vías de desarrollo están aumentando de forma significativa sus emisiones, acercándose progresivamente a las emisiones de los países del primer mundo e incluso con pronósticos de sobrepasarlas.

2.1.2. Energía y desarrollo sostenible

En el mundo actual dependemos casi por completo de las energías para cubrir la mayoría de nuestras necesidades, desde la generación de electricidad, pasando por el transporte, hasta la generación de calor. Aproximadamente el 75% del vector energético usado para tal propósito está formado por fuentes no renovables (carbón, petróleo y gas) y un 25% está formado por otro tipo de energías como la nuclear con un 6%, hidráulica con un 7% y el restante 13% que engloba todas las demás fuentes de energías, incluidas las energías renovables (UNED, 2016).

Cuando se habla de energía y desarrollo, nos encontramos con un panorama donde se aprecia claramente la desigualdad que existe entre países ricos y pobres, donde la distribución del consumo de la energía juega un papel clave como indicador para tal cometido. En la Figura 4 se observa el planeta Tierra desde el espacio, en la noche. Con solo darle un rápido vistazo al grado de iluminación entre países o continentes, es fácil percatarse de las diferencias de desarrollo entre ellos.

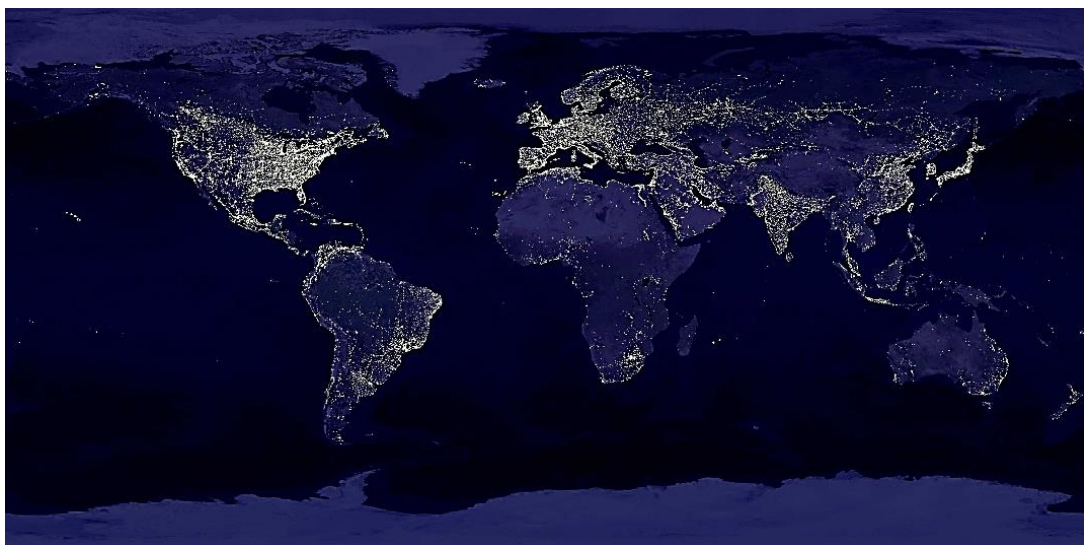


Figura 4. La tierra desde el espacio. (NASA, 2017)

El contraste entre países pobres y ricos se hace evidente, los países desarrollados como los situados en Europa Occidental, Norteamérica, áreas del extremo Oriente, Sudáfrica y Australia, discrepan con el inmenso vacío del continente africano, donde apenas destacan las leves luces del Magreb y Sudáfrica, o incluso el interior del continente sudamericano.

Hoy en día se estima que el consumo de energía en los países desarrollados es 80 veces superior al de África subsahariana. Menos de la cuarta parte de la población mundial, la que habita en el mundo industrializado, consume las 3/4 partes del total de la energía disponible. En el mundo hay aproximadamente 2.000 millones de personas que no tienen acceso a la electricidad y alrededor de 1.200 millones que no disponen de agua potable. Frente a ello se encuentra el caso extremo de EE.UU. que con menos del 5% de la población mundial consume más del 20% del consumo energético total. Otro ejemplo que ilustra esta desigualdad es el uso y posesión de automóviles particulares: el 92% de la población mundial no tiene coche; mientras que en EE.UU. y la UE hay un coche por cada 1,8 y 2,8 habitantes respectivamente, en África solo 1 por cada 10, y en China 1 por 1.375 (UNED, 2016).

De esta manera, y como era de esperar, se puede afirmar que existe una correlación casi lineal entre el grado de desarrollo económico y el consumo de energía por habitante. Esto se debe a que el desarrollo económico de un país se relaciona directamente con sus capacidades productivas, en el sector primario (agricultura, ganadería, pesca y minería), secundario (industrias) y terciario (servicios). Dentro de estos últimos el transporte juega un papel determinante, ya que permite el comercio entre diversas comunidades humanas, así como la movilidad dentro de las ciudades y entre países. Obviamente esto requiere un elevado consumo de energía, y lamentablemente los combustibles fósiles aún dominan este campo.

2.1.3. Acceso universal a la energía eléctrica

La energía eléctrica es un eje fundamental para cualquier país desarrollado o en vías de desarrollo. Todos ellos requieren un acceso seguro a diferentes tipos de fuentes de energía para alimentar cada una de las áreas que impulsan la economía del país, así como para cubrir las necesidades básicas de sus habitantes. No obstante, las aspiraciones entre países desarrollados y en vías de desarrollo varían significativamente. Mientras que los países desarrollados se enfocan más hacia la incorporación de fuentes de energías renovables, a la seguridad y eficiencia energética, los países en vías de desarrollo están más enfocados a mejorar su ya envejecida infraestructura, a reducir sus altas pérdidas en la transmisión, distribución y por robos de energía, y a la reducción de los cortes eléctricos, los cuales son algunos de sus principales problemas (Ponce-Jara, Ruiz, et al. 2017).

En este sentido, en muchos de los países en vías de desarrollo el acceso a la energía eléctrica no está garantizada para todos. De acuerdo con (IEA, 2011)¹ el capital de inversión requerido entre el 2010 y 2030 para asegurar el acceso universal a la energía eléctrica está alrededor de 640 BUSD. Las soluciones para mitigar este problema pasan por la combinación de las tecnologías en la red, mini redes y soluciones fuera de la red o en modo isla. No hay una combinación única para solucionar los problemas de acceso a la energía de cada país, pues cada uno de ellos tiene acceso a un tipo particular de recursos energéticos y también a patrones de comportamiento climático bien diferenciados.

Se estima que la extensión de la red eléctrica es la opción más viable para aproximadamente el 30% de las áreas rurales, sin embargo, para zonas muy alejadas esta opción no sería económicamente viable. Por lo tanto, el 70% restante de las áreas rurales deberían de abastecerse con mini redes eléctricas (65%) o con pequeñas soluciones de generación fuera de la red (35%). Las soluciones fuera de la red no tienen costos de transmisión y distribución, no obstante si tienen altos costos por MWh. Las mini redes proveen generación centralizada en el sitio usando las redes eléctricas existentes en el lugar, estas son una solución competitiva en áreas rurales y pueden permitir el crecimiento futuro de la demanda. Hay que tener presentes que la mayor parte de estas estimaciones recaen sobre África subsahariana y Asia, que es donde se concentra la mayor parte de la población sin acceso a electricidad. América latina requiere una inversión de aproximadamente 6 BUSD en el periodo mencionado (IEA, 2011).

El acceso a la energía eléctrica para todos requerirá un aumento en la generación global de 2,5% (alrededor de 840 TWh) necesitando una adición de aproximadamente 220 GW. De este total, el 45% se espera alcanzar a través de la ampliación de la capacidad de las plantas eléctricas nacionales, el 36% por mini redes y el 20% por soluciones aisladas de la red. Cabe recalcar que del 45%, el 60% vendrá dada por combustibles fósiles, siendo el carbón el que más contribuirá, el 24% por energías renovables (solar, eólica e hidráulica), el restante 23% está compuesta por energía nuclear y otras renovables. En el caso de las mini redes y las redes aisladas, se espera que el 93% sea proporcionado por energías renovables (solar, eólica, biomasa y pequeñas hidroeléctricas) y solo el 7% por diésel (IEA, 2011).

2.2. Las Redes Eléctricas

El sistema eléctrico mundial tiene más de 100 años de antigüedad. Desde que en 1882 se puso en marcha la primera planta de generación de energía (DC) en el bajo Manhattan (Pearl

¹ Tomando como escenario que alrededor de 550 millones de personas obtendrán acceso a la energía eléctrica y 860 millones acceden a tener instalaciones limpias para cocinar (2010-2030)

Street Station, 2015), la demanda de electricidad a nivel mundial no ha parado de crecer, sobre todo debido al fuerte crecimiento industrial y poblacional que se ha experimentado desde entonces. Esta demanda se ha visto impulsada por los bajos costos de las fuentes de energía tradicionales como son el carbón, gas y petróleo, los cuales alimentaban a las grandes plantas térmicas. Estas a cambio han propiciado la liberación de gran cantidad de gases de efecto invernadero a la atmosfera, contribuyendo en gran medida a lo que hoy se conoce como el cambio climático. Ante este panorama de demanda energética, con un modelo basado en un consumo intensivo de combustibles fósiles, nos encontramos con el grave problema de reducir drásticamente nuestra dependencia de estos para la generación de electricidad; sobre todo después de haberse comprobado que actualmente la producción de energía eléctrica es la causante de la liberación de aproximadamente el 29% de los gases de efecto invernadero a nivel mundial (EPA, 2015).

No es de extrañar que, con este modelo, la manera en que se produce y consume energía no haya cambiado significativamente desde 1882, sino más bien sigue unos patrones bien definidos: la energía se produce en grandes centrales eléctricas y es transportada a través de la red de alta tensión hacia los transformadores de distribución, para finalmente ser entregada a los consumidores finales (Figura 5). En este sistema tradicional de producción y consumo, las comunicaciones industriales son usadas mayoritariamente para velar por el correcto funcionamiento y seguridad de las plantas generadoras, además de facilitar el trabajo llevado a cabo por los generadores y los circuitos de transmisión (Ekanayake, Liyanage, Wu, Akihiko, y Jenkins, 2012). Hoy por hoy, la realidad es que la infraestructura de la red eléctrica existente parece cumplir partes de las expectativas, no obstante, tiene que mejorar notablemente desde el punto de vista del usuario final y las funcionalidades que se espera de ella.

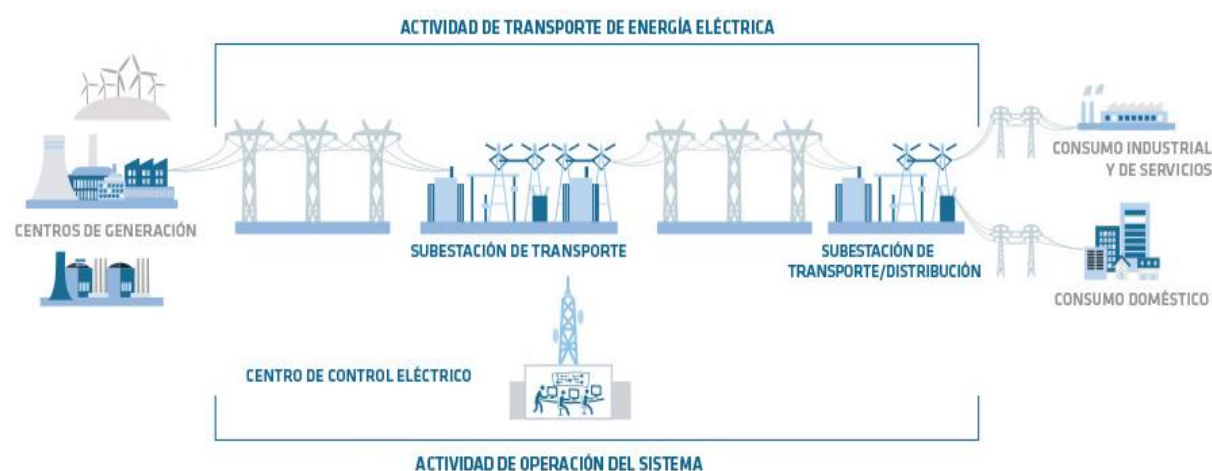


Figura 5. Configuración de las redes eléctricas tradicionales. (REE, 2018)

Los inconvenientes encontrados tienen que ver con el modelo actual que rige el flujo de la energía. Es decir, el modelo centralizado en el cual la energía solamente fluye en una dirección; esto, sumado con las dificultades de almacenamiento de la energía en grandes cantidades, hace necesaria una continua regulación entre la generación y consumo, complicado el funcionamiento del mismo. Además de lo mencionado, hay otra serie de problemas y/o necesidades que se han ido acumulando en los últimos años como son:

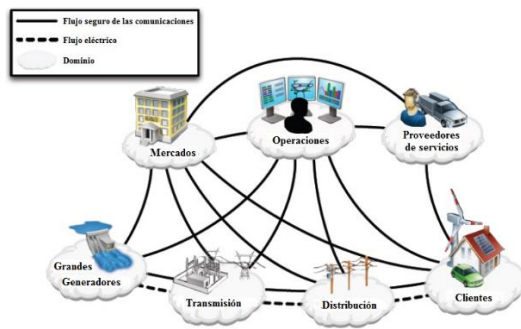
- La antigüedad de las infraestructuras.
- Necesidad de integración de energías renovables y el coche eléctrico.
- Costes desorbitados en la construcción de nuevas plantas de generación.
- El precio variable (al alza) del combustible usado en las plantas de generación.
- El sobre coste originado por los picos de demanda, que obliga a activar plantas especiales para poder suministrar esas puntas de energía.
- El impacto ambiental de las centrales de combustible fósil con sus correspondientes implicaciones de emisiones de gases de efecto invernadero.
- El poco conocimiento por parte del usuario de lo que consumen, así como el costo de la energía en cada momento del día.

Todo ello está haciendo que aparezca un nuevo concepto de red eléctrica, las Redes Eléctricas Inteligentes. Estas surgen como una posible solución al problema mencionado. Esta nueva tendencia involucra una renovada perspectiva de cómo generar, transmitir, distribuir y manejar las redes eléctricas, lo cual no solo ayudará a reducir la demanda y el costo de la energía, sino también a mejorar la eficiencia, calidad, seguridad y confiabilidad del sistema. Para llevar a cabo esto, las REI utilizan de base las Tecnologías de la Información y la comunicación (TIC) como método para transformar las redes eléctricas tradicionales; además introducen las Fuentes de Energía Renovables (FER), de naturaleza impredecible, como posible solución para sustituir a los combustibles fósiles (Zhang y Cenk Gursoy, 2012).

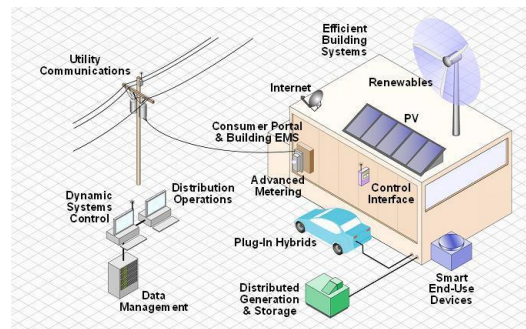
2.3. La Red Eléctrica Inteligente

La REI es un concepto relativamente nuevo que se ha ido configurando con el paso del tiempo. De forma general, se trata de un concepto que engloba pequeñas particularidades dependiendo de la perspectiva de cada país, las políticas y órganos reguladores, las tecnologías que se usan, entre otras variables. En la Figura 6 se pueden observar algunas de las visiones que se tienen de las REI en función del organismo que lo enuncia. Por ejemplo en EE.UU., *el National Institute of Standard and Technology (NIST)* lo plantea desde un punto

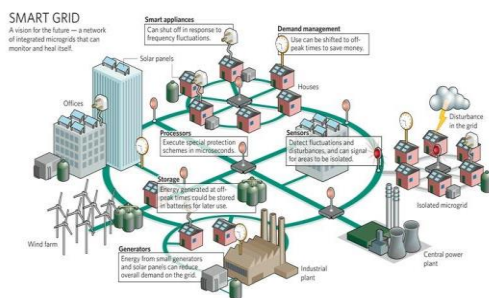
de vista de las comunicaciones, el *Electric Power Research Institute* (EPRI) desde la aplicabilidad e integración de las fuentes de energía renovable, la revista *Nature* desde una perspectiva de la generación distribuida y las microredes, mientras que el *Department of Energy of U.S.* (DOE) da una visión más integradora de las REI. Uno de los enfoques dados en Europa las define como “*un sistema eléctrico que inteligentemente puede integrar el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a él para entregar de forma eficiente suministros de energía eléctrica sostenibles, económicos y seguros*” (Clastres, 2011).



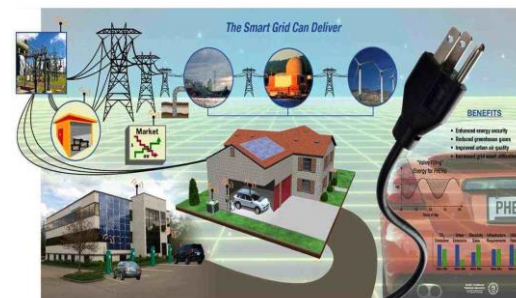
Fuente: National Institute of Standards and Technology (NIST)



Fuente: Electric Power Research Institute (EPRI)



Fuente: Revista Nature



Fuente: Department of Energy U.S. (DOE)

Figura 6. Visiones de las REI según el organismo que la enuncia. (Clastres, 2011)

De forma práctica se utilizará una definición en términos de sus componentes, su aplicabilidad y sus usos. Así, podemos definir a las REI como la evolución del sistema eléctrico actual hacia un sistema de red moderno, donde el uso de las TICs son el medio para conectar e interactuar de forma inteligente con todos los actores involucrados en la red eléctrica (grandes centrales eléctricas, sistemas de generación distribuida, usuarios finales, Sistemas Inteligentes de Almacenamiento de Energía (SIAE), los Vehículos Eléctricos (VE), electrodomésticos y dispositivos del hogar), proveyendo de una comunicación bidireccional entre las plantas generadoras de electricidad y cada uno de los diferentes consumidores de energía (Bollen et al. 2010). De acuerdo con (Sinha et al. 2011) algunas de las tecnologías y prácticas empresariales que posibilitan el despliegue de las REI incluyen:

- Medidores inteligentes.
- Gestión de datos de los medidores.

- Redes de área de campo.
- Sistema de comunicación integrado.
- Seguridad de datos.
- Respuesta a la demanda.
- Recursos de Energía Distribuida (almacenamiento, ER y otras formas de generación).

Todos estos ítems mostrados contribuyen a satisfacer los principales objetivos de las REI, los cuales son (Li Zhongcheng y Tong, 2010): (1) inclusión de todos los consumidores e industrias como parte integral y activa de la red; (2) entregar energía de calidad a las cargas sensibles de la red; (3) monitorización continua, detección automática de anomalías y restauración de los componente de la red o secciones de ella; (4) resistencia a los ciberataques asegurando un enfoque integrado y equilibrado en todo el sistema; (5) gestionar una amplia cartera de sistemas de generación con un simplificado proceso de interconexión (plug-and.play); (6) integración de un mercado eléctrico mayorista junto con mercados minoristas donde sea aplicable; y (7) gestionar todos los recursos activos para ofrecer funcionalidad al menor coste. Además de esto, el uso de las REI podría ayudar a mejorar la respuesta y manejo de las redes eléctricas ante desastres naturales (Ponce-Jara, Moreano Alvarado, y Acebo Arcentales, 2017).

Conscientes de las oportunidades y retos que ofrecen las REI, tanto países desarrollados como en vías de desarrollo han empezado ya a transformar sus redes eléctricas para proporcionales cierto grado de inteligencia. El desarrollo y despliegue de las REI puede variar sustancialmente de una región a otra, no obstante, parece ser que uno de los principales detonantes para su implementación tiene que ver con los objetivos comunes de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, renovar las infraestructuras envejecidas y reducir las pérdidas de energía en la red de transmisión y distribución. En las siguientes secciones se busca entender mejor los factores que han influenciado el desarrollo de las REI tanto en países desarrollados como en vías de desarrollo, así como encontrar diferencias y similitudes para proveer de una visión amplia del pasado, presente y futuro de las REI.

2.4. El valor añadido de las REI

Para tener una primera aproximación de las ventajas que aportan las REI con respecto a las redes eléctricas tradicionales, a continuación, se exponen a modo de resumen las principales diferencias y similitudes entre la red eléctrica tradicional y las futuras redes inteligentes. La Tabla 1 muestra cada una de estas características.

Tabla 1. Red eléctrica tradicional vs REI.

CARACTERÍSTICA	RED ACTUAL	SMART GRID
Comunicaciones	En una dirección (si existen)	Comunicación bidireccional
Participación del consumidor y generación distribuida	Consumidores desinformados y no activos Flujo energético unidireccional (no se genera localmente)	Incorporación masiva de generación distribuida coordinada a través de red inteligente Participación activa del usuario con gran capacidad de decisión
Precio	Información limitada sobre el precio de la electricidad	Información total
Flujo de potencia	Control limitado	Control total
Gestión de la demanda	No existe gestión con dispositivos eléctricos en función de la franja horaria del día, o del estado de la red eléctrica	Incorporación en el lado del usuario de equipos eléctricos y electrodomésticos inteligentes que mejoran la eficiencia, reciben señales de precios y son capaces de seguir programas predeterminados
Inteligencia y control	No hay inteligencia	Creación de un sistema de información inteligente
Grado de automatización	Muy limitado (reservados para la Red de Transporte)	Incorporación masiva de sensores, actuadores, smart metering, y esquemas de automatización en todos los niveles de red
Reposición	Basada en la protección de dispositivos ante fallos en el sistema. Reposición manual	Reposición semiautomática y eventualmente autorecuperación. Enfoque de prevención.
Fiabilidad ante ataques y desastres naturales	Propensa a fallos y apagones	Rápida capacidad de restauración (protecciones adaptativas y creación de islas)
Optimización del transporte eléctrico	Perdida de gran cantidad de energía	Sistemas inteligentes de control que aprovechan eficientemente la capacidad de transmisión de la red
Capacidad	Mayormente grandes plantas generadoras Muchos obstáculos para la interconexión de recursos distribuidos	Alto número de dispositivos generadores y almacenadores distribuidos, que completan a las grandes plantas generadoras. Conexiones más enfocadas a energías renovables (plug&play)
Equipos	Comprobación manual de equipos	Equipos con operación remota
Vehículo eléctrico	Incorporación reciente de puntos de carga eléctrica en la red. Solo permiten recarga de baterías	Nuevas infraestructuras especializadas destinadas a la recarga y a permitir que cada vehículo se convierta en unidad generadora

2.5. Comparativa en el desarrollo de las redes eléctricas

En esta sección se estudiará cual ha sido la evolución de los sistemas eléctricos de los países tomados como muestra. Se discutirá cuáles han sido los principales factores que influenciaron su temprano desarrollo, sus limitantes, así como los hechos históricos que marcaron el camino hacia sus sistemas eléctricos actuales.

2.5.1. Países desarrollados

La historia de la electrificación empezó a finales del siglo XIX, en el tiempo en el que la electricidad era generada allí donde se necesitaba y para abastecer a pequeñas cargas

eléctricas. En las ciudades, esta fue requerida una vez se generó la necesidad para la misma; en este caso fue Thomas Edison, quien tras inventar la primera lámpara incandescente estable en 1881, creó la primera planta comercial de generación eléctrica de 600 kW (DC), *Pearl Street Station*, en el bajo Manhattan para abastecer a una pequeña porción de cargas en el área inmediata (1882) (IEEE E&T, 2015). Poco después del invento de Edison, la corriente alterna fue descubierta por Nikola Tesla y utilizada para alumbrar *The World's Columbian Exposition Fair in Chicago* en 1893. Una vez se demostró las ventajas de la corriente alterna vs la corriente continua, ésta en poco tiempo empezó a dominar EE.UU. así como Europa (Carlson, 2013).

Así, a principios del siglo XX, las redes eléctricas empiezan a crecer de forma rápida alrededor del mundo y los Estados Unidos aparecen como uno de los líderes del sector. Este crecimiento fue dado gracias al desarrollo de innovaciones tecnológicas y a la industrialización progresiva que experimentó el país, creando así una necesidad de mercado para la electricidad (Brown y Sedano, 2004) (IEEE E&T, 2015). Desde un principio, el desarrollo del sistema eléctrico estadounidense se realizó desde una perspectiva centralizada a través de regulaciones gubernamentales entre estados (Brown y Sedano, 2004), contrastando con el desarrollo de las redes eléctricas de Europa, donde estas se organizaron independientemente por cada país. Además, las interconexiones en Europa estaban sujetas a las necesidades regionales y a las estructuras políticas y legislativas en vez de en objetivos comunes (Lagendijk, 2009). De hecho, la evolución del sistema eléctrico europeo fue fuertemente afectada por los conflictos políticos como la segunda guerra mundial, la guerra fría y la separación política del este y oeste de Europa, la cual duró aproximadamente 4 décadas. Estos hechos hicieron retrasar drásticamente el desarrollo de las redes eléctricas europeas (Godoy Simoes et al. 2012). Por el contrario, en los Estados Unidos, los efectos de estos conflictos fueron menores y propiciaron un mejor desarrollo de su sistema eléctrico.

Así, desde su creación, EE.UU. ha desarrollado un sistema eléctrico que integra billones de componentes, decenas de millones de kilómetros de líneas de transmisión, y cientos de generadores (Overbye y Weber, 2001). Como resultado, hoy en día el sistema eléctrico de EE.UU. se divide en tres subsistemas interconectados: the Western Interconnection (WI), the Eastern Interconnection (EI), y the Electric Reliability Council of Texas interconnection (ERCOT) (NERC, 2013). Estas interconexiones operan independientemente unas de otras con limitadas transferencias entre ellas (EIA, 2016e).

Por otro lado, la creación del sistema europeo de electricidad permaneció separado de los procesos políticos e integración económica por mucho tiempo. De hecho, hasta finales

de la primera guerra mundial los diferentes gobiernos europeos habían instalado un sin número de legislaciones para regular el sistema eléctrico, además de proveer marcos regulatorios para racionalizar la energía en las fronteras. Esto significaba que en muchos países se necesitaba una especie aprobación gubernamental para comerciar con la energía eléctrica. La creación de una red eléctrica unificada se discutió por primera vez por la Liga de las Naciones (LN) en 1920. Aunque esta idea tuvo poco impacto en un primer momento, esta se consideró como una posible solución a los diferentes problemas políticos, culturales y económicos durante los años 30s (Lagendijk, 2009).

Después de la segunda guerra mundial, a través del Programa de Recuperación Europea (PRE), muchos países de la UE empezaron a dar signos de recuperación en sus redes eléctricas. La idea de una red eléctrica europea unificada se convirtió en realidad en el año 1951 con la creación de la *“Unión para la Coordinación de la Producción y Transmisión de Electricidad (UCPTE)”*, la cual se estableció con la representación de empresas de ocho países: Bélgica, Alemania, Francia, Italia, Luxemburgo, Holanda, Austria y Suiza. Entre sus objetivos, es importante mencionar la importancia dada a las interconexiones entre países, las cuales fueron organizadas desde los operadores de red de cada país dada la ausencia de un organismo central de control. Las interconexiones en Europa se fueron construyendo poco a poco, con la unión de diferentes asociaciones similares a la UCPTE hasta crear una gran red eléctrica unificada. En el 2008, los diferentes actores europeos se unieron para formar Red Europea de Operadores del Sistema de Transmisión para la Electricidad (ENTSO-E), la cual coordina 41 operadores de sistemas de transmisión en 34 países.

De esta manera, la experiencia dada por los países desarrollados nos muestra la importancia de tener un sistema centralizado para coordinar el sistema eléctrico promoviendo un crecimiento organizado y asegurando el suministro eléctrico entre los diferentes estados. Se puede observar que una organización centralizada ayudó a la región Europea ha armonizar el desarrollo de su red eléctrica mediante la creación de un sistema de regulación común, así como una visión unificada. Actualmente en la UE, una de las principales partes de las REI está enfocada al creciente número de interconexiones entre países para poder regular el suministro eléctrico y la demanda, mejorar la competitividad, y construir un mercado eléctrico integrado. Esto ayudará a mejorar seguridad energética, a tener mejores precios de la electricidad y a mejorar el desarrollo energético mediante energías renovables (EC, 2015a). Por otro lado, en los EE.UU., una de las principales preocupaciones es mejorar su ya establecido sistema eléctrico interconectado, así como expandirlo. Por ejemplo, el sueño estadounidense de una crear una súper red continental está bien encaminada a unificar sus tres mayores interconexiones. El proyecto *“Tres Amigas”*

conectará muy pronto 48 estados y 8 provincias canadienses; esto dará paso a que se puedan transferir hasta 20 GW (Kumagai, 2015).

2.5.2. Países en vías de desarrollo

En los llamados países en vías de desarrollo como Brasil o India, la electrificación empezó relativamente más tarde que en los países desarrollados. En Brasil por ejemplo, la electrificación empezó cuando Dom Pedro II creó la primera planta termoeléctrica (156 kW) enfocada al alumbrado público en 1883. Poco después en 1889 abrió la primera planta hidroeléctrica de 250 kW (Magalhães y Tomiyoshi, 2011). En India por el contrario, la electricidad fue introducida por la colonia británica 14 años después que esta fuera introducida en New York. La primera planta eléctrica llamada “*Sidrabong Power Station*” se creó en Darjeeling en 1896 con una capacidad de 130 kW para proporcionar energía a las plantaciones de té (Madan, Manimuthu, y Thiruvengadam, 2007).

En estos países el desarrollo del sistema eléctrico estuvo fuertemente influenciado por inversiones extranjeras, ya que las naciones desarrolladas habían visto en estos países un gran mercado para sus inversiones obtenidas del rápido desarrollo industrial. Por ejemplo, en Brasil entre 1930 al 1960 el 80% de las concesiones para producir electricidad estuvieron en manos de empresas extranjeras como *the American and Foreign Power Co.*, y *the São Paolo Tramway, Light and Power Company Limited*. Así, las empresas extranjeras estuvieron en posición de controlar cómodamente precios y las tecnologías usadas en este sector (Magalhães y Tomiyoshi, 2011). El sector eléctrico indio evolucionó de forma muy parecida al brasileño. Este sector estuvo fuertemente controlado por la colonia británica hasta la independencia de este país. Durante este periodo, las empresas extranjeras como *PW Fluery & Co.*, *Kilburn & Co.*, y *Calcutta Electricity Supply*, electrificaron las principales ciudades del país (Madan et al. 2007).

En Brasil, la primera intervención estatal decisiva en el área de la electricidad fue la publicación del código federal del agua en 1934. En este año, el gobierno estableció controles administrativos que cambiaron las condiciones de operación, las cuales antes solo eran definidas por contratos con las empresas extranjeras (Magalhães y Tomiyoshi, 2011). Esta década estuvo marcada por una baja inversión por parte de las empresas eléctricas extranjeras, situación que se agravó con la llegada de la segunda guerra mundial, la cual hizo que se encontraran grandes dificultades para importar equipos, además de la creciente demanda de energía proveniente de los estados industrializados de Brasil. Por otro lado, la falta de estandarización de voltajes y frecuencias a lo largo del país (60 Hz y 110 V influenciado por las empresas americanas y 50 Hz y 220 V por las empresas alemanas)

representaron un gran obstáculo para la expansión del sistema eléctrico brasileño. Durante este periodo los constantes apagones, restricciones y fallas del sistema eléctrico reflejaban la decadencia de este modelo energético dominado por grandes empresas extranjeras y unas pocas pequeñas empresas nacionales (Magalhaes y Tomiyoshi, 2011).

El año 1960 fue crucial en la carrera para electrificar Brasil. Como solución para hacer frente a toda la problemática mencionada, se establecieron nuevas y más firmes regulaciones en el país, además se crearon empresas eléctricas estatales para tomar el control del sector. Esto conllevó a la venta de las empresas privadas o en el mejor de los casos a la expropiación de las mismas; solo algunas concesiones permanecieron en manos privadas. Por otro lado, en esta época el gobierno creó la espina dorsal del sistema de generación brasileño con la creación de 20 plantas hidroeléctricas. Se promovió también la creación del Ministerio de Minas y Energía (MME) y Electrobrás; posteriormente se fundó también el Centro de Investigación de Energía Eléctrica (Centro de Pesquisas de Energia Electrica (CEPEL)), el cual es hoy en día uno de los mayores centros de investigación de América del Sur (Magalhaes y Tomiyoshi, 2011). No obstante, durante los años 80 la falta de inversión pública y el mal manejo del sector eléctrico estimularon que surgieran nuevas ideas de cómo gestionar el sistema eléctrico brasileño. Hasta 1995, el sistema eléctrico estuvo caracterizado por la posesión del estado en un 99%, donde no existía competición entre generadores y no había elección entre distribuidores. Después del 1995 se estableció un nuevo marco regulatorio para liberalizar el mercado eléctrico. En este nuevo escenario se fundó la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) para regular el nuevo mercado de energía brasileño (U.S. ITC, 2000).

En India, la primera ley para el sector eléctrico se aprobó en 1910. Esta les dio potestad a las empresas privadas a generar y proveer electricidad. Durante las primeras décadas de existencia el sistema eléctrico indio creció de forma lenta y sin sobresaltos; no obstante, una vez la industrialización llegó al país, su capacidad instalada creció rápidamente hasta alcanzar los 1.250 MW para finales del 1940 (Rihan, Ahmad, y Salim Beg, 2011). Poco después, la era de pos-independencia (1948), se considerada como el punto de partida de la evolución de las redes eléctricas indias. En esta época el 63% de la capacidad instalada estaba en manos privadas, mientras que el resto estaba en manos del estado. La Ley de Suministro de Electricidad de la India fue promulgada, la cual además de crear un plan de desarrollo de 5 años para mejorar el sistema eléctrico, fue el comienzo de los Carteles Estatales de Electricidad (SEBs, de su acrónimo en inglés) y también la creación de la Autoridad Central de Electricidad (CEA, de su acrónimo en inglés). Por otro lado, la red eléctrica del país se dividió en 5 regiones: Norte, Este, Oeste, Nordeste y Sur. Esto fue hecho para poder unir las regiones contiguas en una única red nacional (Madan et al. 2007).

Los Carteles Estatales de Electricidad eran independientes y podían establecer su capacidad de generación, transmisión y distribución en cada uno de sus estados. No obstante, ellos no fueron capaces de abastecer la creciente demanda eléctrica del país. Durante los años 70s, el país se encontró con una grave crisis energética causada por la escasez de sus reservas de carbón de alto poder calorífico, dado que la mayoría de sus plantas térmicas estuvieron especialmente diseñadas para consumir este tipo de recurso. Como respuesta ante esta gran problemática se nacionalizó la industria del carbón estableciendo como principal empresa “*Coal India Limited*” en el 1975 (FRDL s. f.). Posteriormente en 1976, la Ley de Suministro de Electricidad se enmendó y dio paso a la creación de la Corporación Nacional de Energía Térmica (NTPC, de su acrónimo en inglés), la Corporación Nacional de Energía Hidráulica (NHPC, de su acrónimo en inglés) y la Corporación Nuclear de India (NPCIL, de su acrónimo en inglés). El gobierno también se enfocó en el desarrollo y despliegue de las energías renovables creando el Departamento de Energías no Convencionales en 1982. En 1989, nació el *POWERGRID Corporation of India Limited*, el cual es el encargado de construir y mantener las redes eléctricas entre estados y las cinco regiones del país. Las interconexiones de estas cinco regiones fueron uno de los mayores logros (Madan et al. 2007).

Como se ha podido constatar, el desarrollo de los sistemas eléctricos de India y Brasil estuvieron fuertemente influenciados por dos principales periodos históricos, el periodo de colonialismo y el siguiente periodo de inestabilidad política después de la independencia. Durante ambos periodos tanto Brasil como India fueron altamente dependientes de las inversiones y tecnologías extranjeras, lo cual dificultó en gran medida la capacidad de ambos países para desarrollarse a largo plazo. Las empresas extranjeras dominaron los mercados eléctricos e impusieron sus precios y tecnologías para favorecer los intereses de la colonia. Más tarde, debido a las consecuencias internacionales de la segunda guerra mundial y de la crisis de inestabilidad política, el desarrollo de los sistemas eléctricos de India y Brasil tomaron diferentes caminos. Por un lado, en Brasil, el estado nacionalizó la industria eléctrica y se enfocó en el desarrollo de hidroeléctricas como su principal fuente de energía, y por otro, India se enfocó en desarrollar plantas termoeléctricas de carbón, y también nacionalizó la industria del carbón.

De esta manera, en estos países en vías de desarrollo, el progreso de su sistema eléctrico no estuvo determinado por la necesidad de centralización y la creación de un mercado común, como si lo fue la falta de capital, la dependencia de compañías extranjeras e inestabilidad política. Mientras que en Europa y EE.UU. uno de los principales objetivos es remplazar el uso de combustibles fósiles, en India y Brasil, el rápido crecimiento económico dificulta este cambio debido a la necesidad de combustibles baratos y continuos,

especialmente en India, dado su alta dependencia del carbón. De hecho, según The World Bank (TWB, 2014), el consumo de combustibles fósiles en los Estados Unidos decreció del 95,5% en 1960 hasta 83,3% en el 2013, y del 95,5% al 72,6% respectivamente en Europa. No obstante, el consumo de este tipo de combustibles ha experimentado la tendencia opuesta en India y Brasil. En India aumento de 43,7% en el 1971 hasta 72,4% en el 2013, y en Brasil, este se incrementó de 35,3% a 58% en el mismo periodo.

2.6. Motivadores para la creación de las Redes Eléctricas Inteligentes

Las REI son consideradas como el futuro de las RE actuales; a través de estas, seremos capaces de resolver muchos de los problemas que las RE enfrentan hoy en día. Las posibles variaciones que se pueden encontrar a la hora de querer desarrollar una REI tienen que ver con las motivaciones estatales en cuanto al sector eléctrico, marcos regulatorios, variaciones espaciales y geográficas en las necesidades energéticas, consumo, la disponibilidad de recursos y varias otras razones. En esta sección discutiremos algunos de estos temas prestando especial atención a las políticas sobre el cambio climático y al uso de las fuentes de energía primaria para producir energía eléctrica entre países desarrollados y en vías de desarrollo.

2.6.1. Matriz energética y el cambio climático en EE.UU. y Europa

Las preocupaciones por el cambio climático se han convertido en una de las piedras angulares en la agenda de política energética a nivel internacional. Estas preocupaciones han forzado a establecer fuertes objetivos para descarbonizar el sistema eléctrico, sobre todo en países desarrollados (EEA, 2013) (EIA, 2016a). No obstante, hay muchas barreras que afectan el despliegue de las diferentes iniciativas para alcanzar los objetivos planteados. Estas barreras están basadas en diversos factores como en el mix energético de cada país, su particular dependencia a los combustibles fósiles, a factores sociopolíticos y a sus planes estratégicos de desarrollo.

En el caso de EE.UU., los recursos energéticos utilizados para componer su matriz energética están muy ligados al uso de combustibles fósiles. En su matriz energética para la producción de electricidad, el petróleo no juega un papel importante y representa el 1% del total. Por otro lado, el gas natural (33%) y el carbón (33%) son las principales fuentes de energía, seguidas muy de cerca por la energía nuclear (20%) y las energías renovables (13%) como se muestra en la Figura 7. Dado que Estados Unidos posee una de las reservas de carbón más grandes del mundo, es fácil entender la alta dependencia de este combustible

fósil en el país. De hecho, durante décadas, el carbón ha sido la fuente dominante para producir electricidad; por tanto, los lobbies económicos siempre se han opuesto firmemente ante cualquier cambio en las políticas energéticas que reemplacen al carbón. Así, cambiar esta fuente energética podría resultar muy cara, y el cambio no solo afectaría a los dueños de las plantas térmicas, sino también a los trabajadores de las minas y toda la economía creada alrededor de este recurso (Guri Bang, 2010). No obstante, el uso del gas para producción de energía eléctrica ha ido aumentando año a año; de hecho, el 2016 fue el primer año en que la producción de electricidad mediante plantas térmicas de gas superó a las plantas térmicas de carbón. Ya en el 2017 la producción de electricidad mediante esta fuente se situó con una producción de 32,1% frente a un 29,9% de las plantas térmicas de carbón (EIA, 2018). El aumento en el uso de gas natural en EE.UU. corresponde a una respuesta natural del mercado ante la bajada de precios de este recurso, el cual es más barato que el carbón (EIA, 2016d). Estas proyecciones de crecimiento en reservas y producción de gas natural convertirán a EE.UU. en exportador neto de este recurso (EIA, 2015). Mientras que el precio del gas natural continúe estando más barato que el carbón, el consumo del carbón continuará bajando como paso en el 2015, con una bajada del consumo en un 13% con respecto al año anterior (EIA, 2016b). Este desplazamiento no solo está afectando al uso del carbón, sino también podría estar desplazando a las proyecciones de producción de electricidad mediante energía nuclear. Esto podría tener un impacto en el conjunto de las emisiones de gases de efecto invernadero a largo plazo en los Estados Unidos (EIA, 2016a).

Como consecuencia de esta alta dependencia en los combustibles fósiles para satisfacer su demanda energética, EE.UU. tuvo una participación muy limitada en el Protocolo de Kioto y más recientemente en el acuerdo de París, en los cuales nunca ratificó los acuerdos (UN, 2017) (EC, 2015b). No obstante EE.UU. ha mostrado algo de progreso en esta área como por ejemplo con el desarrollo del "*Clean Power Plan (CCP)*", el cual se enfoca en mejorar la eficiencia, expandir la capacidad de las plantas con cero y bajas emisiones, además de incentivar el uso de tecnología para atrapar los gases de efecto invernadero (U.S. EP, 2015). En este contexto, cambiar de fuentes altamente contaminantes como las plantas térmicas de carbón hacia fuentes con bajas emisiones como las plantas térmicas de gas, conjuntamente con el despliegue de las energías renovables es uno de los principales retos que afronta el país. De acuerdo con (EIA, 2016a), se espera que la contribución de las energías renovables aumente hasta en un 27% en 2040. En EE.UU. la energía eólica es la más económica para producir electricidad y se espera que los precios de la energía solar disminuyan hasta incluso igualarse con la energía térmica (sin subsidios) al final de la presente década (Benson y Majumdar, 2016).

El despliegue de las REI en los EE.UU. posiblemente ayude a integrar las grandes plantas de generación eólica, así como la generación mediante energía solar para proporcionar energía directamente a las redes de transmisión. Por ejemplo, la interconexión “*Tres amigas*”, conjuntamente con las REI, podrían dar paso a que decenas de GW provenientes de fuentes de energía renovables, como energía eólica de las Grandes Planicies (Great Plains) o hidroelectricidad de Noreste del Pacífico puedan transmitirse a cualquier parte del país (Kumagai, 2015). Eso se conseguirá si se permite que las fuentes de energía renovable tengan una alta penetración en el sistema eléctrico y si las fuentes de energías no renovables son optimizadas para compensar la impredecible variación de la energía generada por las fuentes renovables (Phuangpornpitak y Tia, 2013).

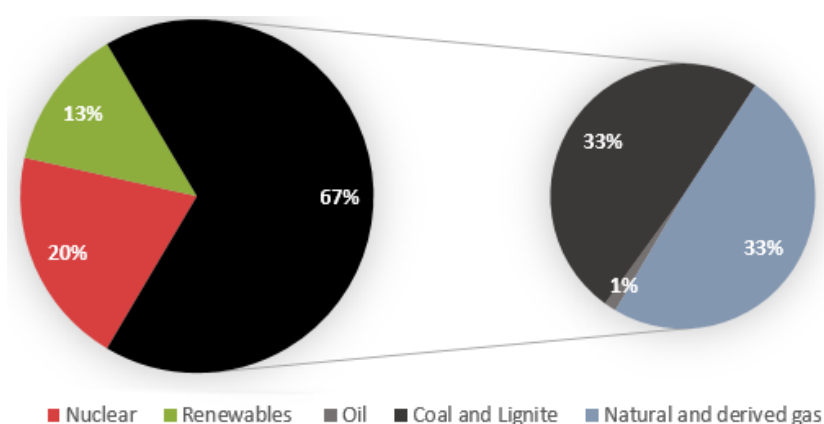


Figura 7. Producción bruta de electricidad por tipo de fuentes en los Estados Unidos en el 2015. (EIA, 2016a)

De manera similar, como se muestra en la Figura 8, Europa depende altamente de los combustibles fósiles para su desarrollo económico a corto plazo, ya que su economía está basada en el acceso a fuentes de energía baratas como el petróleo, el carbón o el gas natural, los cuales representan el 42,5% del total para generar electricidad. No obstante, Europa ha tomado una posición totalmente diferente con respecto a los objetivos sobre el cambio climático y ha mostrado un fuerte compromiso en el Protocolo de Kioto así como en el acuerdo de París (UN, 2017) (EC, 2015b). La posición de la UE está relacionada de alguna manera a las menores reservas de combustibles fósiles que poseen en comparación con EE.UU., y por tanto a la alta dependencia a las importaciones de estos combustibles para satisfacer todas sus demandas energéticas (WEC, 2013) (Eurostat, 2015). En el 2014 los países de la Unión Europea aprobaron un nuevo marco para hacer frente al cambio climático y a los retos energéticos que enfrentarán para el periodo 2020-2030, los cuales ayudarán a cumplir los objetivos a largo plazo previstos para el 2050. Los Objetivos planteados para el 2030 son (EC, 2014):

- Alcanzar un consumo de energético del 27% proveniente de fuentes de energía renovable.
- Reducir en un 27% el uso de combustibles fósiles a través de medidas enfocadas a la eficiencia energética.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 40% por debajo de los niveles del 1990.

En el 2014, el total de energía generada mediante fuentes renovables alcanzaba el 29,2%, el cual estaba formado por un 13,75% de energía hidroeléctrica, 8,6% de energía eólica, 3,3% de energía solar y un 1,9% por biogás. Así, por primera vez, la mayor contribución de electricidad estuvo formada por las energías renovables, superando a la producción de electricidad de las plantas térmicas de carbón (25,3%). Además, la energía generada a partir de gas natural disminuyó a 457 TWh desde el 2008, cuando su pico máximo alcanzó los 790 TWh. Esta disminución fue compensada con el crecimiento en la generación mediante energías renovables (Gaventa, Dufour, y Jones, 2015). Estos eventos pueden ser explicados por los altos precios del gas en Europa comparados con los precios EE.UU. (U.S. Global Investors, 2014).

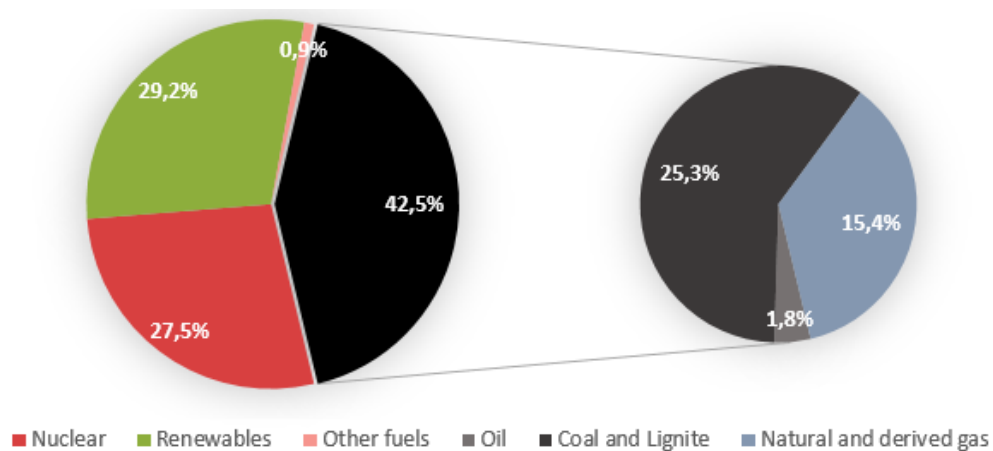


Figura 8. Producción bruta de electricidad por tipo de fuentes en Europa (E28), en el 2014. (Eurostat, 2014)

Aunque el cambio climático es solo una de las consideraciones que puede motivar para la innovación del sistema eléctrico, UE está mucho más interesado que EE.UU. en cambiar su matriz energética, lo cual puede ser crucial para que las REI puedan contribuir de manera efectiva a la mitigación y adaptación del cambio climático. Las motivaciones de EE.UU. están mucho más enfocadas en mejorar la eficiencia y tecnología de las plantas térmicas que en promover las energías renovables, por tanto, el impacto de las REI podría afectar a que las metas de desarrollo sostenible en EE.UU. sean reducidas.

2.6.2. Matriz energética y el cambio climático en Brasil e India

En contraste con las regiones desarrolladas, los países en vías de desarrollo debido a sus problemas socioeconómicos han mostrado débiles iniciativas enfocadas hacia el cambio climático (Lee y Colleen McCain, 2015) (Da Costa, 2016). De hecho, ni Brasil ni India establecieron objetivos contra el cambio climático en el Protocolo de Kioto (UN, 2017); en el acuerdo de París esta situación ha cambiado ligeramente y tanto Brasil como India han firmado el acuerdo y se han comprometido a una serie de objetivos para luchar contra el cambio climático. En el caso de Brasil, plantea un aumento del uso de biocombustibles en un 18% y utilizar un 45% de energías renovables no hídricas como la solar y eólica contribuyendo conjuntamente con un porcentaje entre el 28 al 33% en la matriz energética. El país también plantea aumentar su eficiencia energética en un 10% (FRB, 2015). Por su parte India busca reducir las emisiones mediante la incorporación de nuevas plantas de energía solar, eólica, biomasa, hidráulica y energía nuclear; además planea introducir nuevas políticas para mejorar la eficiencia de las plantas térmicas de carbón (UEMI, 2015). El desarrollo de las redes eléctricas en estos países enfrenta grandes desafíos, así como oportunidades, y son necesarios profundos cambios para mejorar la conciencia medioambiental como en los países desarrollados.

Actualmente Brasil es el país que genera más electricidad en las Américas, solo después de los Estados Unidos y Canadá (Johnson y Berndt, 2016). En comparación con otros países, el sector eléctrico brasileño es uno de los más limpios y uno de sus principales retos es mantener esta posición dada la creciente demanda de electricidad. Esta demanda viene dada debido a su rápido crecimiento económico, el cual ha alcanzado un promedio de crecimiento del 3,22% de su PIB en los pasados cinco años (2010-2015) (TWB, 2015) y se espera que crezca un 3,8% anualmente desde 2012 al 2022 (ITA, 2015). Actualmente, como se muestra en la Figura 9, la producción de energía eléctrica está suministrada por energías renovables, estas representan el 75,76% del total. La energía hidráulica es la principal fuente representando el 61,44%, seguida por la energía eólica con un 5,44%, biomasa con un 8,86% y energía solar con 0,014%. Por otro lado, la energía no renovable contribuye con un 8,30% de gas natural, un 6,75% de petróleo y un 2,41% de carbón. Es fácil observar que el mercado eléctrico de Brasil está liderado fuertemente por la energía hidráulica y necesita de forma urgente diversificar sus fuentes de energías. Una de las principales razones tiene que ver con las graves sequías que han azotado el país durante el año 2001 y 2015 (Simoies, 2009) (Voice of America, 2015). Como consecuencia, durante este periodo la generación mediante combustibles fósiles ha aumentado para asegurar la demanda energética (Johnson y Berndt, 2016).

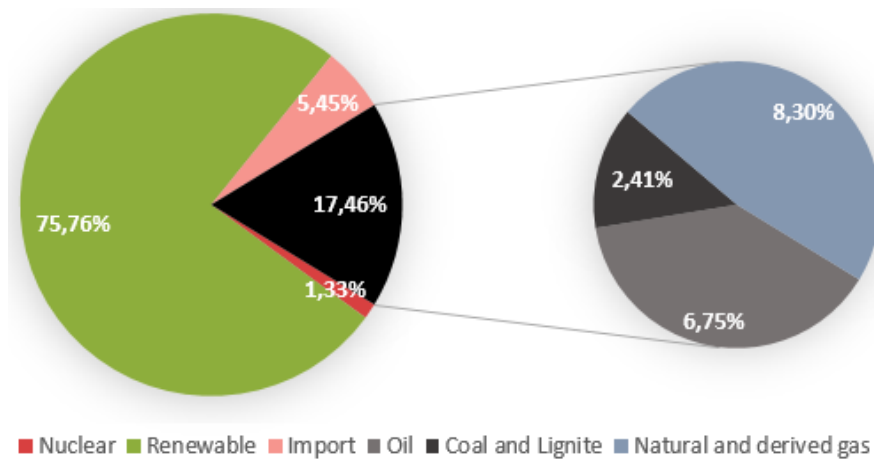


Figura 9. Producción bruta de electricidad por tipo de fuentes en Brasil en el 2015. (ANEEL, 2016)

Para hacer frente a la creciente demanda mientras que se diversifica la matriz energética, se publicó en el 2011 el Plan Nacional de Expansión eléctrica (2011-2021), el cual busca incrementar significativamente las fuentes de energía renovables no hidráulicas (MME, 2013). La energía eólica parece ser la más adecuada para desplegar en el país y se proyecta un crecimiento promedio del 14,8% (Suryanarayanan, Ribeiro, y Simões, 2010). De hecho en el 2014 Brasil se posicionó cuarto en el ranking mundial de energía eólica; se espera que se alcancen los 24 GW en el 2024 (MME, 2016b). Se espera incrementar la generación mediante gas natural (11 GW) y energía nuclear (1,4 GW) en el periodo mencionado (Johnson y Berndt, 2016).

Por tanto, en contraste con EE.UU. y UE, el sector eléctrico brasileño está fuertemente dominado por las energías renovables y el principal desafío es el poder diversificar su matriz energética de forma sostenible para hacer frente a la creciente demanda eléctrica que enfrenta el país. Esto adhiere un grado de complejidad a los objetivos para luchar contra el cambio climático a corto plazo, ya que como se ha visto anteriormente, con las sequías que han azotado el país, la respuesta inmediata ha sido siempre producir energía mediante fuentes de energía no renovable. Los objetivos a largo plazo para un desarrollo más sostenible de este sector requieren unas motivaciones mucho más fuertes, que Brasil no ha mostrado aún (Lee y Colleen McCain, 2015). No obstante, el desarrollo de las REI en Brasil podría ayudar a coordinar e integrar el desarrollo de fuentes alternativas. Dada la intermitencia de todas estas fuentes de energía las REI podrían ayudar a interconectar la generación de electricidad a través de diferentes fuentes de energía a lo largo del país de forma eficiente y confiable. Por ejemplo, estas pueden ayudar a reducir las pérdidas eléctricas, las cuales representaron el 22,9% del total del consumo entre junio 2015 a Junio 2016 (MME, 2016a).

De manera similar, India es un país en rápido crecimiento y gran parte de su progreso recae en el desarrollo del sector eléctrico. Hoy en día se ha convertido en el cuarto país que mayor energía eléctrica produce a nivel mundial con un total del 254 GW generados en el 2014 (Bikash y Subrat, 2015). Con un objetivo de crecimiento del 9% con respecto a su PIB, fijado por el Doceavo plan de cinco años del sector eléctrico (2012-2017), India espera añadir un total de 88.537 MW para finales de este periodo. Con esta tasa de crecimiento, la demanda se incrementará por 3 en los siguientes 10 años. De hecho se espera que para el año 2032 la demanda energética de India se incremente a 900 GW (Planning Commission, 2016) (Zaheeruddin y Manas, 2015). Para poder hacer frente a esta creciente demanda, el sector eléctrico indio necesita añadir una enorme cantidad de capacidad de generación cada año. En el 2015 por ejemplo, hubo un incremento de aproximadamente 9,6% alcanzando un total de 281,42 GW de capacidad instalada (CEA, 2015). En términos generales, el aumento en la capacidad de generación no ha sido suficiente para cubrir la demanda nacional, lo cual ha conllevado a picos de energía y cortes eléctricos de variada magnitud (Dubey, 2015).

Hasta el momento, el sector eléctrico de India es muy dependiente del carbón ya que este es el combustible fósil más abundante en el país. De hecho, el carbón representa la fuente de crecimiento de India, y su dependencia es muy probable que continúe a corto y largo plazo (Gol, 2013) (IEA, 2015). Como se muestra en la Figura 10, la matriz energética está compuesta principalmente por carbón y gas, los cuales representan el 70% y 9% del total respectivamente, mientras que el petróleo solo contribuye con el 0,2%. Por otro lado, las energías renovables (incluida la hidroeléctrica) suman conjuntamente el 16% del total de la generación y la energía nuclear presenta un 3%. Como se puede apreciar, la matriz energética de India es totalmente opuesta a la de Brasil, y su sector energético es uno de los más contaminantes en el mundo.

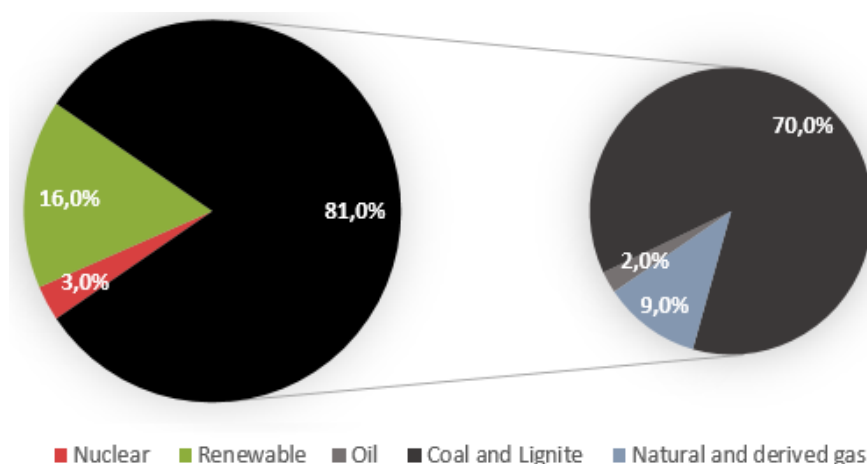


Figura 10. Producción bruta de electricidad por tipo de fuentes en India en el 2013. (EIA, 2016c)

En contraste con las regiones desarrolladas como EE.UU. o UE, e incluso con países en vías de desarrollo como Brasil, India no ha sido capaz de proveer suficiente acceso a la electricidad a sus pobladores. De hecho mientras que Brasil tiene un porcentaje de acceso a la electricidad de 99,5%, India solamente alcanza el 87,7% (TWB, 2016). Además, India enfrenta otras prioridades como la disminución de la pobreza y desarrollo económico, lo cual junto con su alta dependencia en el carbón de fácil acceso y barato limitan el desarrollo de las energías renovables. En este sentido, India se encuentra más limitado que EE.UU., UE y Brasil para poder desplegar las energías renovables. No obstante, las recientes posturas sobre las reducciones de emisiones nacionales indican que la India está tomando medidas considerables para alentar discusiones más constructivas sobre el cambio climático, como se puede observar su Plan Nacional sobre el Cambio Climático o incluso en su compromiso con el acuerdo de Paris (Gol, 2010) (Da Costa, 2016).

Por lo tanto, debido a las necesidades económicas y de desarrollo, India tiene diferentes razones para desarrollar las REI. Primeramente, India necesita mejorar su capacidad de generación y hacer que la energía eléctrica esté disponible a lo largo y ancho del país (Dubey, 2015). Además, India enfrenta grandes desafíos con respecto a las pérdidas en el sistema eléctrico. Los sistemas de distribución y transmisión alcanzan unas pérdidas del 26% del total de su producción eléctrica. Juntamente con los robos energéticos, estas pérdidas pueden alcanzar incluso hasta el 50% de su producción (Acharjee, 2013). Las REI pueden ayudar a resolver estos problemas, por ejemplo mediante el uso de los medidores inteligentes, los cuales pueden reducir hasta un 20% los robos de electricidad (Dubey, 2015). No obstante, al igual que Brasil, India enfrenta enormes desafíos como la falta de inversión, insuficiencia financiera e inadecuadas infraestructuras para la implementación de las REI (Acharjee, 2013).

2.7. Iniciativas para implementar y desplegar las REI

En esta sección se describen las iniciativas de las REI en los cuatro países estudiados poniendo especial énfasis en los proyectos y cuerpos gubernamentales que los regulan.

2.7.1. Trayectoria en los Estados Unidos de América

Entre los principales problemas de las redes eléctricas de los Estado Unidos encontramos los fuertes apagones que ha sufrido el país durante las últimas décadas. Estos han sido usados como punto de partida para realizar importantes cambios por medio de mandatos y legislaciones para mejorar y optimizar las operaciones de la red eléctrica (Godoy Simoes et al. 2012). Una de las fechas clave en este proceso fue Agosto del 2003, después de uno de

los mayores apagones en EE.UU. (apagón que afectó a 50 millones de personas con 62 MW de cargas perdida) (NIST, 2010). Después de este evento, el 109no congreso de los EE.UU. aprobó en el 2005 el *“Energy Independence and Security Act (EISA)”*, el cual incorporaba provisiones para el incentivo y subsidios para las energías renovables. Poco después, en el 110mo congreso, las REI cobraron vida como una política oficial para modernizar el sistema eléctrico estadounidense; este se formalizo en el 2007 (110th US Congress, 2007).

De acuerdo con la sección 1301 del ESA 2007, (110th US Congress, 2007) de los Estados unidos de América:

“La política de los Estados Unidos está encaminada a impulsar la modernización del sistema de transmisión y distribución nacional para mantener la infraestructura eléctrica segura y confiable, de esta manera poder hacer frente al crecimiento de la demanda además de alcanzar cada uno de los siguientes puntos, los cuales caracterizan conjuntamente una Red Eléctrica Inteligente: incrementar el uso de información digital y la tecnología de control; optimización dinámica de las operaciones de la red y los recursos; incorporación y despliegue de energía distribuida y su generación, incluida las fuentes de energía renovable; desarrollo e incorporación de la respuesta a la demanda, programas de manejo de cargas y recursos energéticos eficientes; desarrollo de tecnología ‘smart’ para sistemas de medición, comunicación de red y sistemas de distribución automático; integración de los electrodomésticos ‘smart’ y otros dispositivos de los consumidores; despliegue e integración de dispositivos avanzados para el almacenado de la energía y tecnologías para eliminar picos de V-I; entrega a los consumidores de información en tiempo real y opciones de control, así como el desarrollo de estándares para la comunicación e interoperabilidad”

Con esta ley se daba la luz verde para empezar la carrera hacia las redes eléctricas inteligentes, asignando como principal responsable a *“The National Institute of Standards and Technology (NIST)”*. Esta institución es la encargada de coordinar el desarrollo de un marco de protocolos y modelos estandarizados para manejar la información y permitir la interoperabilidad de los dispositivos y sistemas inteligentes. Reconociendo que sin estándares los nuevos proyectos podrían quedar obsoletos en poco tiempo, el NIST desarrollo un plan dividido en tres fases de operación (NIST, 2010):

- Primera fase: creación del *“Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standard”*, en enero del 2010.
- Segunda fase: creación del *“Smart Grid Interoperability Panel (SGIP)”*, el cual sustenta el desarrollo de otros estándares adicionales.
- Tercera fase: creación de un marco robusto para certificar los dispositivos y sistemas inteligentes.

Una de las piedras angulares en este proceso fue el “*American Recovering and Reinvestment Act (ARRA)*”. Este fue firmado en el 2009 por el presidente Obama para estimular las actividades económicas, invertir en un crecimiento a largo plazo, e impactar a la economía de EE.UU. de forma directa. Esta ley aceleró el desarrollo de tecnologías inteligentes para modernizar el sistema eléctrico invirtiendo aproximadamente 4,5 BUSD de dólares para el sistema eléctrico (NIST, 2014).

Actualmente existen 2 grandes iniciativas: (1) Smart Grid Investment Grand Program (SGIG) y el (2) Smart Grid Demonstration Program (SGDP). La SGIG tiene el objetivo de acelerar la modernización del sistema de transmisión y distribución y atraer inversiones para desarrollar tecnología inteligente, herramientas, y técnicas para mejorar el desempeño de las redes actuales. Por otro lado el SGDP, explora nuevos avances en las REI y en sistemas de almacenamiento, evaluando su desempeño para futuras aplicaciones (U.S. Department of Energy, 2015). La Figura 11 muestra el número de proyectos lanzados desde ARRA09 para promover las REI en los EE.UU.

En el SGIG se han invertido conjuntamente con el departamento de energía de los Estado Unidos 8 BUSD en 99 proyectos que incluyen cada una de las regiones del país y engloban más de 200 empresas de energía y otras organizaciones. Por otro lado, en la segunda iniciativa se invirtieron 1,6 BUSD en 32 proyectos agrupados en dos áreas: Smart Grid Regional Demonstration (16 proyectos) y Energy Storage Demonstration (16 proyectos) (DOE, 2015).

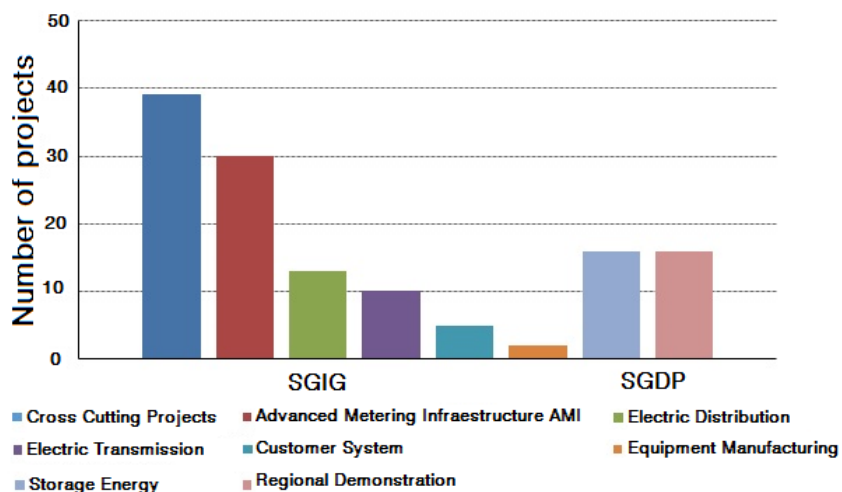


Figura 11. Distribución de los proyectos de las REI en EE.UU. (U.S. Department of Energy, 2015)

2.7.2. Trayectoria en la Unión Europea

La Unión Europea se ha convertido en una compleja red eléctrica que involucra más de 28 países. Durante la última década la UE ha trabajado fuertemente para construir una red

eléctrica integrada, competitiva y con un mercado energético sostenible (EC, 2015a). No obstante, es evidente que aún queda mucho por hacer, sobre todo después de haber sufrido los efectos devastadores de fallos en la red eléctrica que afectaron a numerosos países de la región. Por ejemplo, el apagón originado en Alemania en el 2006, el cual afectó a aproximadamente 5 millones de usuarios en Francia y 10 millones en Bélgica, Alemania, Italia, Portugal, España y el este de Europa. Los disturbios energéticos alcanzaron incluso la parte norte de África, por medio del cable submarino España-Marruecos (Pearson, 2011). Vea también el apagón de Italia en el 2003 (Berizzi, 2004).

Uno de los primeros pasos hacia las REI fue la creación de la *“European Technology Platform (ETP) Smart Grid”*. Este organismo fue creado en el 2005 para desarrollar una visión común para las redes Europeas del año 2020 y más allá (EC, 2016):

“Es de vital importancia que las redes eléctricas europeas sean capaces de integrar todas las tecnologías de generación de baja emisión de carbono; así mismo tiene que empoderar a los consumidores para que jueguen un papel activo en la cadena de la energía. Esto debe de hacerse modernizando las redes de forma eficiente y económicamente viable”

Posteriormente, con la creación del *“Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)”* (European Commission, 2016) se definieron objetivos, acordes con las políticas europeas, para alcanzar las metas del año 2020. Tanto es así que desde que la UE adoptó su primer paquete de medidas sobre el cambio climático y la energía (2008), se ha avanzado muchísimo en este campo y hoy en día el continente está encaminado a alcanzar sus metas propuestas. El SET-Plan identifica las siguientes áreas como objetivos principales para alcanzar las metas de introducción y uso de las energías renovables, eficiencia energética y las reducciones de gases de efecto invernadero para el periodo 2020 al 2050 (Ekanayake et al. 2012):

- El fortalecimiento de red, incluyendo su ampliación en alta mar.
- Desarrollo de arquitecturas descentralizadas para el control del sistema.
- Entregar una infraestructura de comunicaciones.
- Permitir un manejo activo de la demanda de la energía.
- Integración de la generación renovable e intermitente.
- Mejorar la inteligencia de la generación y demanda de la red.
- Utilizar los beneficios de la Generación Distribuida (GD) y el almacenamiento.
- Preparación para la aparición de los vehículos eléctricos.

El SET-Plan ha recibido un gran soporte político del Consejo y del Parlamento Europeo, y ha impulsado la creación de Iniciativas Industriales Europeas (EII, de su acrónimo en inglés),

así como la creación de la Alianza de Investigación de Energía Europea (EERA, de su acrónimo en inglés), además de otras estrategias que dan soporte al ETP (Martini, 2015). ERRA es una alianza liderada por organizaciones de investigación europeas formada en el 2008, y contribuye a coordinar investigaciones públicas para desarrollar infraestructuras eficientes para generar, transmitir, distribuir y almacenar energía. Todo esto se está llevando a cabo mediante la concepción y ejecución de Programas Conjuntos de Investigación (JRP, de su acrónimo en inglés); así ERRA está ejecutando 16 diferentes programas conjuntos que abarcan las tecnologías de producción de energía, así como la integración de estos en el sistema.

Según (Colak et al. 2015) en el 2014 existían aproximadamente 459 proyectos (Tabla 2 y Figura 12) de REI en la Unión Europea. Estos están divididos en proyectos de Investigación y Desarrollo, y proyectos de Demostración y Despliegue, según su estado en la cadena de innovación. Todos los proyectos nacionales e internacionales están divididos en las siguientes áreas: manejo de las redes eléctricas inteligentes, integración de los Recursos Energéticos Distribuidos (RED), integración de las FER a gran escala, clientes y casas inteligentes, vehículos eléctricos, medidores inteligentes y otras aplicaciones.

Tabla 2. Proyectos europeos sobre las REI por estado de desarrollo.

-	Nacionales	Multinacionales	Total
R&D*	87	124	211
D&D**	85	163	248
Total	172	287	459

*R&D: Investigación y Desarrollo; **D&D: Demostración y Despliegue

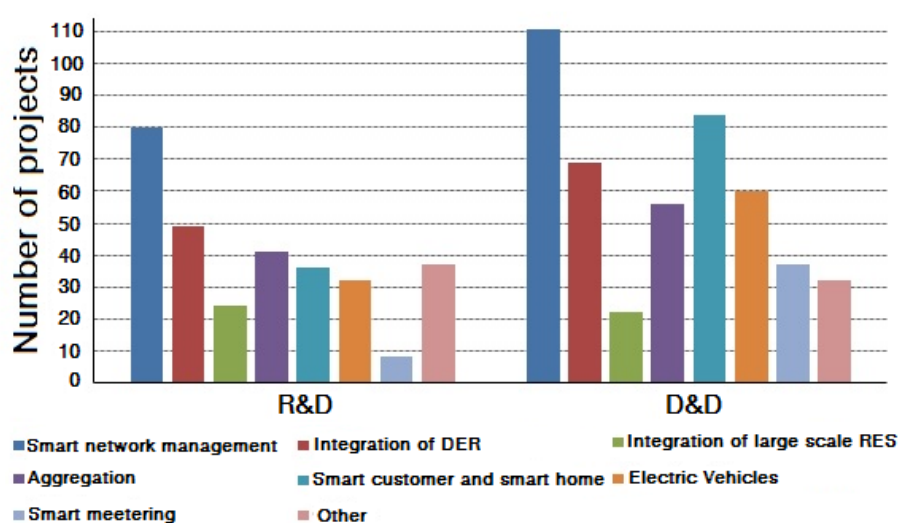


Figura 12. Distribución de los proyectos de las REI por estado de desarrollo. (ERRA, 2017)

2.7.3. Trayectoria en Brasil

Brasil es un país de dimensiones continentales con una matriz energética predominantemente renovable y un sistema de transmisión altamente interconectado (MME, 2016a). Actualmente Brasil está considerado como uno de los mercados más grandes en América Latina y uno de los mercados emergentes más grandes del mundo para las REI, seguido de cerca por Colombia e India (ITA, 2015). Su creciente grado de desarrollo, así como de demanda energética, y sus altas pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución están poniendo en peligro su seguridad energética a largo plazo.

Las REI han surgido en este país como la principal respuesta ante los mencionados problemas. En Brasil, ANEEL es la única institución gubernamental en cargo de regular las políticas y las guías para el uso y la explotación de los servicios eléctricos. Así, este organismo está buscando maneras de impulsar las REI desde el 2008. Por ejemplo, en el 2010, ANEEL condujo el primer plan estratégico llamado “Programa Brasileño para las REI”, el cual consistía en una respuesta pública para la elaboración de proyectos encaminados a las REI (ANEEL, 2010). De esta manera, también en la esfera regulatoria, se han tomado muchas iniciativas gubernamentales para integrar y manejar de manera eficiente los proyectos para modernizar la red eléctrica de este país. Un ejemplo de ello son las leyes que vieron la luz entre el 2009 y 2012: utilización del sistema de distribución y transmisión para transportar señales digitales y analógicas como internet (RN 375/2009), la implementación obligatoria de un Sistema de Información Geográfica (SIG) para el sistema de distribución (RN 395/2009), las guías para acoplar las mini y micro centrales de generación distribuida a la red de distribución (RN/ 482/2012), o las guías para el uso de medidores inteligentes de bajo voltaje (RN 502/2012) (Di Santo et al. 2015).

Las REI en Brasil están siendo implementadas sobre todo a través de medidores inteligentes, los cuales se encuentran en su primera fase de despliegue y por tanto con baja penetración en el país. En 2014 se esperaba conseguir solo el 7,5% de incorporación, y para el año 2030 se espera conseguir el 75,3% (Álvarez, Ghanbari, y Markendahl, 2014). Hasta el momento los principales desafíos relacionados con las REI son: el tamaño de la matriz energética, las áreas remotas del Amazonas y áreas rurales, las conexiones ilegales, los robos energéticos y las regulaciones del sistema eléctrico (Pica Quinteiro, Vieira, y Dettogni, 2011).

Con respecto a los proyectos pilotos, como resultado del Programa Brasileño de las REI se aprobó en el 2013 el “*Plan Inova Energía*”, el cual intenta extender las REI en Brasil. Este plan de acción surgió con la colaboración del Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES), la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANNEEL) y la Financiadora de Estudios y Proyectos de Brasil (FINEP), aportando un total de 920 MUSD desde el 2013 hasta el 2016, enfocado para

compañías e instituciones (ANEEL, 2013). Las áreas temáticas son las siguientes: REI y Ultra Alto Voltaje (UHV, de su acrónimo en inglés), generación de energía mediante fuentes alternativas, vehículos híbridos y eficiencia energética (Carvalho, 2015). La Tabla 3 muestra los principales proyectos pilotos que se han empezado a desarrollar en Brasil, los cuales están o han sido ejecutados por las empresas eléctricas públicas del país. El programa completo se puede encontrar en (Di Santo, Kanashiro, Di Santo, y Saidel, 2015) (RIB, 2016).

Tabla 3. Proyectos pilotos en Brasil.

Nº	Detalles del proyecto piloto	Funcionalidades	Estado del proyecto
1	Smart City - Búzios 10.000 usuarios.	AMI&T ² , GA ³ , Self-Healing, REG ⁴	En ejecución
2	Smart Grid program – Baueri e Vargem Grande Paulista. 84.000 usuarios.	AMI&T, GA, Self-Healing, REG, Storage Energy.	En ejecución
3	InovCity –Aparecida. 15000 usuarios.	AMI&T, GA, Self-Healing	En ejecución
4	Cities of the Future – Sete Lagoas. 95.000 usuarios.	AMI&T, GA, REG, Energy efficiency	En ejecución
5	Parintins project - arintins. 145.000 usuarios.	AMI&T, GA, Self-Healing, REG	En ejecución
6	Fernando de Noronha project – Fernando de Noronha. 885 usuarios.	AMI&T, GA, Self-Healing, REG, Storage Energy	En ejecución
7	Paraná smart grid – Curitiba 10.000 usuarios.	AMI&T, GA, Self-Healing, REG	En ejecución

2.7.4. Trayectoria en India

India es la tercera mayor economía del mundo y uno de los países que está experimentando un crecimiento energético y económico acelerado. Consecuentemente, se posiciona cuarto en el ranking mundial de generación de energía con un total de 254 GW en el 2014 (Bikash y Subrat, 2015) contradictoriamente es uno de los países que posee una de las redes eléctricas más débiles del mundo (Acharjee, 2013) y depende fuertemente de los combustibles fósiles para su desarrollo a largo plazo. Al igual que Brasil, el sector energético indio enfrenta grandes desafíos como sus altas pérdidas en los sistemas de distribución y

²Advance Metering Infrastructure and Telecommunication

³ Grid Automation

⁴ Renewable Energy Generation

transmisión, insuficiencia energética, picos de demanda, baja cobertura eléctrica, entre otros. Para ayudar a alcanzar el crecimiento exponencial de la demanda energética, el Ministerio de Energía de India ha tomado muchas acciones para modernizar su red eléctrica y avanzar hacia las REI. Actualmente el progreso se ha llevado a cabo por dos actores principales: (1) la reestructuración acelerada del desarrollo del sistema eléctrico y programas de reforma (R-APDRP, de su acrónimo en inglés); y, (2) iniciativas gubernamentales como la “*Indian Smart Grid Task Force (ISGTF)*” o la “*Indian Smart Grid Forum (ISGF)*”.

El R-APDRP fue fundado en el 2008 y se encarga que muchos de los elementos que componen una REI estén presentes en la mayoría de las empresas de distribución del país. Su principal objetivo es conseguir una mejora sustancial del desempeño de las redes eléctricas, sobre todo en términos de reducción de pérdidas (alrededor del 15%). El R-APDRP está aún en marcha y una vez finalice puede proveer unas buenas bases para transformar el sistema de distribución en una red mucho más inteligente y versátil (Datta y Mohanty, 2013) (MoP India, 2016b).

El ISGTF se creó en diciembre del 2010 por el Ministerio de Energía de India para establecer los principales puntos de interés del gobierno con respecto a la a las actividades que se deben tomar para avanzar hacia las REI, incluyendo la creación de un mapa de ruta para tal cometido. Este organismo está formado por 5 grupos de trabajo para hacerse cargo de los principales proyectos pilotos del país (POWERGRID, 2016). Por otro lado, la ISGF se creó para acelerar el desarrollo de tecnología inteligente. Este organismo cuenta con más 200 miembros y 10 grupos de trabajo. Los puntos focales de estos grupos son: sistemas de transmisión y distribución avanzada, sistemas de comunicación para las REI, regulaciones y políticas, diseño y arquitectura, modelos de negocio piloto, microredes, ciber-seguridad y energías renovables (MoP India, 2016a)

El ISGTF y el ISGF crearon en el 2013 el primer mapa de ruta, “*Smart Grid Vision and Road Map*”, para guiar al país hacia las REI. Desde entonces se han empezado más de 14 proyectos en todo el país enfocados sobre todo en los sistemas de distribución energética (ISGF, 2016). En esta primera fase, los medidores inteligentes para aplicaciones industriales y residenciales son los proyectos que más destacan, ya que este uno de los elementos que más resaltan en todos los proyectos empezados en el país. En la Tabla 4 se pueden observar los principales proyectos llevados a cabo en India, sus principales características, así como su estado de evolución.

Tabla 4. Catorce proyectos piloto de India.

Nº	Detalle del proyecto	Funcionalidades	Estado del proyecto
1	Assam state. Guwahati Distribution Region. 15.000 usuarios.	AMI R ⁵ , AMI I ⁶ , PLM ⁷ , OMS ⁸ , PQM ⁹ and DG	Bajo evaluación
2	Chhattisgarh state. Siltara and DDU Nagar of Raipur. Alrededor de 1.987 usuarios.	AMI I, and PLM	Bajo evaluación. Se ha sugerido cancelarlo
3	Gujarat state. Noroda of Sabarmati circle and Deesa-II of Palanpur circle. 39.422 usuarios.	AMI R, AMI I, and OMS	Bajo evaluación
4	Haryana state. Panipat City Sub-division. 31.914 usuarios.	AMI R, AMI I, and OMS, SCADA/DMS	En ejecución
5	Himachal Pradesh state. KalaAmb. 1.251 usuarios.	AMI I, PLM, OMS, and PQM	En ejecución
6	Karnataka state. VV Mohalla, Mysore. 24.532 usuarios.	AMI R, AMI I, PLM, OMS, and PQM, DG	En ejecución
7	Kerala state. Spread over the geographical area of Kerala. 25.078 usuarios.	AMI I	Bajo evaluación
8	Maharashtra state. Baramati Town. 25.078 usuarios.	AMI I, AMI R, and OMS	Bajo evaluación
9	Puducherry state. Division 1 of Puducherry. 87.031 usuarios.	AMI I, AMI R	En ejecución
10	Punjab state. Industrial Division of City Circle. 9.818 usuarios.	AMI R, AMI I, and PLM	Bajo evaluación
11	Rajasthan state. VKI Jipur. 34.752 usuarios.	AMI I, AMI R, and PLM	Posiblemente se cancele
12	Telangana state. Jeedimetla Industrial Area. 11.904 usuarios.	AMI R, AMI I, PLM, OMS, AND PQM	Bajo evaluación
13	Tripura state. Electrical Division No.1 of Agartala town. 46.071 usuarios.	AMI I, AMI R, and PLM	En ejecución
14	West Bengal state. Siliguri Town in Darjeeling District. 4.404 usuarios.	AMI I, AMI R, and PLM	En ejecución

2.8. El Internet de la Energía o Smart Grid 2.0.

Como se ha visto en secciones anteriores, tanto en países desarrollados como en vías de desarrollo, la red eléctrica tradicional está evolucionando hacia una red moderna y digital, llamada Red eléctrica Inteligente o Smart Grid. Esta nueva red proporcionará una serie de

⁵ Advanced Metering Infrastructure Residential

⁶ Advanced Metering Infrastructure Industrial

⁷ Peak Load Management

⁸ Outage Load Management

⁹ Power Quality Management

beneficios que ayudaran a crear una red eléctrica más eficiente, segura, dinámica y sostenible. La incorporación de tecnología inteligente permitirá que exista un sistema de control más adecuado desde un centro de control principal y de allí hacia los diferentes nodos de la periferia, lo cual es uno de los puntos clave de su funcionamiento (Bui et al. 2012). De esta manera, se puede afirmar que la manera de abordar este cambio se hace desde un punto de vista centralizado de un monopolio regulado, lo cual no cambia la naturaleza fundamental de este negocio. No obstante, ha sido reconocido que los avances tecnológicos de las REI podrían eventualmente revolucionar toda la naturaleza del sector eléctrico (Eisen, 2013) (Knight y Brownell, 2010). Por ejemplo, similar a los cambios que emergieron del desarrollo del Internet de las Cosas (IoT, de su acrónimo en inglés), paradigma web para la conexión, monitorización y control de los objetos de uso diario, las REI están creando un complejo y dinámico ecosistema donde la convergencia de las TICs con las RE está conllevando a una progresión natural al Internet de la Energía (IoE, de su acrónimo en inglés) (Bui et al. 2012) (Ponce-Jara, Velásquez, y Thi Nguyen, 2017).

El Internet de la Energía se puede definir como *“una infraestructura de red basada en estándares y transceptores de comunicación interoperables, Gateway y protocolos que permitirán un balance en tiempo real entre la generación local y global y la capacidad de almacenamiento para hacer frente a la demanda de energía”* (Vermensan y Friess, 2013). En este novel paradigma se integrarán los sistemas de energía conjuntamente con diferentes modelos de negocios, esto conlleva a una transformación del sistema eléctrico y de los servicios que se ofrecen actualmente (Zhou, Yang, et al. 2016). Así el concepto del Internet de la Energía prevé un cambio de paradigma en el que los poderes de monopolio pueden ser interrumpidos por lo que se ha descrito como *“capitalismo distribuido”* (Zuboff, 2010); en este nuevo paradigma, los nuevos modelos de negocio pueden utilizar la plataforma que proveen las REI para operar de forma descentralizada. En este sentido, hay una creciente preocupación sobre como cambiara este paradigma las reglas del juego en cuanto a las políticas energéticas de la generación de la energía, el consumo y las infraestructuras. Como ya se ha comentado antes, nuestras necesidades energéticas diarias no deberían estar basadas en combustibles fósiles, sino más bien en fuentes de energía renovable. Muy probablemente, en un futuro próximo, la red eléctrica estará caracterizada por un alto número de pequeñas y medianas fuentes de energías distribuidas. Además, en caso de producirse algún fallo o desastres naturales, ciertas áreas podrían estar aisladas de la red y ser alimentadas mediante fuentes de energía interna como pueden ser paneles fotovoltaicos, sistemas eólicos, fuentes de almacenamiento de energía, entre otros (Vermensan y Friess, 2013).

Una de las principales características de las futuras RE es que, por estas, fluirán grandes cantidades y tipos de datos, debido a la entrada masiva de tecnología inteligente a la red. Desde una perspectiva empresarial, esta gran cantidad de datos tiene un valor añadido que se puede extraer a través del análisis de la “*Big Data*” para proporcionar un soporte efectivo y eficiente a todos los procedimientos, operaciones, clientes y reguladores del sistema (Zhou, Fu, y Yang, 2016). No obstante, el almacenamiento, acceso y análisis de toda esta cantidad de datos podría implicar grandes retos en términos de consumo de energía en los data centers a nivel mundial, los cuales actualmente consumen el 3% de toda la energía que se produce en el mundo; esto es 416,2 TWh, el cual es un valor significativamente mayor que el consumo de Reino Unido en el 2016 (300 TWh) (Bawden, 2015). De esta manera, con el IoT en funcionamiento, y con el reciente nacimiento del IoE, los data centers podrían poner una gran presión al sistema de producción energética a nivel mundial y por tanto nuevas formas de hacer frente a la digitalización de la información deberían de considerarse.

Las regiones desarrolladas, como EE.UU. y UE, han mostrado grandes avances en éste área. Por ejemplo, en EE.UU. General Electric ha construido una red que conecta generación, transporte, distribución y consumo, todo esto para facilitar el comercio en el mercado financiero en función del valor de la energía eléctrica. En Alemania, más de 1.100 empresas se dedican a la venta de electricidad, y varias empresas están empezando a prestar servicios en la generación de energía solar, almacenamiento de energía y soporte de vehículos eléctricos (HUAWEI, 2015). En los países en vías de desarrollo como Brasil e India, el IoE podría ser una realidad a muy largo plazo. De hecho, en ambos países los proyectos pilotos de las REI empezaron solo hace algunos años atrás. Además, la actualización del sistema eléctrico presenta un gran reto, principalmente por la falta de tecnología nacional, y a la alta dependencia de inversiones extranjeras y la cantidad de problemas básicos que aún presentan estas regiones.

2.9. Conclusiones

Los países desarrollados como EE.UU. y UE son algunos de los líderes que van a la vanguardia a la hora de desplegar y desarrollar las REI. Los países en vías de desarrollo como Brasil o India tienen numerosas necesidades y retos como disminuir la pobreza extrema, falta de capital de inversión, robos de energía, y motivaciones políticas que dificultan el desarrollo de las REI. Además, Brasil e India todavía dependen de las importaciones tecnológicas y del desarrollo de tecnología de los países desarrollados que dificultan aún más los avances hacia las REI. Por tanto, si los países en vías de desarrollo quieren alcanzar el desarrollo de los

países desarrollados, la inversión y motivación estatal debería de ser mucho mayor y continua en el tiempo.

Las motivaciones regionales para desarrollar las REI son muy diferentes. En EE.UU. las primeras motivaciones para mejorar sus redes eléctricas tenían que ver con mejorar la seguridad energética y abastecer la demanda nacional, mientras que en Europa ésta fue llevada por las preocupaciones desde diferentes puntos de vista entre los diferentes países de la Unión Europea. En los países en vías de desarrollo como Brasil e India, los principales motivadores estuvieron marcados por el colonialismo y el periodo de independencia, así como por la dominación de lobbies extranjeros; y luego por la intervención estatal y los requerimientos resultantes del desarrollo de los países que poco a poco promovió el interés por las redes eléctricas. Hoy en día, EE.UU. Y UE enfocan sus esfuerzos en la eficiencia energética, el despliegue de la energía renovable, y mejorar y expandir las interconexiones entre países y estados. Por su lado, Brasil e India están orientados en reducir las pérdidas y los robos de energía. Además, India aún necesita mejorar la cobertura de electricidad a su población, la cual requerirá un gran capital de inversión.

Más allá de las específicas diferencias regionales, se ha constatado que los cuatro escenarios están influenciados por las motivaciones de luchar contra el cambio climático, los cuales pueden contribuir al del despliegue de las REI, no obstante, las razones para cumplir con los objetivos climáticos difieren unos con otros. La UE se muestra más comprometida que los EE.UU. en términos del protocolo de Kioto o más recientemente con el acuerdo de París. Por tanto, la UE ha hecho grandes avances en su carrera para descarbonizar sus redes eléctricas. Esto puede ser observado en el peso que tienen las energías renovables en su matriz energética u observando el porcentaje de reducción en el uso de carbón comparado con los Estados Unidos. Por otro lado, Brasil e India han mostrado algo de compromiso, pero sus objetivos para luchar contra el cambio climático están mucho menos definidos ya que ellos tienen otras prioridades que requieren más atención. No obstante, sin importar sus prioridades, las REI en los países en vías de desarrollo podrían ayudar a reducir significativamente los gases de efecto invernadero debido a sus características inherentes de poder manejar una gran variedad de fuentes de energía o entregar energía de calidad.

Con el fin de cumplir los objetivos del cambio climático, las estrategias propuestas deben considerar diferentes escenarios y las diferentes aplicaciones de las REI. Por ejemplo, el sistema eléctrico brasileño, el cual es altamente dependiente de plantas hidroeléctricas, presenta diferentes retos y oportunidades que el sistema eléctrico de India o el de EE.UU., los cuales están fuertemente dominados por el consumo de carbón. De esta manera, dado que las preocupaciones ante cambio climático y la generación de energía eléctrica están

relacionadas unas con otras, se requiere una intervención estatal y social mucho más fuerte para conseguir un desarrollo económico y energético que evite el uso de combustibles fósiles para producir electricidad. No obstante, esto parece aún ser una utopía en los países en vías de desarrollo donde se depende fuertemente de inversiones y tecnología extranjeras para proveer un crecimiento sostenible a largo plazo.

Finalmente, se ha observado que en los cuatro escenarios se han desarrollado procesos similares para implementar políticas que impulsen los proyectos pilotos hacia las REI. No obstante, debido a su desarrollo histórico en términos tecnológicos y económicos, los países desarrollados han tomado un enfoque más amplio tanto en las políticas energéticas como en los proyectos pilotos. De hecho, mientras que los países en vías de desarrollo están más enfocados en desplegar programas de medidores inteligentes, lo cuales están en sus primeras fases de desarrollo, los países desarrollados los incluyen como una parte de un plan completo para sus redes eléctricas (generación, transmisión, distribución y almacenamiento). Además, los proyectos de investigación y desarrollo se encuentran en estados más avanzados que si se comparan con los países en vías de desarrollo. Todo esto puede conllevar a que los países desarrollados hagan el salto hacia una siguiente etapa en el desarrollo energético, el cual es el Internet de la Energía.

Este capítulo ha servido de base para la publicación en la revista:

Ponce-Jara M.A., Ruiz E., Gil R., San Cristóbal E., Pérez-Molina C., Castro M. Smart Grid: Assessment of the past and present in developed and developing countries. *Energy Strategy Review* (ELSEVIER). Volume 18, December 2017, Pages 38-52. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.011>.

Este capítulo ha servido de base para la publicación en los siguientes congresos:

Ponce-Jara M.A., Moreano Alvarado M., Acebo Arcentales A. Las Redes Eléctricas Inteligentes y su Importancia Para mitigar los alcances de los desastres naturales. II Congreso Internacional de Electromecánica y Eléctrica. Universidad Técnica del Cotopaxi, Latacunga, Ecuador, Junio 2017. ISBN: 978-9942-759-09-2.

Ponce-Jara M.A., Velásquez Figueroa C., Thi Nguyen M. Las Redes Eléctricas Inteligentes: el camino hacia el internet de la energía. V Congreso Internacional de investigación y Actualización en Ingenierías. Corporación Universidad Remington. Centro de información de Energías Renovables (CIER), Galápagos, Octubre 2017. ISBN: 978-9942-759-18-4.

3. El sector eléctrico ecuatoriano: pasado, presente y futuro

En este capítulo se tomará a Ecuador como país de estudio, con el objetivo de analizar la evolución, estado actual y tendencias futuras en cuanto a sus redes eléctricas. Así mismo se profundizará en sus políticas energéticas, modelos de gestión, y en los pasos tomados para encaminarse hacia las Redes Eléctricas Inteligentes. Por último, se comparará a Ecuador con los países estudiados en el capítulo anterior para establecer diferencias y similitudes en la carrera por modernizar el sistema eléctrico ecuatoriano.

3.1. Introducción

Históricamente, el sector eléctrico ecuatoriano ha experimentado varios cambios en su modelo de gestión y operación. En general, estos cambios han sido fuertemente dependientes de los precios del petróleo, debido a que el petróleo ha sido la mayor fuente de exportaciones del país, y por tanto, la principal fuente de ingresos para el estado ecuatoriano. Por ejemplo, durante el auge petrolero entre el 2007 al 2014 los ingresos alcanzaron un promedio del 56% del total de exportaciones del país (BCE, 2017). Gran parte de estos ingresos se han invertido en mejorar el sector eléctrico de Ecuador.

La evolución del sector eléctrico ecuatoriano, desde la perspectiva de la gestión y operación, se puede dividir en tres periodos: 1961-1999, 1999-2007, y 2007-2017. En el primer y tercer periodo, el sector eléctrico ecuatoriano ha estado operado y controlado por el Estado a través de instituciones públicas. El primer periodo corresponde a un modelo vertical de monopolio estatal, y el tercero ha estado caracterizado por la existencia de un modelo de mercado mayorista regulado, donde el modelo vertical fue parcialmente desintegrado pero la influencia del Estado ecuatoriano ha permanecido intacta. El periodo de 1999 al 2007, por el contrario, finalizó el monopolio estatal del primer periodo y estableció un modelo de mercado mayorista liberalizado.

Más recientemente, en el último periodo, desde que el partido político Alianza País asumió el poder en el 2007, Ecuador ha dado una serie de pasos políticos y económicos motivados en parte por la necesidad de adoptar nuevas regulaciones que ayuden a reducir la desigualdad en el país (IWGIA, 2008). Estos nuevos lineamientos han conllevado importantes cambios en el sector energético. Además de los cambios económicos, las políticas energéticas han promovido el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas de diferentes tamaños y capacidades, las cuales tienen el objetivo de reducir la dependencia del petróleo y los costos asociados a la producción de electricidad mediante plantas termoeléctricas. Como resultado, la matriz de generación eléctrica ha estado constantemente cambiando desde el 2007. Al mismo tiempo, nuevas fuentes de energía, incluidas la solar y eólica, han empezado a ser explotadas con el objetivo de diversificar la matriz energética (MEER, 2017e).

3.2. Breve reseña histórica del sector eléctrico ecuatoriano

A continuación, se presenta de forma resumida cada una de las etapas por las que ha pasado el sistema eléctrico ecuatoriano hasta la fecha actual: inicios del sistema eléctrico ecuatoriano, Ley Básica de Electrificación, Ley de Régimen del Sector Eléctrico, mandato constituyente No. 15 y regulación actual. Se hace hincapié en la estructura, organización y regulaciones que han dirigido este sector.

3.2.1. Inicios del sistema eléctrico

El sistema eléctrico ecuatoriano empezó de la misma forma que lo hicieron los diferentes países alrededor del mundo, es decir, con el desarrollo de sistemas aislados de generación que abastecían a cargas cercanas. En 1897 se funda la primera empresa eléctrica llamada “*La Eléctrica*”, la cual subministró 200 kW de potencia a la ciudad de Quito (EEQ, 2014). A partir de aquí se da el punto de partida para que pequeñas centrales de generación, centradas en mercados locales, nacieran alrededor del territorio nacional. Como ejemplo de ello se puede citar a la “*La Sociedad Sur Eléctrica*” la cual alumbró por primera vez la ciudad de Loja en 1899 con una potencia de 14 kW de corriente continua (Pacheco Jaramillo y Chamba Chamba, 2008), o la instalación de la primera planta hidroeléctrica en la provincia de El Oro en el 1924, para suministrar energía a las minas de oro situadas en la zona (Peláez-Samaniego et al. 2007).

Hasta 1961, el sistema eléctrico ecuatoriano estuvo fuertemente dominado por empresas privadas y municipales. Muchas de ellas creadas en países extranjeros y establecidas en diferentes partes del país por influencias políticas y negociados locales como es el caso de

“The Quito Electric Light and Power Company (1900)” o “Empresa Eléctrica del Ecuador, EMELEC (1925)”, ambas constituidas en los Estados Unidos de América (EEQ, 2014) (El Universo, 2002). Durante este periodo proliferaron pequeños sistemas de generación térmicos (60%) e hidráulicos (40%), para abastecer al 35% de la población. La capacidad total de generación era de a 190.000 kW (Paz y Cepeda, 2002).

3.2.2. Ley Básica de Electrificación (LBE)

El cambio de la situación anterior se inicia con la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) bajo el amparo de la Ley Básica de Electrificación en el 1961. Se trataba de la primera institución pública encargada de todas las actividades inherentes al sector eléctrico como son generación, transmisión y distribución, con la participación de las empresas municipales y privadas. En los años 70’s se reforzó este modelo y se impulsó económicamente gracias a las regalías de los recursos petroleros encontrados en la Amazonía ecuatoriana (Pachano Mena, 2014); se contaba con el 47% de las regalías por exportación de crudo, resultando en una cifra de 120 MUSD anuales.

La riqueza petrolera de esta década propició que INECEL proveyera de electricidad a un mayor número de pobladores mediante la ampliación del sistema de transmisión y distribución, a través del aprovechamiento de nuevas fuentes de energía hidroeléctrica programadas en su Plan Nacional de Electrificación (1971-1985). Los objetivos principales de este plan eran la integración de los sistemas regionales, la construcción de un Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la elaboración de un plan para la electrificación rural. Desde el año 1973 hasta el año 1983, INECEL puso en operación varias centrales de generación para cumplir con la creciente demanda energética propiciada sobre todo por el crecimiento económico y poblacional del país. La Tabla 5 presenta las centrales de generación puestas en marcha durante el mencionado periodo.

Tabla 5. Proyectos de generación, INECEL 1973-1983. (Jaramillo, 1991)

CENTRAL DE GENERACIÓN	POTENCIA INSTALADA	LUGAR y Año
<i>Central de gas</i>	26 MW	Guayaquil, 1976
<i>Central de diésel</i>	31,2 MW	Quito, 1977
<i>Central de vapor</i>	73 MW	Guayaquil, 1978
<i>Central de vapor</i>	73 MW	Guayaquil, 1980
<i>Central de gas</i>	51 MW	Quito, 1981
<i>Central de vapor</i>	130 MW	Esmeraldas, 1982
<i>Central de hidráulica</i>	69,2 MW	Pisayambo, 1977
<i>Central de hidráulica</i>	500 MW	Molino (Paute), 1983

Hasta el año 1990, INECEL contaba con 1.717 MW de potencia instalada de los cuales 897 MW correspondían a centrales hidroeléctricas y 808 MW a centrales térmicas. Por otro lado, el SNI disponía de 667 km de líneas a 230 kV, 1170 km de líneas a 138 kV y 27 subestaciones de transformación. El sistema de 230 kV forma el anillo principal en la zona andina y parte de la costa; el sistema de 138 kV alimenta a las diferentes provincias del país. La comercialización y distribución de la energía la llevaban a cabo 20 empresas regionales (Jaramillo, 1991), (Figura 13).

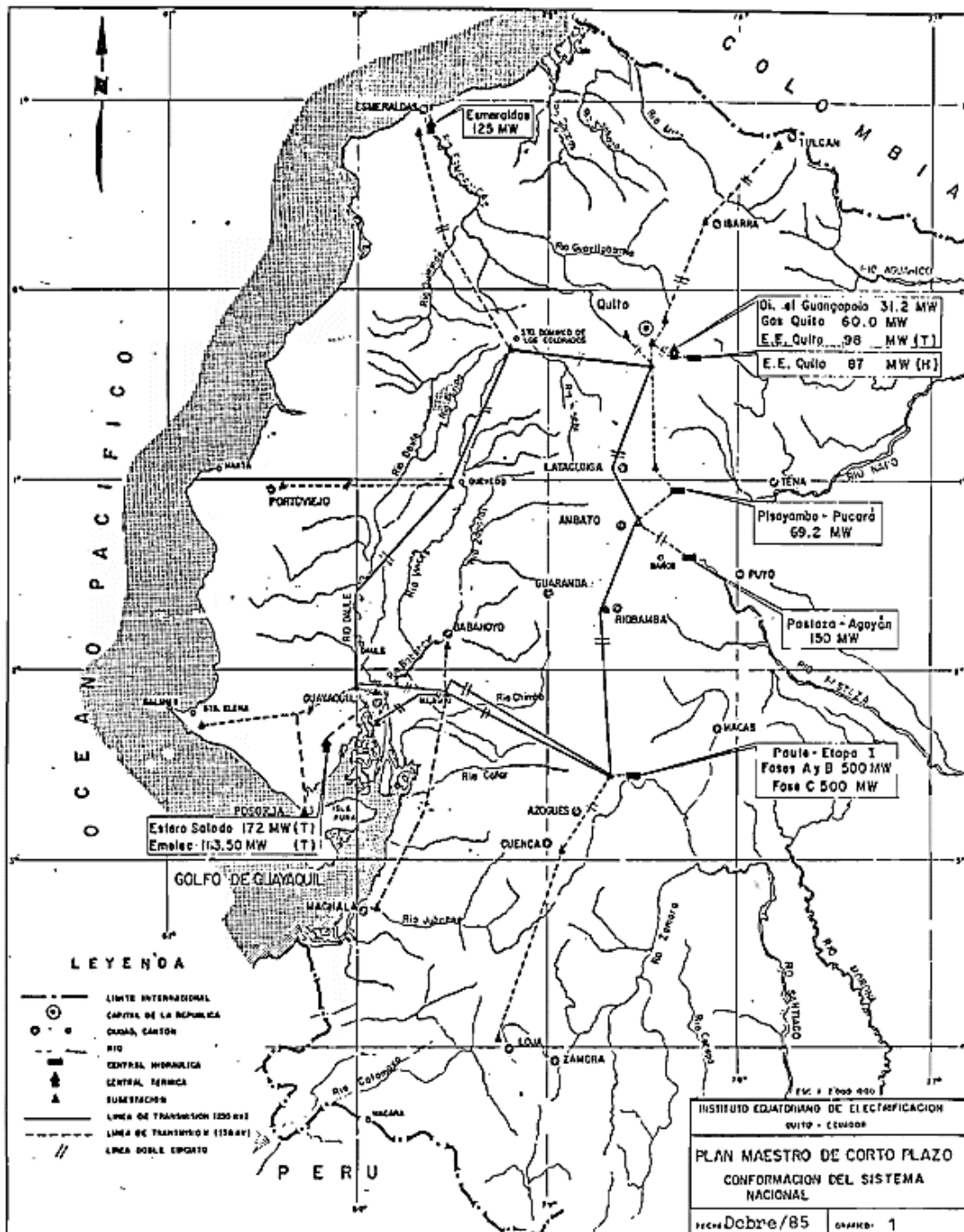


Figura 13. Conformación del sistema nacional, 1984. (Jaramillo, 1991)

3.2.3. Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)

Lamentablemente, INECEL no tuvo la continuidad deseada y el 31 de marzo de 1999, tras un periodo de transición de tres años (1996 al 1999), finalizó sus operaciones. Entre las principales causas de su deterioro como institución cabe mencionar primeramente la crisis económica sufrida en los años 80's y 90's (Paz y Cepeda, 2002), la cual fue debida sobre todo al desplome del precio del petróleo que pasó de 34,56 a 12,75 USD el barril (Figura 14). Esta tendencia se mantuvo desde 1986 hasta el final de su funcionamiento en 1996 (BCE, 2013).

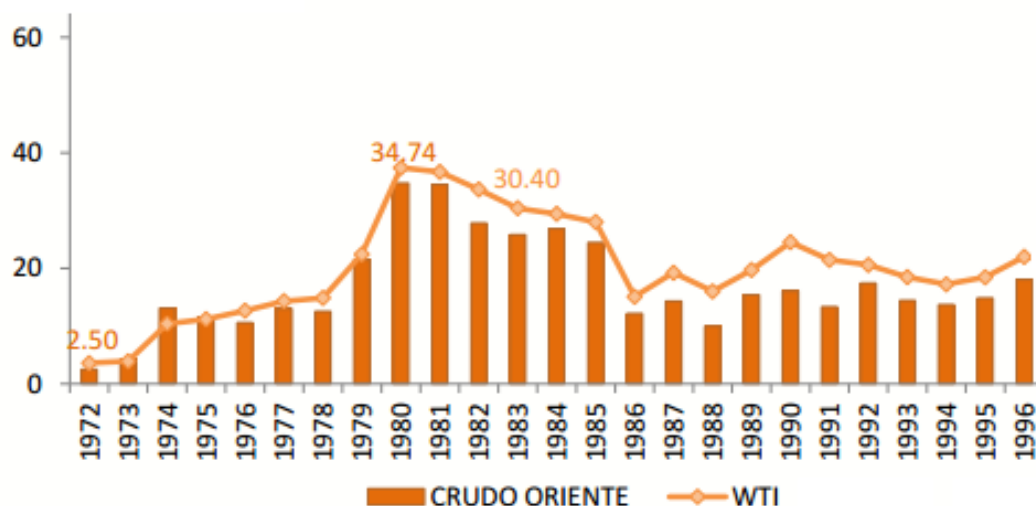


Figura 14. Precios anuales de crudos Oriente VS WT (West Texas Intermediate). (BCE, 2013)

Al ser este un sector altamente vulnerable a los cambios del valor del precio del crudo, sobre todo por sustentarse a través de las regalías que se desprenden de él, se vio seriamente afectado. Por tanto, al no tener recursos económicos suficientes y al mal manejo de la institución, INECEL cae en pérdidas y en una cierta debacle en los años posteriores. Esto se manifestó en la década de los 90's en forma de continuos racionamientos de energía eléctrica (Jaramillo, 1991).

Fue durante el gobierno de Sixto Durán-Ballén (1992-1995) donde se marca un importante cambio en la concepción y la aplicación de la política económica basada en la liberalización y apertura externa (Jaramillo, 1991). Siguiendo esta receta, el gobierno decide dar un impulso a un "nuevo modelo empresarial" de desarrollo basado en la adjudicación del papel dinamizador del sector eléctrico al sector privado. Este modelo estaba avalado por la consultora ENDESA-Price Waterhouse contratada por el gobierno ecuatoriano para reestructurar este sector (Neira y Ramos, 2003). Los principales objetivos que se buscaban eran los de modernizar el sector eléctrico ecuatoriano, mejorar la calidad de los servicios y lograr la participación privada; todo ello dirigido a satisfacer la creciente demanda de energía en el país.

Todo este proceso fue posible gracias a la aprobación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) el 19 de Octubre de 1996, en el Congreso Nacional, la cual sustituía a la Ley Básica de Electrificación que regía hasta entonces (Ecuador, 1996). El Ministerio de Energía y Minas (MEM), a través de decreto ejecutivo No. 773 del 14 de abril de 1999 ejecutó todo el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico. De esta manera, los activos del INECEL (de generación y transmisión) y las acciones en 19 de las 20 distribuidoras, fueron transferidas en propiedad al Fondo de Solidaridad para el desarrollo Humano de la Población Ecuatoriana (FSHPE), quien se constituiría en accionista mayoritario de las nuevas seis empresas de generación y una de transmisión que empezaron a operar en abril de 1999 (Neira y Ramos, 2003).

Así, el ex INECEL se estructuró según un modelo en el cual se dividían las actividades de generación, transmisión y distribución, permitiendo la libre competencia en la generación eléctrica. El sistema se hallaba integrado por los siguientes 3 actores:

1. Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

El CONELEC se crea como una entidad jurídica de derecho público con autonomía administrativa, económica, financiera y operativa ejerciendo todas las actividades de regulación y control definidas en la LRSE (Ecuador, 1996). Este empezó a funcionar a inicios del 1998.

2. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

Este se constituye como una corporación civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros son todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Este organismo se encarga del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final (Neira y Ramos, 2003).

3. Empresas de Generación, Empresas de Transmisión y Empresas de Distribución y Comercialización

Para poder generar energía en el mercado energético del Ecuador las personas jurídicas deben estar facultadas por el CONELEC, a través de concesiones, permisos o licencias, acorde a lo establecido en las leyes y reglamentos.

El sistema de transmisión de la energía eléctrica es un servicio público a nivel nacional liderado por la empresa única de transmisión TRANSELÉCTRIC S.A.

La distribución y comercialización es un servicio público prestado por compañías autorizadas por el CONELEC con carácter de exclusividad y regulada en las respectivas áreas geográficas.

Estructura y organización del sistema eléctrico (1996)

La Figura 15 muestra las relaciones que se daban entre los diferentes actores del sistema eléctrico ecuatoriano, así como los organismos de regulación y supervisión de las operaciones técnicas y financieras del mismo.

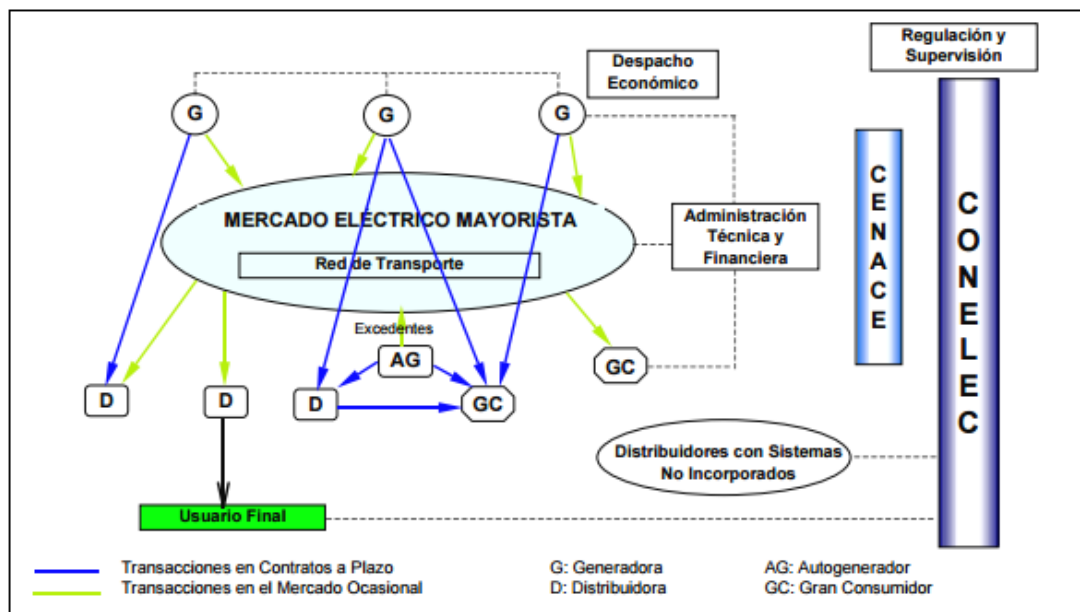


Figura 15. Estructura y organización del sistema eléctrico ecuatoriano, 1996. (CONELEC, 2007)

3.2.4. Reforma del sector eléctrico a partir del Mandato Constituyente No.15

La aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), que estuvo en vigencia hasta el 2015, no acabó de sentar unas bases sólidas para establecer un mercado eléctrico mayorista (CONELEC, 2007a). Esta ley formó parte de una tendencia mundial de globalización comercial, económica y financiera, la cual se centró en la liberalización del mercado con la intención de privatizar los servicios públicos de energía atrayendo capital privado. De acuerdo con LRSE, el Estado abandona su rol planificador en el sector eléctrico y su estrategia se basó en la aprobación del Plan Nacional de Electrificación (PNE). Se preveía que a través del PNE y mediante la propia fuerza del nuevo sistema, sus principios y dinamismo, alentaría a nuevas empresas a invertir en la generación eléctrica. No obstante, los resultados de este nuevo modelo aplicado en Ecuador no fueron satisfactorios.

Además de esto, otros tipos de barreras se identificaron desde que este modelo entró en operación. Una de estas barreras fue el gran déficit encontrado en abril del 1999. El costo de la electricidad para los consumidores domésticos, industriales y comerciales se encontraba un 44% por debajo de la tarifa real la cual era 8,24 ¢USD/kWh . Debido a este déficit, el país fue forzado a establecer un plan mensual de reajuste de las tarifas eléctricas en octubre de 1999. No obstante, la crisis económica en la que entró el país en este mismo año empeoró las cosas, forzando a una reducción aún más acusada de 2,5 ¢USD/kWh. Esta tarifa se mantuvo hasta el mes de mayo del 2000, como se muestra en la Figura 16. Desde entonces, la tarifa eléctrica fue enmendada mediante la aplicación de diversos planes de reajuste de tarifa, pero nunca se alcanzó la tarifa real. Todo esto produjo una situación crítica en el sector eléctrico (CONELEC, 2009).

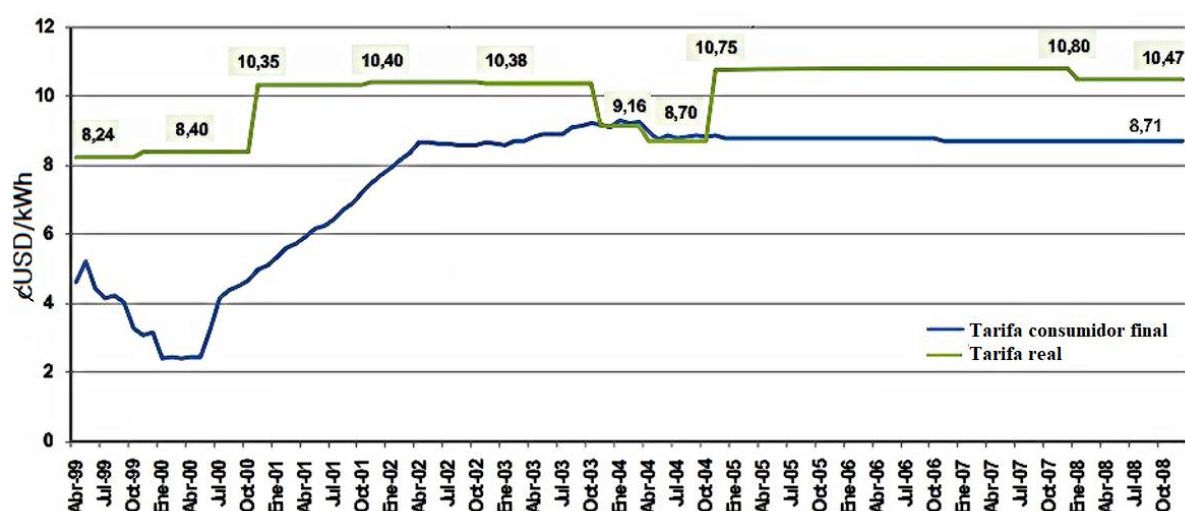


Figura 16. Evolución de la tarifa eléctrica desde Abril 1999 a Octubre 2008. (CONELEC, 2009)

La aplicación de una tarifa real y acorde con los costos asociados a la generación y transmisión de electricidad fue compleja, debido sobre todo a las grandes asimetrías en los niveles de ingresos de la población ecuatoriana. Por lo tanto, los gobiernos durante el periodo 1997-2007 escogieron establecer tarifas por debajo de los costos reales de producción a través de subsidios a la electricidad (especialmente porque la electricidad producida por las plantas termoeléctricas era muy cara). Como era de esperar, este déficit afectó gravemente a las compañías de distribución, las cuales acumularon unas altas deudas con el mercado eléctrico (por ejemplo, al estado el cual poseía muchas de las compañías). Consecuentemente, la deuda fue el único mecanismo disponible para las compañías distribuidoras para recuperar recursos económicos para sus operaciones (CONELEC, 2007b).

Además de los problemas tarifarios, otros problemas como las altas pérdidas técnicas y no técnicas (23,4% en el 2006), la alta dependencia de combustibles fósiles (450 millones de

galones/año), largos periodos de estiaje (especialmente durante el 2004 y 2006), una creciente dependencia de la importación de energía (hasta 9,6%), así como las sobrecargas en las empresas eléctricas, fueron algunas de las otras causas que llevaron al sector eléctrico ecuatoriano a una crisis profunda (CONELEC, 2007b). La Figura 17 resume algunas de las causas mencionadas.



Figura 17. Factores que causaron la crisis del sector eléctrico en el 2006. (CONELEC, 2007a)

Durante este periodo las ERNC no tuvieron casi participación en la matriz energética del país; la energía fotovoltaica y eólica tomó un ligero protagonismo a principios del año 2005 y 2007 con un aporte de 0,02 MW y 2,4 MW respectivamente. Por otro lado, la capacidad hidroeléctrica instalada quedó muy por debajo de la capacidad de generación térmica durante el mismo periodo, representando un aumento de 349 MW versus 860 MW respectivamente. En la Figura 18 se observa la potencia nominal instalada según el tipo de central de generación en el mencionado periodo.

El parque generador térmico que más creció en este periodo fue la Generación Térmica de Motores de Combustión Interna (MCI) con un 69,42% y la Generación Térmica Turbovapor con un 14,16%; por el contrario, la Generación de Turbo-gas disminuyó 13,93 MW respecto a los valores del año 1999. Este crecimiento obedece a una serie de factores como los altos subsidios que el gobierno ecuatoriano otorga a los combustibles fósiles, los cuales dificultan la entrada de nuevas formas de generación de energía más eficientes energéticamente y con menos implicaciones medioambientales (Ponce-Jara, Moreano Alvarado, y Gutierréz Lino, 2016); por otro lado, otro factor que favoreció esta tendencia

fueron los fuertes ciclos de sequía que experimento el país durante los años 2004 al 2006 (EcuadorInmediato, 2009), dando lugar a elevados precios y alta volatilidad en el mercado eléctrico mayorista donde la generación térmica tenía que suplir los déficits de energía que la generación hidráulica no podía asumir. Esto fue parcialmente atenuado a raíz de la expedición del Decreto ejecutivo No. 338 del 25 de julio del 2005, que establecía precios fijos para los combustibles utilizados para la generación eléctrica y que los ubicó al mismo nivel que para el transporte en el mercado local (CONELEC, 2007b).

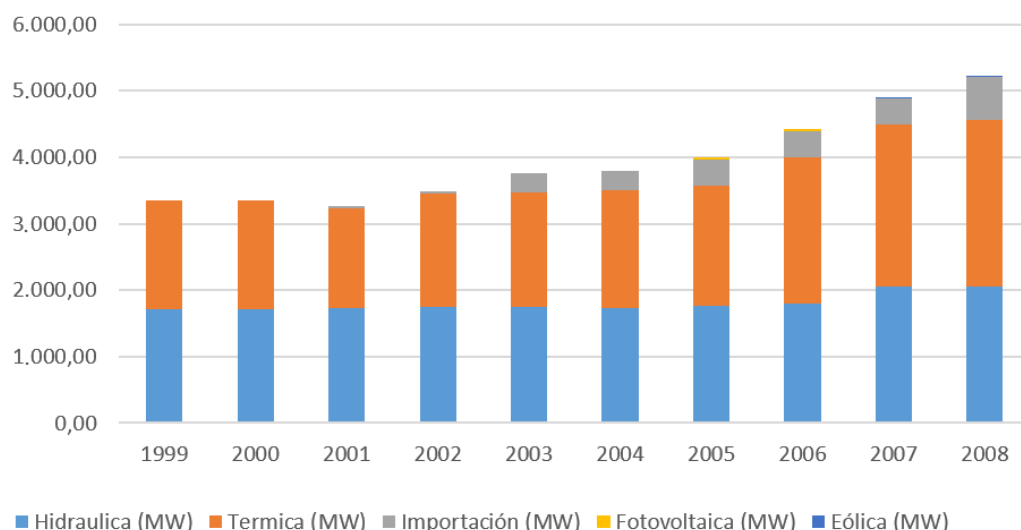


Figura 18. Potencia nominal instalada por tipo de central. Figura obtenida a partir de (ARCONEL, 2017a).

Cabe resaltar el aporte de la importación de energía desde Colombia y Perú a través de las líneas de interconexión eléctricas existentes. Esta sirvió para lograr abastecer la creciente demanda de energía dejando claro el déficit en la generación de energía eléctrica. No obstante, esto evito fuertes racionamientos de servicio y también la construcción de infraestructura de generación eléctrica.

Como consecuencia y ante la urgencia de hacer frente a la crisis del sector eléctrico, un nuevo paradigma se consideró desde el Estado ecuatoriano. Esta nueva visión requería que el Estado recobrara su papel planificador de nuevas centrales de generación para poder expandir la generación eléctrica, y como una de las herramientas para promover el desarrollo económico. De acuerdo con esta nueva visión el estado estaría a cargo de desarrollar y gestionar grandes plantas eléctricas usando parte del presupuesto general del estado o mediante alianzas estratégicas públicas-privadas. El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) se creó mediante Decreto Ejecutivo No. 475, en Julio del 2007, para poder reforzar el papel del gobierno en el sector eléctrico (MEER, 2014a). Además, se requirió que el PNE fuera obligatorio en vez de meramente indicativo. Legalmente estos

cambios fueron posibles después de reformar la LRSE en 2006 (Ecuador, 2006b). Esto ayudó a crear nuevos marcos legales para construir una nueva estructura institucional. Todas estas políticas fueron respaldadas por el Primer Plan de Desarrollo (2007-2010), como parte de la política nacional propuesta por el gobierno (MICSE, 2016b). Uno de los primeros pasos dados en el sector eléctrico fue la aprobación del Mandato Constituyente No. 15 el 23 de Julio del 2008, por la Asamblea Constitucional Nacional.

El Mandato constituyente No.15 buscó cambiar el “*Modelo de Mercado de Libre Competencia*” que rigió desde el año 1996 hacia un modelo donde el Estado tomara un papel dinamizador y preponderante dentro del sector eléctrico. Además, tenía el objetivo de subsanar los déficits y deudas que el sector eléctrico acumulaba durante los años anteriores. A modo de resumen, las formulaciones más importantes son las siguientes (Ecuador, 2008a):

- Establecimiento de la tarifa única y la eliminación del concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación. Por otro lado, el Estado queda a cargo de las inversiones en generación, transmisión y distribución¹⁰.
- Las diferencias entre los costos de generación, distribución, transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final será cubierta por el Ministerio de Finanzas¹¹.
- Eliminación del cobro del 10% adicional para la categoría comercial e industrial por consumo eléctrico establecido en el artículo 62 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Además, el Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) se financiará con recursos del Presupuesto General del Estado¹².
- Eliminación de las cuentas por pagar de las empresas de generación, transmisión y distribución en las que el Estado ecuatoriano a través de sus distintas instituciones, gobiernos, organismos de desarrollo regional, tiene participación de accionaria mayoritaria; además se extinguirán los siguientes rubros: compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustibles destinados para la generación¹³.
- Extinción de todas las deudas que las empresas de generación, transmisión y distribución adeuden a PETROECUADOR hasta la fecha en que se hace efectivo el mandato¹⁴.

El segundo gran paso en este nuevo escenario fue la aprobación, mediante Referéndum Constitucional, de la reforma de la Constitución de la república del Ecuador el 28 de septiembre del 2008. En el capítulo quinto de la constitución, el cual habla de los sectores

¹⁰ Mandato Constituyente No. 15, Art 1

¹¹ Mandato Constituyente No. 15, Art 2

¹² Mandato Constituyente No. 15, Art 3

¹³ Mandato Constituyente No. 15, Art 6

¹⁴ Mandato Constituyente No. 15, Art 10

estratégicos, servicios y empresas públicas, se establece que: (1) el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia¹⁵; (2) el Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructura portuarias, y los demás de la ley¹⁶; (3) el Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sostenible de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas¹⁷. Con estos artículos se definía el nuevo escenario en el plano energético del país. La energía eléctrica se definió como uno de los sectores estratégicos sobre el cual el Estado ecuatoriano toma toda la potestad para su gestión, contemplando incluso la creación de empresas públicas y delegando excepcionalmente esta responsabilidad a empresas mixtas (con acciones mayoritarias), privadas y/o de economía popular y solidaria.

3.3. Periodo Actual: Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE)

Desde la aprobación y puesta en marcha del Mandato Constituyente No. 15 se desarrollaron y aprobaron una serie campos normativos que buscaban el cumplimiento del mismo de la forma más adecuada posible. No obstante, muchas veces las normativas establecidas se contradecían, resultando inaplicables o se prestaban para malinterpretaciones por parte de las empresas distribuidoras y los consumidores finales (ARCONEL, 2016b). Algunos de los mandatos aprobados para habilitar el mandato constituyente No. 15 fueron:

- **Regulación No. CONELEC 006/08** (Aplicación del Mandato Constituyente): Esta Regulación que entró en vigor el 12 de agosto del año 2008 pretende: definir los nuevos parámetros regulatorios que se consideran para el cálculo de las tarifas eléctricas; definir las reglas comerciales para el funcionamiento de mercado; aplicación de pliegos tarifarios; establecer los mecanismos de coordinación con el Ministerio de Finanzas; y establecer procesos de transición que garanticen el correcto funcionamiento del sistema.

¹⁵ Constitución de la República del Ecuador, 2008, capítulo quinto, Artículo 13

¹⁶ Constitución de la República del Ecuador, 2008, capítulo quinto, Artículo 14

¹⁷ Constitución de la República del Ecuador, 2008, capítulo quinto, Artículo 15

- **Regulación No. CONELEC 013/08** (Regulación Complementaria No. 1. Para la Aplicación del Mandato Constituyente): Esta Regulación entró en vigor el 27 de noviembre del año 2008 para aplicar las disposiciones expuestas en el Mandato constituyente No. 15 y complementar la Regulación No. CONELEC 006/08, de forma especial en los temas que hacen referencia al funcionamiento del mercado eléctrico. Esta Regulación define las reglas comerciales complementarias para el funcionamiento del mercado eléctrico y a su vez establece la normativa necesaria para los contratos regulados entre los distintos agentes de mercado.
- **Regulación No. CONELEC 004/09** (Regulación Complementaria No. 2. Para la Aplicación del Mandato Constituyente): Esta Regulación establece principios y parámetros regulatorios para el funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano y para el análisis de costos para la determinación de tarifas, considerando la participación de nuevas empresas y los principios establecidos en las regulaciones Nos. 006/08 y 013/08. Así se crean mecanismos alternativos de contratación regulada, para los agentes generadores y autogeneradores de capital privado, a su vez determina criterios para la participación de las empresas integradas dentro del mercado eléctrico.

Con el fin de instrumentalizar una normativa acorde a la nueva constitución y establecer con claridad una regulación para cada uno de los actores del sector eléctrico, el 18 de noviembre del 2014 se aprobó el proyecto de *“Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica”*, la cual fue materializada el 16 de enero del año 2015.

En esta nueva ley se delega al Estado el deber de satisfacer las necesidades del servicio público de energía eléctrica y alumbrado público; este podría ser realizado por empresas públicas o empresas mixtas en las cuales el Estado tenga mayoría accionaria, pudiendo excepcionalmente delegar esta actividad a la iniciativa privada. Por otro lado, el Gobierno Central es también el encargado de la toma de decisiones en torno a la planificación, construcción e instalación de sistemas eléctricos de energía a los usuarios finales, así como también el responsable de su mantenimiento, operación y desarrollo sostenible (Ecuador, 2015b).

3.3.1. Estructura organizativa

Dentro de esta nueva estructura organizativa el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) es la máxima autoridad, bajo la cual se encuentra la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) que sustituye al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) adquiere otra nueva naturaleza jurídica convirtiéndose en el Operador Nacional de Electricidad. En la

Figura 19 se muestran las relaciones que se dan en el nuevo modelo, así como los organismos de regulación y supervisión de las operaciones técnicas y financieras del mismo.

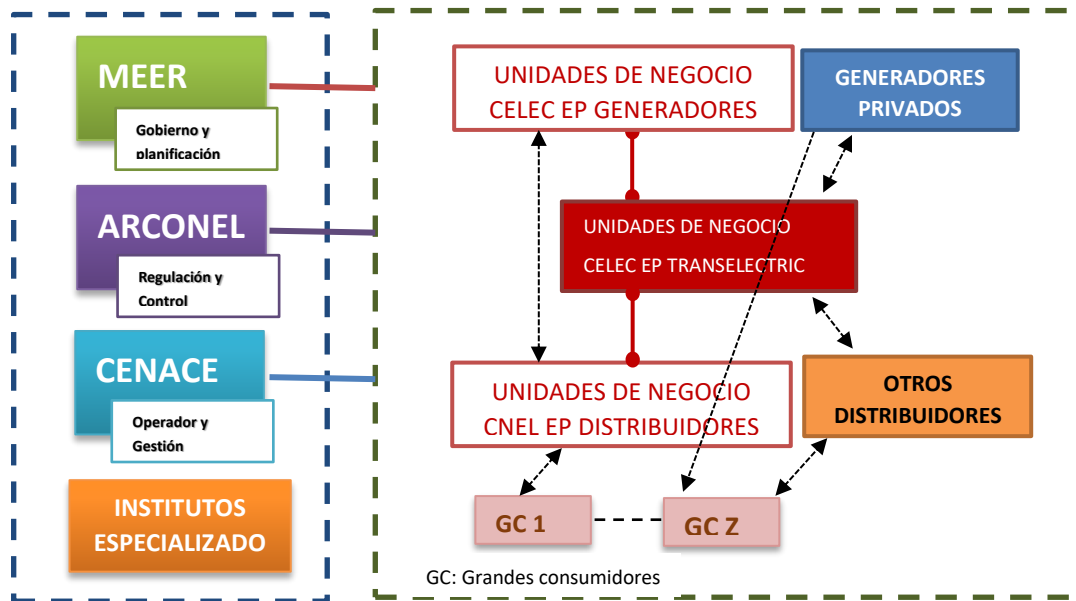


Figura 19. Estructura y organización del sistema eléctrico ecuatoriano. (Ecuador, 2015b)

El Mercado Eléctrico Mayorista Regulado se encuentra constituido por las llamadas unidades de negocio, los cuales son todos los generadores, distribuidores y grandes consumidores que se encuentran incorporados al SNI. A continuación se describirá someramente cada uno de los actores que rigen el sistema eléctrico ecuatoriano:

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)

Se crea mediante Decreto Ejecutivo No. 475, el día 9 de Julio del 2007 dentro del proceso de reestructuración del sector eléctrico ecuatoriano, en el cual se plantean cambios sustanciales que procuran recuperar para el Estado la rectoría y planificación en los sectores estratégicos (ARCONEL, 2016b). Actualmente este es el órgano rector y planificador del sector eléctrico. Le corresponde satisfacer las necesidades de Energía Eléctrica del país, mediante la formulación de normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos. Entre sus deberes y atribuciones podemos citar (ARCONEL, 2016b):

- Elaborar el Plan Nacional de Electricidad (PNE) y el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE).
- Supervisar y evaluar la ejecución de las políticas, planes, programas, y proyectos para el desarrollo y gestión dentro del ámbito de su competencia, así como el control administrativo y de gestión de las empresas eléctricas.

- Promover el uso de energías limpias y energías alternativas.
- Emitir los títulos habilitantes autorizando la operación y contratos de concesión
- Autorizar la ejecución, operación y funcionamiento de proyectos desarrollados por empresas públicas y mixtas.
- Promover la integración regional y fijar las políticas de importación y exportación.
- Impulsar la investigación científica y tecnológica en materia de electricidad, energía renovable y eficiencia energética.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)

Esta es una institución de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica y patrimonio propio; está adscrita al MEER y se financia a través de los recursos provenientes del Presupuesto General del Estado. ARCONEL es el organismo técnico administrativo encargado del ejercicio de potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público, precautelando los intereses del usuario final. Entre sus atribuciones y deberes podemos destacar (ARCONEL, 2016b):

- Regular aspectos técnicos-económicos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general.
- Dictar las regulaciones a las cuales deben de sujetarse las empresas eléctricas; el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) y los consumidores finales.
- Control a las empresas eléctricas, en lo referentes al cumplimiento de la normativa y de las obligaciones constantes en los títulos habilitantes.
- Realizar estudios y análisis técnicos, económicos y financieros para la elaboración de las regulaciones, pliegos tarifarios y acciones de control.
- Establecer los pliegos tarifarios para el servicio público de energía eléctrica y para el servicio de alumbrado público general.

Operador Nacional de Electricidad (CENACE)

El Operador Nacional de Electricidad constituye un órgano técnico estratégico adscrito al MEER. Actúa como operador técnico del SNI y administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos, responsable del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo posible. En el cumplimiento de sus funciones deberá resguardar las condiciones de seguridad y calidad de la operación del SNI, sujetándose a las regulaciones que expida la Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Entre sus atribuciones y deberes podemos destacar (ARCONEL, 2016b):

- Efectuar la planificación operativa de corto, mediano y largo plazo para el abastecimiento de energía eléctrica al mínimo coste posible, optimizando las transacciones de electricidad en los ámbitos nacional e internacional.
- Ordenar el despacho de generación al mínimo costo posible y coordinar la operación en tiempo real del SNI, considerando condiciones de seguridad, calidad y economía.
- Administrar y liquidar comercialmente las transacciones del sector eléctrico en el ámbito mayorista.
- Administrar técnica y comercialmente las transacciones internacionales de electricidad en representación de los participantes del sector eléctrico.
- Coordinar la planificación y ejecución del mantenimiento de generación y transmisión.
- Supervisar y coordinar el abastecimiento y uso de combustibles para la generación del sector eléctrico.

Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC)

La Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) se creó mediante Decreto Ejecutivo No. 220 el 14 de enero del año 2010. La conformación de unidades de negocio bajo esta empresa está constituida por los participantes mostrados en la Figura 20 (CELEC.EP, 2017c). Con esto, quedan agrupadas en una única empresa todos los grandes generadores, así como la empresa de transmisión del país. Además, junto con ellos se encuentran los generadores privados.

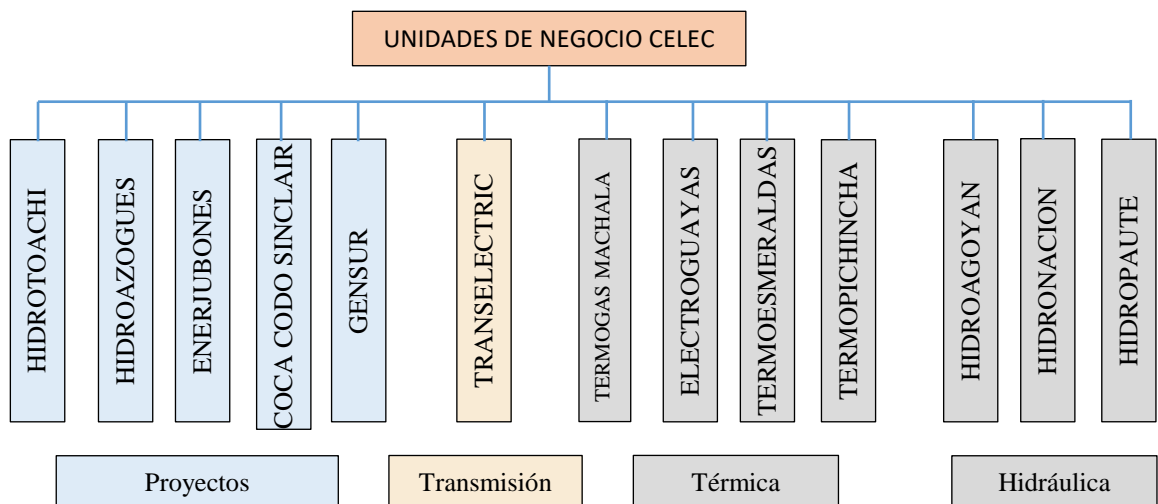


Figura 20. Conformación de unidades de negocio CELEC EP. (CELEC.EP, 2017c)

Corporación Nacional de Electricidad (CENEL)

La Empresa Pública Corporación Nacional de Electricidad (CENEL EP) es la mayor empresa de distribución y comercialización de la energía eléctrica en Ecuador. Se constituyó mediante

Decreto Ejecutivo No. 1459, emitido el 13 de marzo del año 2013 con el fin de prestar servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica. Actualmente es la cuarta mayor empresa del país, cubriendo con su servicio el 44,5% del territorio nacional y provee de energía eléctrica al 50% de la población. Su composición se puede ver en la Figura 21.

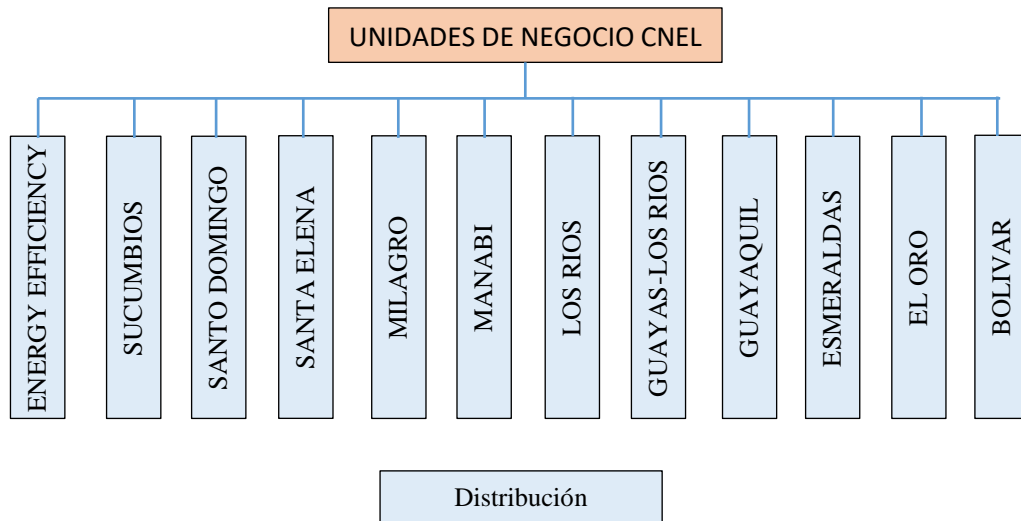


Figura 21. Conformación de unidades de negocio CNEL EP. Figura formada a partir de los datos de (CNEL.EP, 2017).

Entre las empresas distribuidoras privadas podemos citar: ELECGALAPAGOS S.A., EMELNORTE S.A., Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A, Empresa Eléctrica Quito S.A., Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A., entre otras.

3.4. La matriz energética del sistema ecuatoriano

Desde el año 2007 el sector eléctrico ecuatoriano ha experimentado una serie de cambios encaminados a mejorar la operación de su red eléctrica y corregir sustancialmente los problemas encontrados en las décadas anteriores. Bajo la necesidad de cambiar su matriz energética, el Estado ecuatoriano está fuertemente comprometido a reducir el uso y la dependencia de los combustibles fósiles para la producción de electricidad. Para ello ha decidido usar parte de su enorme potencial hidroeléctrico y también el uso de fuentes renovables no convencionales (FERNC). Se espera que las energías renovables (especialmente hidroeléctrica) ocupen un papel importantísimo en la matriz eléctrica, representando aproximadamente un 93% de la generación para el 2018. La principal motivación para dar este cambio ha sido la necesidad de reducir la histórica dependencia de

los combustibles fósiles para generar electricidad (muchas veces importados debido a la falta de refinerías en el país), y las preocupaciones ante el cambio climático (MAE, 2017).

3.4.1. Potencia nominal y la transformación de la matriz energética

La producción de energía primaria al 2015 se muestra en la Figura 22, donde se puede apreciar que la mayoría de la energía producida es de origen fósil: petróleo (88%), que se subdivide a su vez en una fracción para exportación (65%) y otra para carga de refinerías nacionales (23%). El petróleo es refinado en las refinerías Esmeraldas, La libertad y Shushufindi, las cuales tienen una capacidad de refinación de 110.000, 25.000 y 10.000 barriles/día, respectivamente. Estos valores no han cambiado desde hace más de una década (Peláez-Samaniego et al., 2007). El total de la producción de petróleo tampoco ha cambiado, y se ha mantenido aproximadamente en 27,7 Mt anuales desde el año 2005 (BP, 2016). Además, se cuenta con un 4% de gas natural. El restante de las fuentes primarias provienen de las hidroeléctricas (4%), biomasa (2%) (especialmente del bagazo de caña de azúcar), madera (1%) y otras fuentes primarias como la energía solar o eólica con un 0,04% del total (MICSE, 2016a). Por tanto, se puede observar que la producción de energía primaria ha cambiado muy poco desde la última década.

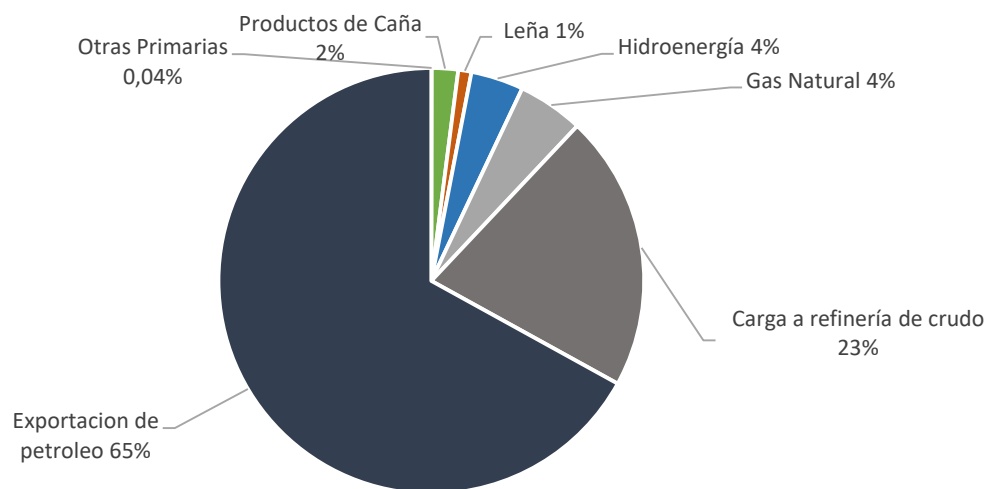


Figura 22. Producción de energía primaria. (MICSE, 2016a)

Con lo que respecta a la energía eléctrica, Ecuador ha tenido una alta dependencia de las plantas térmicas desde décadas pasadas. Por ejemplo, en el año 2005 la capacidad eléctrica instalada estaba conformada por un 45,5% de energía hidráulica, el 43,1% correspondía a energía térmica y aproximadamente el 10% de la energía a importaciones desde Colombia y Perú (Peláez-Samaniego et al. 2007). Esta tendencia no ha cambiado significativamente

hasta el año 2016, tal y como se puede observar en la Figura 23. En este año, las hidroeléctricas contribuyeron con el 57,6% de la generación de electricidad, gracias a la entrada en operación de nuevas centrales hidroeléctricas como Coca-Codo-Sinclair (capacidad instalada de 1.500 MW) y Sopladora (capacidad instalada de 487 MW), y en una menor proporción la contribución de las ERNC con un 2,3% (biomasa, biogás, eólica, solar). Por lo contrario, la importación de la electricidad se redujo del 11,4% en el 2005 al 0,3% en el 2016. El total de electricidad producida en el 2016 ascendió a 27.154,3 GWh, de los cuales el 81% fue distribuido por el SNI (ARCONEL, 2016a).

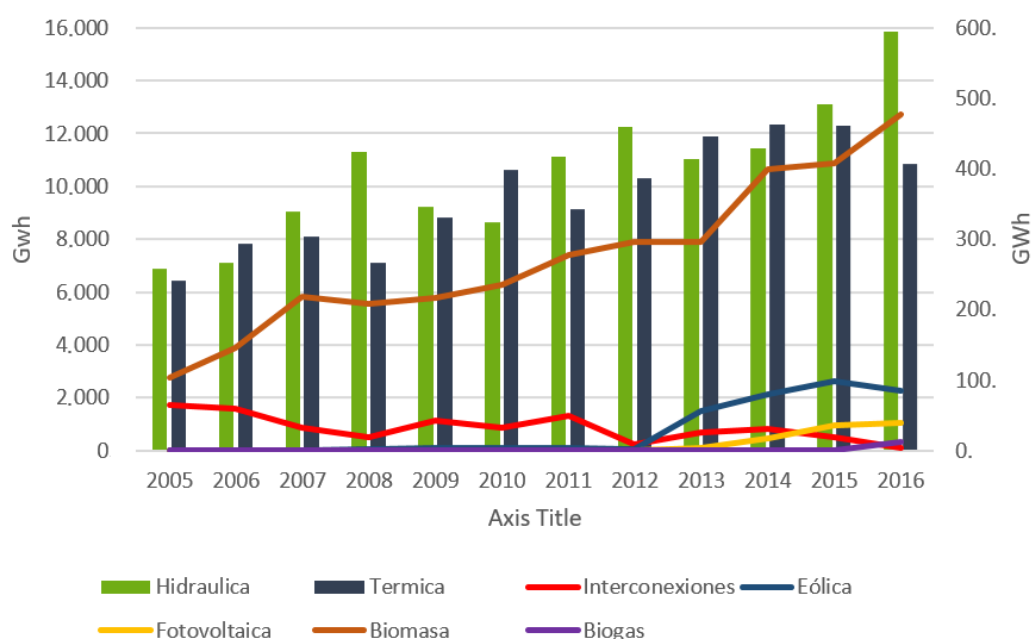


Figura 23. Producción bruta de electricidad por tipo de fuente y año. (ARCONEL, 2017d)

De acuerdo con el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2012-2021 (MEER, 2013a), la producción de electricidad en el 2016 coincide con la predicción hecha en el 2012 para el año 2015 (Figura 24). El mismo plan predice que en el 2016 alrededor del 93,5% de la electricidad será producida por plantas hidroeléctricas. Esto aún no ha sucedido debido a los retrasos en la construcción y puesta en marcha de las grandes plantas hidroeléctricas. No obstante, Ecuador está bien encaminado a cumplir sus objetivos, ya que la energía hidroeléctrica ha experimentado un crecimiento acelerado en los últimos 3 años, y las ERNC han empezado a contribuir significativamente en la matriz energética desde el año 2012.

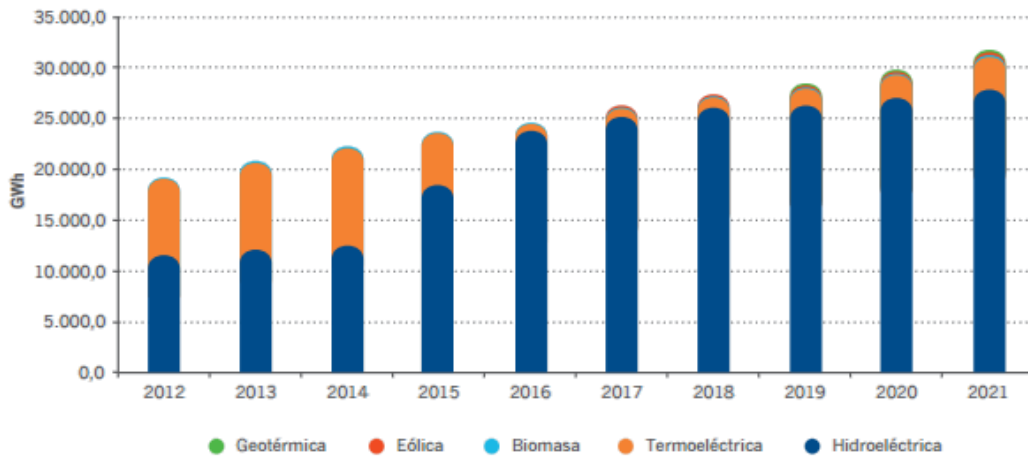


Figura 24. Composición de la generación por tipo de energía - Horizonte 2012-2021. (ARCONEL, 2012)

De forma general, se puede asegurar que la capacidad eléctrica instalada en el país ha crecido de forma sostenida durante las pasadas décadas. Por ejemplo, del 2006 al 2015, la capacidad instalada creció 1.935 MW, lo cual representa un crecimiento promedio de 3,2% por año. No obstante, la capacidad total instalada durante el 2015 al 2017, se ha doblado alcanzando los 4.207 MW. Este incremento representa casi la misma capacidad de generación alcanzado durante la última década, y se debe principalmente a la contribución de las nuevas plantas hidroeléctricas (Figura 25); las plantas más representativas son Coca-Codo-Sinclair y Sopladora, la cuales se mencionaron anteriormente.

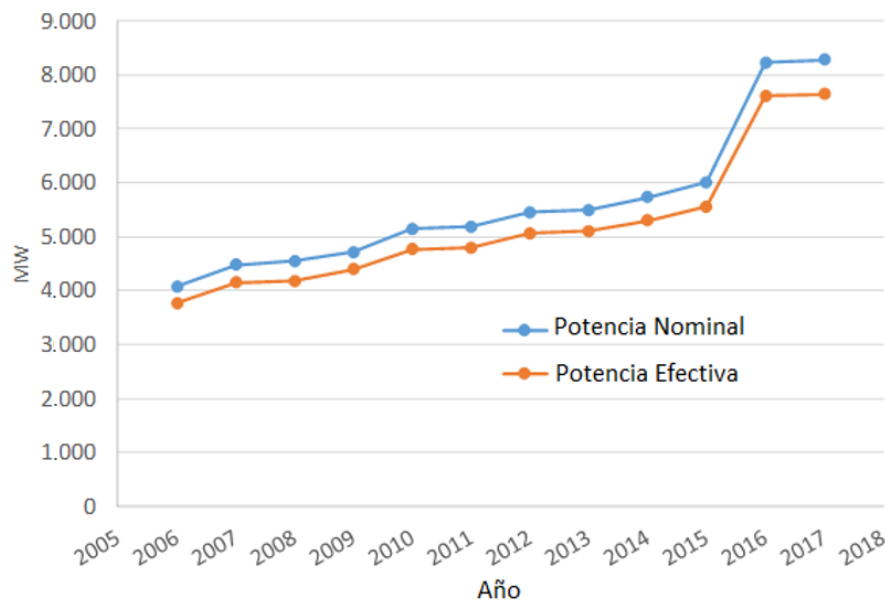


Figura 25. Evolución del capacidad de generación eléctrica instalada 2006 - Marzo 2017. (MEER, 2013a) (ARCONEL, 2017d)

La potencia nominal instalada disponible en marzo del 2017 se presenta en la Tabla 6. En ella se puede observar que la contribución de las ERNC representa aún porcentaje reducido

(2,3%), en contraste con las plantas hidroeléctricas que se han convertido en la fuente más representativa de la matriz de generación eléctrica (53,7%). Por otro lado, las plantas térmicas que operan con motores de combustión interna (MCI) poseen el mayor porcentaje de contribución dentro de su área con un 24,8% (ARCONEL, 2017b).

Tabla 6. Potencia nominal y efectiva por tipo de energía. (ARCONEL, 2017b)

Tipo de Energía	Tipo de Central	Potencia Nominal	
		MW	%
Renovable	Eólica	21,2	0,3
	Fotovoltaica	26,5	0,3
	Hidráulica	4.446,4	40,09
	Térmica Biomasa	144,3	1,7
	Biogás	2	0,02
Total Renovable		4.640,0	56,1
No Renovable	Térmica MCI	2.048,9	24,8
	Turbogas	1.125,9	13,6
	Turbovapor	461,9	5,6
Total No Renovable		3.636,6	43,9
Total		8.276,6	100

Se espera que como resultado del cambio de la matriz energética se reduzca el uso de combustibles fósiles de 578 millones de galones en el 2014 a 77 millones de galones en el 2017 (representa una reducción del 87% en tres años). Además, la reducción del uso de los derivados del petróleo significará reducir la contaminación de 3,96 Mt de CO₂ en el 2012 a 0,34 Mt de CO₂ en el 2017 (MEER, 2013a). Con todo esto se ahorrará aproximadamente 280 MUSD anualmente (considerando los precios del petróleo del 2016) ya que no se tendrá que importar derivados del petróleo para generar electricidad (Andes, 2016).

3.4.2. Demanda de electricidad

La demanda anual de energía se ha ido incrementando de forma sostenida durante los últimos 10 años, representando un aumento del 32,92% desde el 2006. En la Figura 26 se muestra el balance energético en el 2016 y la Figura 27 la evolución histórica de la demanda de energía en la última década. Se puede observar que la demanda de energía hasta el 2016 ha sido mayor a la producción. Por el contrario, en el 2016 la producción bruta de electricidad ascendió a 27.154 GWh (incluida la energía importada de Colombia y Perú), lo cual fue más alto que la demanda por primera vez (27.071 GWh). Este escenario ha permitido exportar electricidad hacia Colombia y Perú (402 GWh en total) (ARCONEL, 2016a) (MICSE, 2016a). Por tanto, la generación de electricidad actual es más que suficiente para cubrir la demanda

nacional. De acuerdo con el MEER (MEER, 2013a), se espera que esta tendencia continúe hasta el 2022.

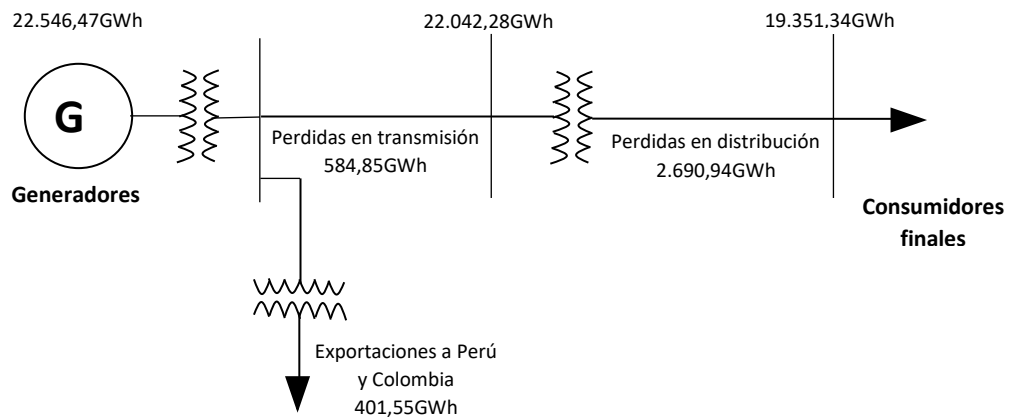


Figura 26. Balance eléctrico en el 2016. Figura formada a partir de los datos de (ARCONEL, 2016a). (De la energía bruta producida, 4.608,18 GWh no estuvieron disponibles para el SNI y se usaron internamente para auto-consumos y explotación de procesos).

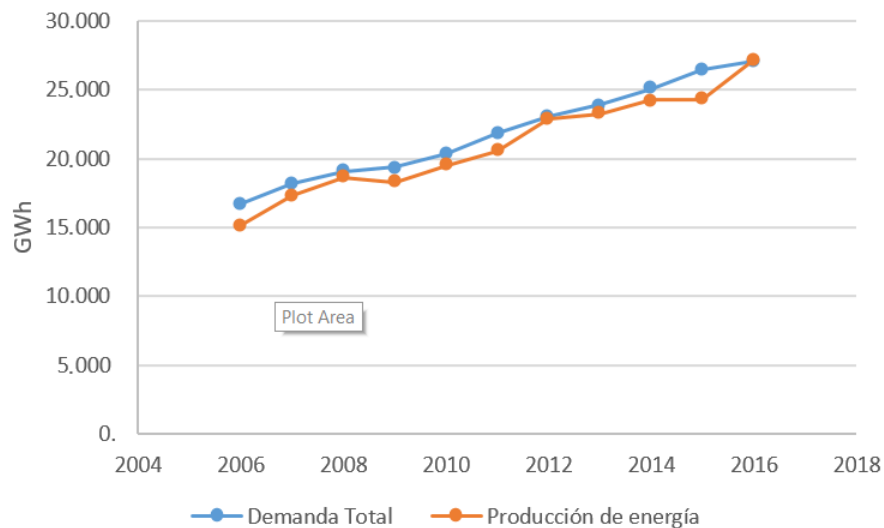


Figura 27. Demanda y producción de electricidad 2006-2017. (ARCONEL, 2016a) (MICSE, 2016a)

En lo geográfico, Guayas y Pichincha (en la región costa y región andina, respectivamente) son las provincias que históricamente han consumido más energía eléctrica en el país. En el 2016 estas provincias demandaron el 58,9% del total de la electricidad consumida. De forma general, las provincias situadas en los Andes y en la costa representan el 40% y el 56,9% del consumo energético, respectivamente (Figura 28). Por otro lado, la región Amazónica y la región Insular presentan una demanda del 2,8% y 0,3% respectivamente (ARCONEL, 2016a). El sector residencial representa la mayor proporción de consumo (37,6%), seguido por el sector industrial (20,3%). El sector comercial usa el 25,3% y el servicio público de iluminación consume alrededor del 17% (ARCONEL, 2016a).

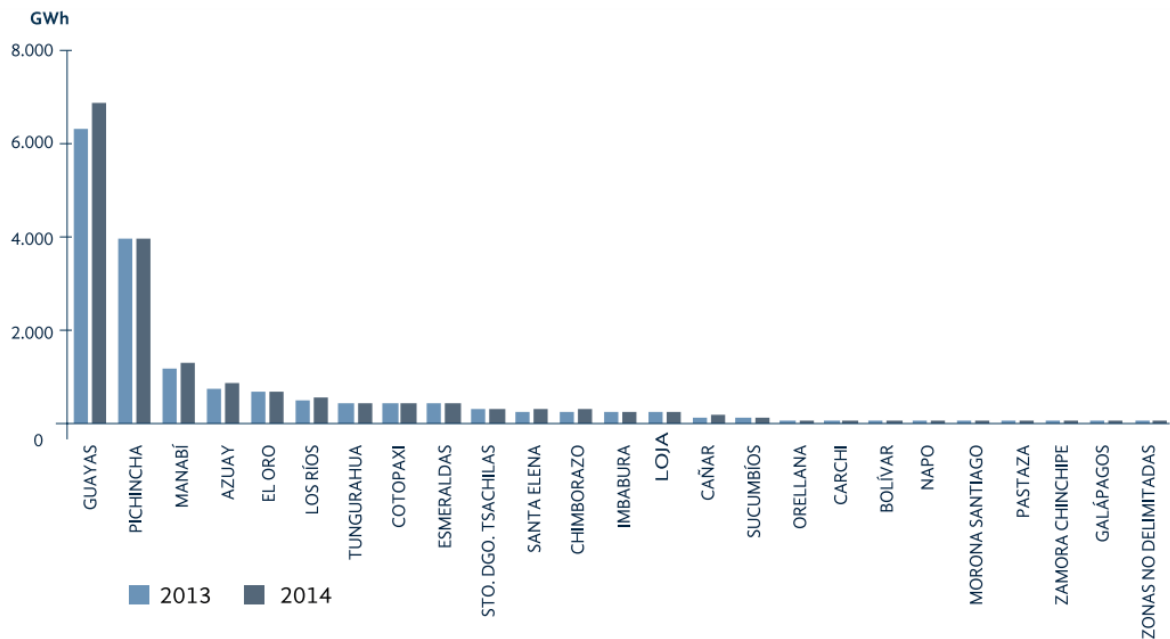


Figura 28. Demanda de electricidad por provincias 2013-2014. (MICSE, 2016a)

3.4.3. Sistema Nacional Interconectado y cobertura nacional

El Sistema Nacional Interconectado es aquel que se encuentra integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo. Por tanto, con el fin de hacer frente a los requerimientos de crecimiento de la demanda y permitir la incorporación de los proyectos de generación al SNI (especialmente Sopladora y Coca Codo Sinclair), se han venido ejecutando una serie de proyectos encaminados a dar cumplimiento con los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía para el servicio de transporte de energía eléctrica.

El estado actual del SNI muestra un total de 5.037 km de líneas de transmisión, de las cuales 264 km son redes eléctricas operando a 500 kV, 2.595 km a 230 kV, y 2.178 km a 138 kV. Además, hay 58 estaciones eléctricas con una capacidad de transformación de 13.375 MVA (CELEC.EP, 2017a). Uno de los principales proyectos en ejecución es el anillo de transmisión de 500 kV para transportar la energía producida por la hidroeléctrica Coca Codo Sinclair. Esta nueva infraestructura garantizará el suministro de electricidad para la creciente demanda de electricidad, ya que cruza doce provincias (Figura 29). El anillo de 500 kV, además de vincularlo con Quito permitirá interconectarlo con el principal centro de carga del país, Guayaquil (actualmente en construcción, con solo el tramo hasta Quito finalizada). Además, esta infraestructura se irá incorporando gradualmente y consta de los siguientes componentes (CELEC.EP, 2017b):

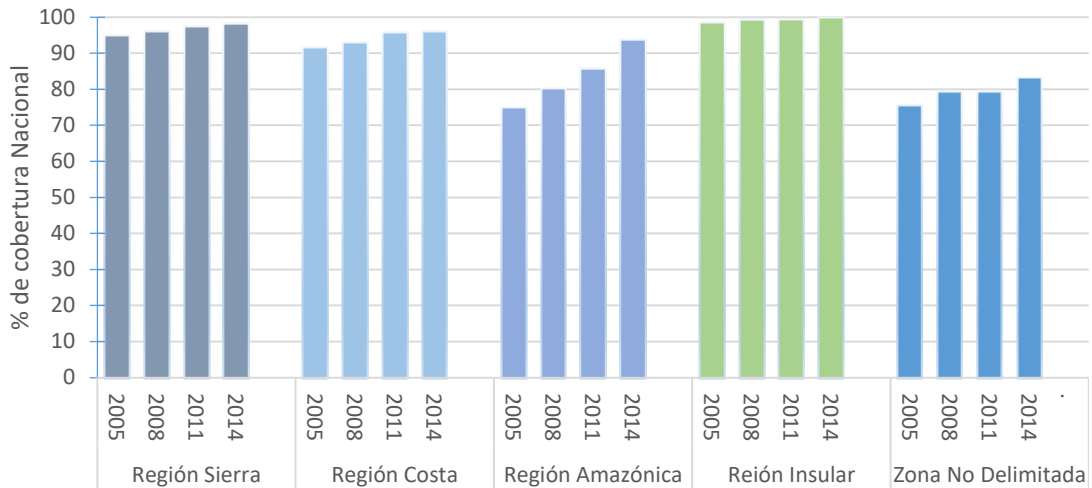


Figura 30. Cobertura de suministro eléctrico por región. (ARCONEL, 2017f)

3.4.4. Pérdidas en el sistema de distribución

La Figura 31 se muestra la evolución de las pérdidas en el sistema eléctrico de distribución desde el año 1999 hasta el 2015. Se puede observar que durante la última década las pérdidas eléctricas se mantuvieron por encima del 21%, siendo las pérdidas no técnicas aproximadamente un 20% más altas que las pérdidas técnicas. En el 2006, fecha en la que se registró una de las pérdidas más altas del país (22,3%), del total de la energía que se generaba solo se facturó el 77,7%, ocasionando cuantiosas pérdidas económicas y situado al Ecuador entre los peores puestos de la región en cuanto a este indicador (El Telegrafo, 2015).

A partir del año 2006 las pérdidas han empezado a disminuir gracias a la aplicación del Plan de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica (PLANREP). Así, en el año 2010 este indicador se ubicaba en el 16,33%, con una disminución del 5,97% respecto al año 2006; ya en el 2015 este indicador se situó en el 12,11%, siendo esta una cantidad que se aproxima a los estándares internacionales aceptados 2004 (ARCONEL, 2017c). De esta manera, estos diez puntos porcentuales (con respecto al 2006) significan un ahorro de 200 MUSD para el país. Esta reducción ha hecho que el Banco Internacional de Desarrollo (BID) sitúe al Ecuador como un referente a nivel regional (El Telegrafo, 2015). No obstante, aún queda mucho por hacer, ya que aún existen algunas empresas distribuidoras con altas pérdidas, como es el caso de la Unidad de Negocio CENEL Manabí (24,2% de pérdidas), CENEL Esmeraldas (23,36%), CENEL Los Ríos (20,04%) o CENEL Milagros (17,91%), entre otras.

La aplicación del PLANREP ha consistido en un conjunto de proyectos para reducir las pérdidas de carácter técnico comercial. Los tres ejes fundamentales de este plan son: (1) mejorar los ingresos económicos de las distribuidoras, evitando el hurto de energía; (2) gestión de los sistemas de distribución, mejorando la topología de la red para minimizar las

pérdidas técnicas en los elementos de los sistemas; y (3) todo usuario debe de ser regularizado y contar con un equipo de medición. La inversión entre el año 2010 y 2013 ascendieron a 122,9 MUSD, con la ejecución de 53 proyectos enfocados a reducir las pérdidas no técnicas de energía eléctrica en todo el país (MEER, 2017f).

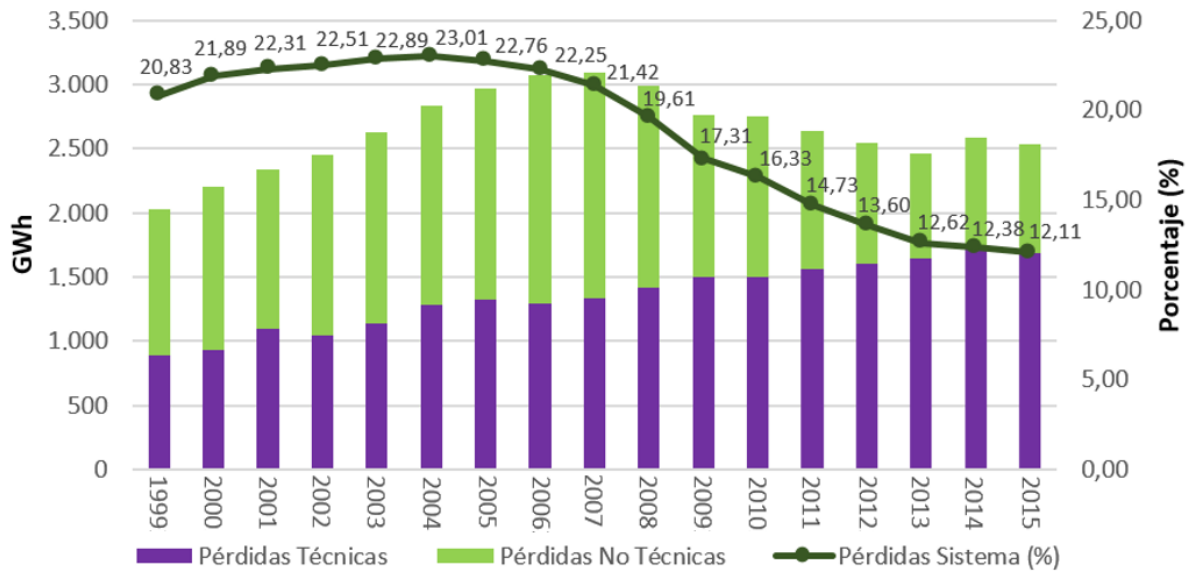


Figura 31. Pérdidas anuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh). (ARCONEL, 2017c)

También es importante destacar el Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE), el cual se centra en mejorar y fortalecer la gestión de las empresas eléctricas del país, para incrementar su eficacia y eficiencia, mediante la implantación de un modelo de gestión, que privilegie la homologación de procesos, procedimientos, modelo común de información, estructuras, sistemas y tecnologías. Todo esto se estudia sobre la base de los Sistemas de Información Comercial de la EEQSA y de la CENTROSUR, los cuales están funcionando con excelentes resultados. Además, otro de los proyectos pilotos que se está elaborando para la reducción de pérdidas, eficiencia energética y la gestión de la operación de red, es la implantación de medidores inteligentes AMI/AMR. En la actualidad, estos dispositivos se están instalando de forma progresiva con proyectos pilotos en las principales ciudades del país; aunque el CONELEC pronosticaba una instalación masiva hasta el 2014, por parte de las empresas distribuidoras, los objetivos aún están lejos de cumplirse.

3.5. El estado del uso de las energías renovables en Ecuador

Las Energías Renovables están tomando un importante papel en la matriz energética ecuatoriana, en especial la energía hidroeléctrica. Las Energías Renovables no

Convencionales como la solar, eólica, biomasa o geotérmica se empiezan a ver como una de las soluciones para diversificar la matriz energética del país de forma sostenible. Las siguientes secciones describen el estado actual de cada una de estas en el Ecuador.

3.5.1. Energía hidráulica

La energía hidroeléctrica es la fuente renovable más usada en el país, y a través de ella el Estado está buscando cambiar su matriz energética. Ocho grandes proyectos hidroeléctricos están en construcción, los cuales añadirán una capacidad de 2.778 MW del total de la capacidad instalada en el país (Vela, 2013). La Tabla 7 muestra el estado actual y las características más importantes de cada uno de los proyectos hidroeléctricos proyectados hasta el año 2021. Para poder llevar adelante estos proyectos, al igual que en años anteriores, el sector petrolero de Ecuador ha sido quien los ha financiado. Los acuerdos con China de créditos por petróleo son los que han podido dar paso a tan necesitado financiamiento, el cual se ha convertido en la principal fuente de ingreso para cambiar la matriz energética ecuatoriana (Escribano, 2013). El gobierno ecuatoriano enfrentará grandes retos en este sector a largo plazo debido a la falta de financiamiento de otras fuentes y con otros medios que no sea el petróleo.

Tabla 7. Estado actual de los proyectos hidroeléctricos en el Ecuador. (MEER, 2017 f)

Proyectos	Capacidad Instalada (MW)	Producción esperada (GWh/año)	Fecha de inicio	Fecha esperada de finalización	Estado del proyecto
Coca Codo Sinclair	1.500	8.734	Julio, 2010	Nov. 2016	Finalizado en 2016
Minas San Francisco	275	1.290	Diciembre, 2011	2015	93%, Febrero 2017
Delsitanisagua	180	1.411	2011	2015	81%, Febrero 2017
Manduriacu	65	367	2012	2014	Finalizado en 2015
Mazar-Dudas	21	125,4	2012	2014	87%, Febrero 2017
Toachi Pilatón	254	1.100	2011	2015	95%, Febrero 2017
Quijos	50	355	2011	2015	47%, Febrero 2017
Sopladora	487	2.800	2010	2015	Finalizado en 2016

La falta de financiamiento para nuevos proyectos no es el único reto para el Estado ecuatoriano. Debido a que el sector eléctrico está en manos del gobierno, las unidades de negocio encargadas de la generación y distribución se han convertido en grandes instituciones con una gran burocracia y manejo centralizado. Por ejemplo, en 2010 se creó

CELEC EP con seis unidades de negocio, sin embargo en el 2017 ya hay diecisiete. Una de las consecuencias es el aumento de los costos de operación. Como ejemplo, los costos de operación de CELEC EP han aumentado del 45% en el 2014 a 61% en el periodo 2015-2016, y se espera que en el 2017 estos sean 73% más altos que en el 2014. No obstante, aunque este tema merece un estudio más profundo ya que aún es prematuro concluir que existe una correlación entre el incremento de la capacidad de generación y el aumento de los costos de operación, parece que una gran parte de los costos operativos se deben a la burocracia. Además, se ha identificado que todas las decisiones importantes sobre el manejo y operación de CELEC EP son centralizadas, y en muchos casos requieren la autorización del consejo de administración de CELEC EP en manos del Ministro de Electricidad. Por tanto, el incremento de la burocracia y la tendencia a centralizar el manejo de CELEC EP pueden afectar negativamente la efectividad del manejo de esta compañía.

Además de las grandes centrales hidroeléctricas existe otra categoría llamada "*mini-hidroeléctrica*" la cual incluye proyectos de generación eléctrica de menos de 50 MW de capacidad. Según la regulación CONELEC 04/11, este tipo de proyecto es considerado ERNC debido a que causa un impacto medioambiental bajo. Dentro de esta categoría actualmente existen 10 proyectos que están en fase de ejecución, de acuerdo con el PME 2013-2022. Las nuevas plantas de generación mini-hidroeléctrica añadirán 170 MW de potencia con una inversión de aproximadamente 300 MUSD. Esta nueva fuente de energía representará alrededor del 4% del total de capacidad en el país. No obstante los costos de inversión serán cubiertos principalmente por compañías privadas (CONELEC, 2013).

3.5.2. Energía solar

Ecuador es un país con gran potencial de desarrollo en cuanto a energía solar. Al encontrarse en la mitad del mundo, a diferencia de otros países, posee un promedio de radiación solar aproximado de 4.200 kWh/año/m²; valor muy superior, por ejemplo, a la cantidad de radiación solar captada en España, la cual es de 1.400 kWh/año/m². En la Figura 32 se puede observar el mapa de radiación solar promedio anual en Ecuador, el cual es parte de primer Atlas Solar del Ecuador para fines de generación publicado en el año 2008. Las áreas con mayor radiación son las localizadas en la región Andina (CONELEC, 2008).

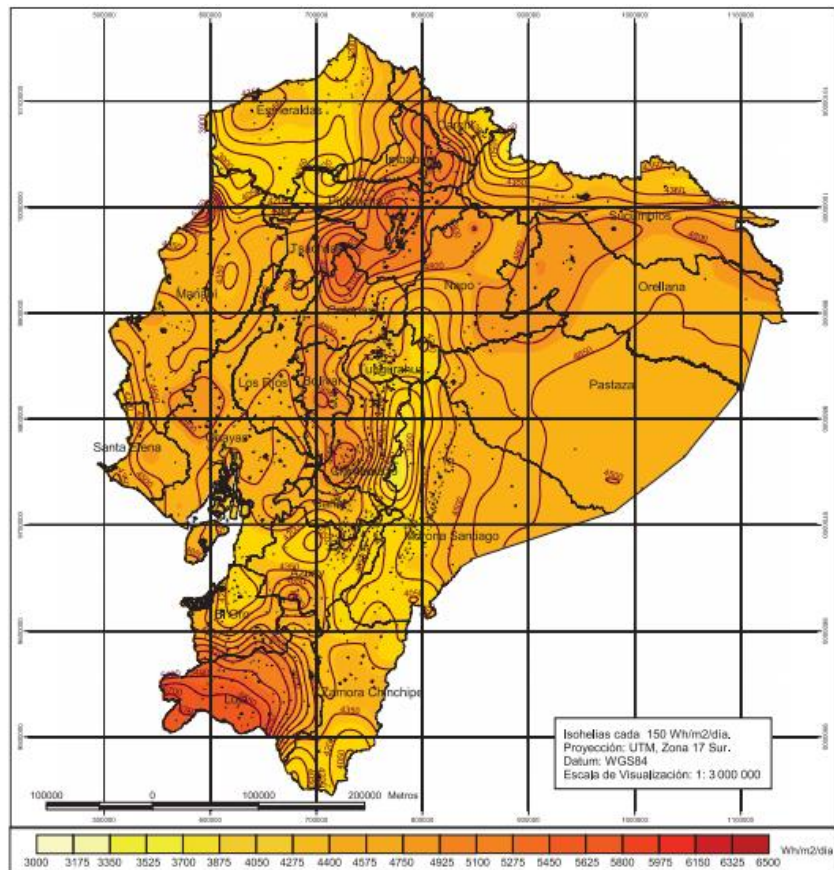


Figura 32. Insolación global promedio. (CONELEC, 2008)

El atlas de radiación solar fue elaborado por el CONELEC. Este documento está basado en imágenes satelitales y no han podido ser validados con mediciones en campo. Además, su resolución no es alta, lo que significa que las zonas donde existe mayor recurso solar no pueden ser identificadas fácilmente. Las regiones del país en las que se están llevando a cabo más estudios es la provincia de Chimborazo y el cantón Cuenca, donde se han instalado 27 estaciones meteorológicas y se han repotenciado estaciones existentes con el fin de generar nuevos mapas solares con mucha más resolución (INER, 2017).

Como se pudo constatar en puntos anteriores, la energía solar fotovoltaica fue inexistente en la matriz eléctrica de Ecuador hasta principios del año 2005; a partir de este momento empezó a participar con un aporte de 0,02 MW. En el año 2015 la participación de este recurso alcanzó 25,54 MW de potencia nominal instalada. Las plantas fotovoltaicas que actualmente se encuentran en funcionamiento se detallan en la Tabla 8.

Tabla 8. Plantas de generación fotovoltaicas. (ARCONEL, 2015)

No.	Empresa gestora	Central	Potencia Efectiva (MW)	Ubicación (Provincia)
1	Electrisol	Paneles Electrisol	1,00	Pichincha
2	Epfotovoltaica	Mulato	1,00	Cotopaxi
3		Pastocalle	1,00	Cotopaxi
4	Gransolar	Salinas	2,00	Imbabura
5		Tren Salinas	1,00	Imbabura
6	Volsolar	Volsolar	1,00	Imbabura
7	Gonzanergy	Gonzanergy	1,00	Loja
6	Lojaenergy	Lojaenergy	0,70	Loja
8	Renova Loja	Renovaloja	0,70	Loja
9	Sablángosolar	Sablango solar	0,73	Loja
10	San Pedro	San Pedro	1,00	Loja
11	Surenergy	Surenergy	1,00	Loja
12	Sanersol	Sanersol	1,00	El Oro
13	Saracaysol	Saracaysol	1,00	El Oro
14	Solchacras	Solchacras	1,00	El Oro
15	Solhuaqui	Solhuaqui	1,00	El Oro
16	Solsantonio	Solsantonio	1,00	El Oro
17	Solsantros	Solsantros	1,00	El Oro
18	Genrenotec	Genrenotec	0,99	Guayas
19	Altgenotec	Altgenotec	0,99	Guayas
20	Sansau	Sansau	1,00	Guayas
21	Wildtecsa	Wildtecsa	1,00	Guayas
22	Brineforcorp	Brineforcorp	1,00	Manabí
23	Enersol	Paneles Enersol	0,50	Manabí
Total			23,59	

Cabe destacar que en el año 2013, mediante la aprobación por parte de la directiva del CONELEC se procedió a suscribir títulos habilitantes que autorizaban la construcción de 355 MW de potencia fotovoltaica en 91 proyectos; 15 proyectos mayores a 1 MW y 76 proyectos menores a 1 MW, bajo condiciones específicas y propios riesgos de los ejecutivos (Sanchez, 2015). Para impulsar la producción de estas energías, el CONELEC fijó mediante la regulación 004/11 la tarifa preferencial de 0,40 USD por kilovatio hora de generación y con una vigencia de precios de 15 años. No obstante, los proyectos de generación fotovoltaica han tenido un avance muy limitado en el país, lejos de las expectativas puestas en su lanzamiento como se pudo constatar en la Tabla 8. Los principales problemas encontrados han sido trabas burocráticas y falta de financiamiento, lo cual derivó en la revocación por parte del CONELEC de muchos de los principales proyectos fotovoltaicos del país quedando en una cifra muy por debajo de lo que se esperaba para finales del año 2015 (El Comercio, 2013).

Hay que resaltar, sin embargo, la importante penetración de las energías renovables en las Islas Galápagos, las cuales actualmente posee 12 centrales de generación con una potencia efectiva de 19,02 MW, de los cuales 32,73% es de origen renovable y el 67,27% de origen no renovable (ARCONEL, 2015). A continuación resumen los proyectos más importantes llevados a cabo en la región insular (MEER, 2017a):

- **Proyecto Fotovoltaico en la Isla Baltra:** este proyecto se sitúa dentro del Proyecto para la Introducción de Energía Limpia por Sistema de Generación de Electricidad Solar, dentro del marco de Cooperación No Reembolsable de Japón. Este consta de la implementación de un sistema fotovoltaico de 200 kWp, con un sistema de almacenamiento de 900 kW en baterías tipo híbrido (Ión Litio + Plomo Ácido). Con ello se pretende aportar 0,85 GWh/año, ahorrando el consumo de aproximadamente 132.000 galones diésel/año, que equivalen a la no emisión de 850 Ton CO₂/año. Actualmente este proyecto se encuentra en fase de diseño.
- **Proyecto Fotovoltaico Puerto Ayora:** este proyecto se llevó a cabo a través de la agencia gubernamental coreana de Cooperación Internacional-KOICA y se encuentra enmarcado dentro de la iniciativa gubernamental “Cero Combustibles Fósiles”. Este proyecto cuenta con una potencia nominal de 1,5 MWp y entró en funcionamiento en el año 2014.
- **Proyecto Híbrido Isabela:** este se encuentra dentro del marco de la Cooperación Financiera oficial entre Alemania y Ecuador; a través de él se ha acordado reducir en las Islas Galápagos la contaminación resultante del uso de diésel para la generación de electricidad. Actualmente el MEER conjuntamente con la empresa consultora Lahmeyer está llevando adelante la contratación para la adquisición, instalación y puesta en marcha del Sistema Híbrido Isabela, el cual consta de las siguientes partes: planta térmica dual (diésel/aceite puro de piñón) de capacidad 1,62 MW y planta solar fotovoltaica de 0,92 MW con sistema de almacenamiento de energía de 258 kWh mediante baterías de litio-ion. En el mes de junio del año 2015 se adjudicó el proyecto al Consorcio Siemens y se espera su entrega en un plazo de aproximadamente un año y medio.

Por otro lado, en cuanto a sistemas aislados de generación fotovoltaica, es importante resaltar el proyecto Euro-Solar, el cual nació con la suscripción del convenio de financiación ALA/2006/017-223, el 21 de diciembre de 2006 entre la Unión Europea y el Gobierno de la República del Ecuador. Este proyecto fue ejecutado en 91 comunidades (66 de la región de la Amazonia y 25 en la región costa). Se instaló un sistema fotovoltaico de 1,1 kWp en cada comunidad, incluido conexión a internet vía satélite (vía IP con conexión satelital V-SAT) (EU,

2013). Otro de los proyectos importante es el Yatsa Li Etsari (luz del sol, en lengua Shuar), el cual esta llevado a cabo por la compañía eléctrica Centro Sur. Entre el año 2011 y 2015, la compañía instalo de forma satisfactoria alrededor de 3.200 sistemas solares fotovoltaico de forma distribuida en más de 200 comunidades de la provincia de Morona Santiago (Vásquez Calero et al. 2015).

3.5.3. Energía eólica

Al igual que en caso de la energía solar fotovoltaica, la generación de energía eólica fue nula hasta el año 2007, fecha en la que empezó a participar en la matriz energética ecuatoriana con un aporte de 2,4 MW provenientes de la central eólica San Cristóbal, en la región insular. Poco después, en agosto del año 2011, se puso en funcionamiento la Central Eólica Villonaco de 16,5 MW de potencia, convirtiéndose en el primer proyecto eólico en el Ecuador continental; cuenta con 11 aerogeneradores de 1,5 MW cada uno y es el primero en el mundo con una velocidad promedio anual de 12,7 m/s (MEER, 2017b).

Hasta el 2013 para poder estudiar la factibilidad de un proyecto eólico, únicamente se disponía de información provista por el ex INECEL y el ex INE (Instituto Nacional de Energía), con lo cual se conocía de manera general las áreas que presentaban condiciones de viento aparentemente favorables. Además, se contaba también con los datos de la DAC (Dirección de Aviación Civil) y del INAMHI (Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología). Sin embargo, los datos provistos fueron tomados a alturas de diez metros sobre el terreno y por tanto no eran suficientes para estimar el viento a alturas de más de 50 metros, que son idóneas desde el punto de vista técnico para cualquier estudio de energía eólica. Para hacer frente a este problema, en el 2013 el MEER publicó el primer *“Atlas Eólico con fines de generación eléctrica”* (MEER, 2013b). Este se trata de un mapa elaborado mediante mapeo satelital y varios mapas geo referenciados y representa un gran avance para poder identificar posibles zonas candidatas para realizar más estudios de viento y establecer con más rigurosidad la viabilidad de proyectos eólicos para la generación de energía eléctrica.

En la Figura 33 se puede observar el mapa de potencial eólico a 80 metros de altura sobre el suelo. En él se puede constatar que el mayor potencial se encuentra ubicado en la región andina, concretamente en las provincias de Imbabura, Pichincha, Bolívar, Chimborazo, Cañar, Azuay y Loja.

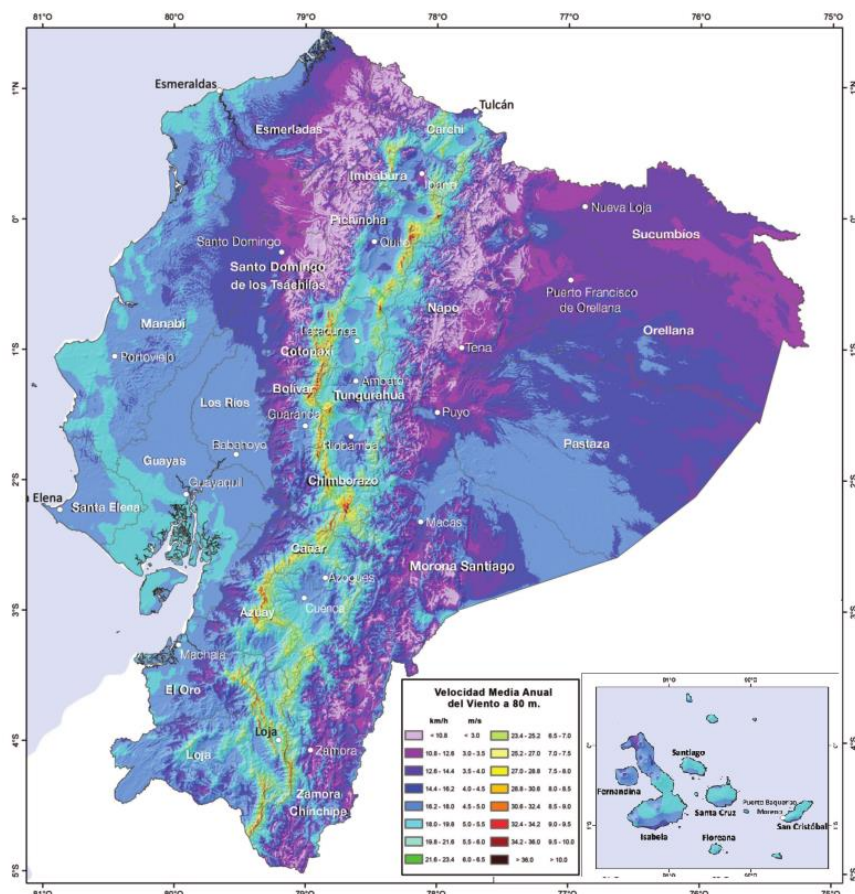


Figura 33. Potencial Factible a Corto Plazo (Atlas Eólico del Ecuador). (MEER, 2013b)

A partir de este mapa se establece que el potencial factible a corto plazo es de 884 MW; los sitios escogidos para estudio son aquellos con velocidades medias anuales de vientos mayores a 7 m/s, bajo 3.000 metros sobre el nivel del mar y con una distancia menor a 10 km desde las redes de transmisión y carreteras (MEER, 2015b). Siguiendo estas directrices, el MEER, a través del Programa de Acción de Energía Sostenible, desarrolló la campaña de medición del potencial energético en 10 lugares situados en la provincia de Loja (Proyecto Membrillo-Ducal-Chinchas-Huacacocha) e Imbabura (proyecto Salinas Imbabura-Ibarra), a partir de los cuales se presentaron los informes preliminares para su estudio y evaluación. Por otro lado también se está realizando estudios en la provincia de Carchi (Proyecto García Moreno Carchi-Mira), y en la provincia de Bolívar (proyecto Arenal Bolívar-Guaranda). Además, se ha señalado que un posible emplazamiento en la región costera es el lugar llamado “El Aromo”, en la provincia de Manabí, en el cantón Manta. Un primer estudio preliminar arrojó resultados interesantes indicando posible velocidad de viento de 7,2 m/s a 80 metros sobre el suelo en la localidad de San Lorenzo. Según este estudio se podría configurar un proyecto de 60 a 70 MW con una producción anual de 200 GWh (CIE, 2017).

Por otro lado, hay que resaltar la iniciativa gubernamental “Cero Combustibles Fósiles” en Galápagos, bajo el convenio entre el Gobierno del Ecuador, representado por el MEER y el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Mediante este convenio se desarrolla el Proyecto Eólico Baltra – Santa Cruz. Con este proyecto se reducirá el consumo de diésel empleado en la generación térmica en Santa Cruz, así como la de Baltra. El proyecto aportará, en su Fase 1, una cantidad de energía de al menos 4.650 MWh/año, representando una reducción de 450.000 galones diésel/año, que representa el 25% del consumo de diésel previsto para el consumo en la central térmica de Puerto Ayora. Actualmente ya se encuentran instalados los tres generadores en Baltra con una potencia efectiva de 2,25 MW que entregaron un total de 2.947,16 MWh en el año 2015 (ARCONEL, 2015) (MEER, 2017c), (Figura 34).



Figura 34. Proyecto Eólico Baltra. (MEER, 2017c)

3.5.4. Energía geotérmica

Ecuador es un país en el que existe una de las mayores actividades volcánicas en Latinoamérica. La cordillera de los Andes es la espina dorsal del país donde albergan más de 50 volcanes, de los cuales 20 han estado activos durante el Holoceno y tres de ellos están actualmente en erupción (Beate y Urquiza, 2015). Esto implica la presencia de gran cantidad de energía geotérmica, la cual se estima cerca de los 950 MW en todo el país; no obstante, el uso energético es de apenas 5 MWt y se limita a balnearios y piscinas termales (Lloret y Labus, 2014) (Aguilera Ortiz y Peláez Samaniego, 2015).

La exploración de los recursos geotérmicos en Ecuador se inició en 1979. La búsqueda de recursos geotérmicos desde sus inicios ha encontrado muchos obstáculos que inevitablemente han retardado su exploración. Entre los principales obstáculos encontrados cabe mencionar la disolución de entidades estatales que lideraban los estudios geotérmicos, recortes estatales en cuanto a investigación geotérmica y falta de personal especializado en las diferentes ramas de la geotermia. Estos factores desembocaron en un desarrollo muy lento de las investigaciones más prometedoras para la generación de electricidad (Lloret y Labus, 2014). Desde entonces los proyectos de alta entalpia de Chachimbiro, Chacana y Chalpatán han llegado a la etapa de prefactibilidad, mientras que el proyecto Tufiño-Chiles está actualmente bajo investigación. En el periodo 2010-2015, la situación de la energía geotérmica en Ecuador ha mejorado sustancialmente comparado con décadas anteriores, sobre todo debido a las decisiones gubernamentales de encontrar, explorar y explotar fuentes de energía renovable para la generación de energía eléctrica. Si las políticas no cambian, es posible predecir que, en un intervalo de 5 a 10 años, Ecuador tendrá su primera planta geotérmica. Cabe mencionar que recientemente se ha puesto mucho interés en desarrollar proyectos de investigación enfocados en media y baja temperatura cuyos usos podrían ser aplicaciones industriales, calentamiento de espacios, balneología y turismo (Beate y Urquizo, 2015). En la Figura 35 se puede observar el estado de las zonas de interés geotérmico en el territorio continental (INER, 2015).

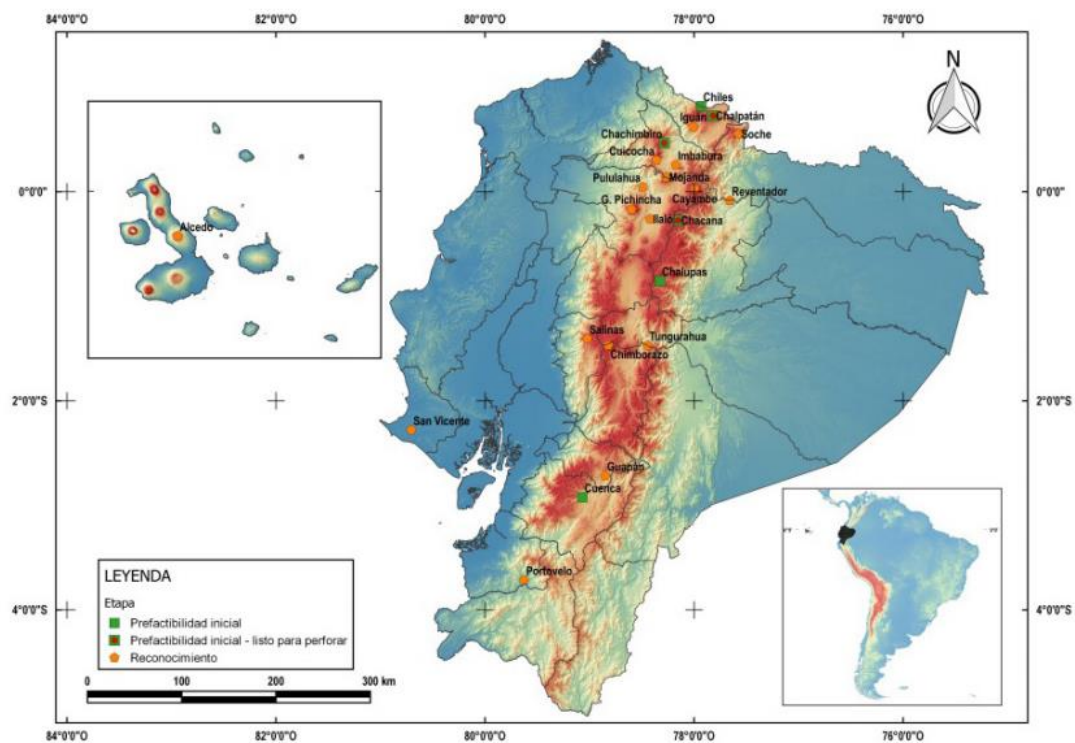


Figura 35. Estado de las zonas con interés geotérmico. (INER, 2015)

3.5.5. Energía de biomasa

El Ecuador posee una naturaleza agrícola muy variada donde destacan las plantaciones de plátano, arroz, palma africana, caña de azúcar, cacao, arroz, y maíz. Todas estas plantaciones generan una gran cantidad de desechos orgánicos (biomasa residual) que puede usarse con fines energéticos. Sin embargo, actualmente el único tipo de biomasa que se utiliza para la producción de energía eléctrica es el bagazo de caña de azúcar, con el cual se generan 407,75 GWh, con una potencia nominal instalada de 144,30 MW; esto representa el 2,45% del total de la energía generada del país (ARCONEL, 2015).

El uso de la caña de azúcar no se limita a las plantas térmicas, dentro del marco del cambio de la matriz productiva, esta se usa para producir bioetanol. Desde el año 2010 se ha venido fomentado el uso de la gasolina “*ECOPAÍS*”, un biocombustible compuesto por 5% de bioetanol (proveniente de la caña de azúcar) y un 95% de gasolina base. Esta posee el mismo octanaje (87 octanos) y precio de la gasolina. Para la producción de gasolina Extra con 87 octanos se requiere mezclar con un 76% de Nafta de Alto Octano (NAO), las cuales se importan, con un 24% de Naftas de Bajo Octano (NBO); mientras que para la producción de *ECOPAÍS*, con la misma cantidad de octanos, se requiere 62% de NAO, 33% de NBO y un 5% de bioetanol. Gracias al alto octanaje del bioetanol, al incorporarlo en la producción de *ECOPAÍS*, genera una reducción de la utilización de NAO en un 14% lo que implica menos importaciones de este derivado y un efecto positivo en la balanza comercial. Desde finales del 2014 esta gasolina se despacha en el 100% de las gasolineras de Guayaquil (MCPEC, 2014). El reto para el 2017 es que la gasolina *ECOPAÍS* reemplace en su totalidad el uso de gasolina Extra, para lo cual se incorporaran 36.000 hectáreas de cultivo de caña de azúcar (El Comercio, 2015).

Por otro lado, con el fin de tener identificada la distribución de biomasa en el Ecuador, el Ministerio Coordinador de Producción, Empleo y Competitividad (MCPEC) y el MEER, elaboró en el año 2014 el primer atlas bioenergético del Ecuador. En esta base de datos se puede encontrar información sobre los diferentes tipos de biomasa existente en el país como son los residuos forestales, los residuos agropecuarios y residuos industriales. En la Figura 36 se puede observar el potencial bioenergético de cada una de las provincias y cantones del país. La biomasa con mayor poder calorífico del país es el residuo de la caña de azúcar (19.849 MJ/kg), le sigue el residuo de la palma africana (16.404 MJ/kg), la cascara de arroz (14.951 MJ/kg), entre otros. Paradójicamente, los residuos de palma africana (87.835,47 TJ/año) y los residuos de arroz (28.356,98 TJ/año) son mucho más grandes que los de caña de azúcar (15.746,26 TJ/año) y no han sido explotados (MEER, 2014b). Otro de los cultivos más grandes del país es el banano, es por ello que el Gobierno ecuatoriano a través del INER está llevando

a cabo proyectos encaminados al aprovechamiento de esta fuente de energía. En este caso se pretende utilizar los residuos del banano para obtener hidrogeno; este proyecto está en fase de estudio (INER, 2014).

Otro de los proyectos que se encuentra en fase estudio es el aprovechamiento energético del piñón como biomasa residual. Este es un proyecto que complementa al proyecto “*piñón para Galápagos*”, el cual utiliza el aceite de piñón (con alto poder energético) para la producción de electricidad dentro del plan para erradicar el uso de combustibles fósiles en las islas para la producción de energía eléctrica (INER, 2014). El proyecto mencionado contempla la generación de energía eléctrica en la isla Floreana mediante un sistema híbrido solar-térmico de 21 kWp / 138 kW que utilizará aceite de piñón como combustible (MEER, 2015a).

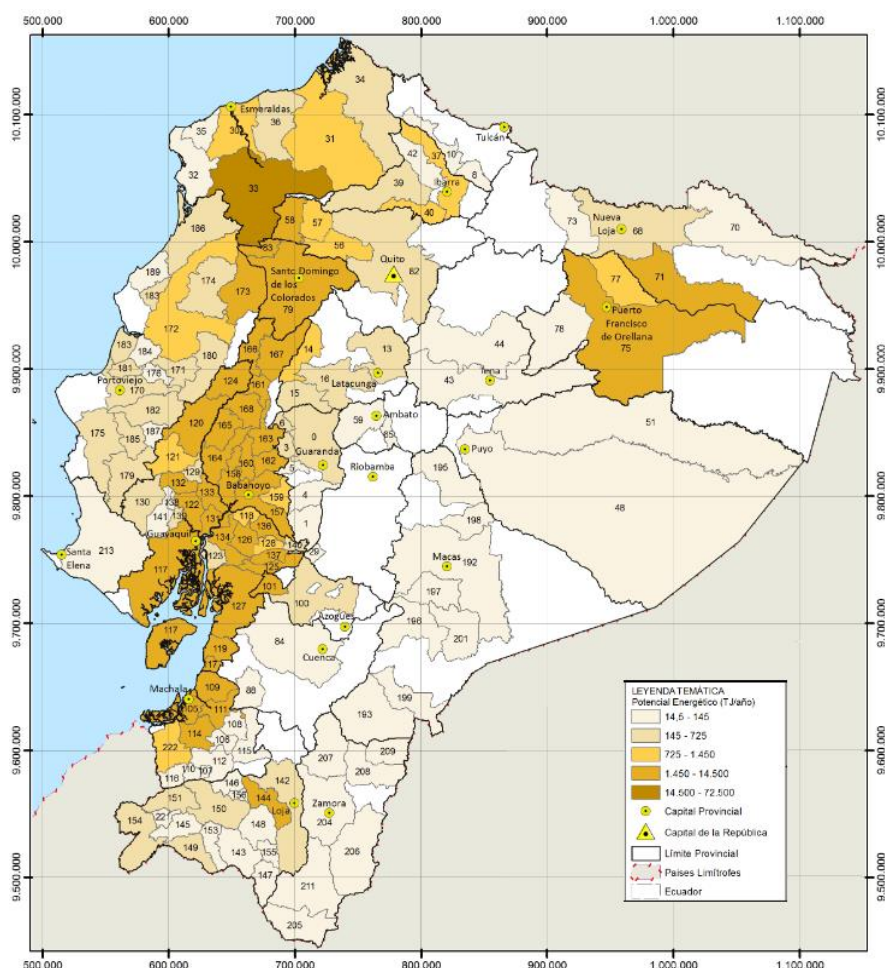


Figura 36. Potencial bioenergética de los residuos agropecuarios del Ecuador. (MEER, 2014b)

3.6. Subsidios a los combustibles fósiles

Durante la última década, los subsidios a la energía (incluye el Gas Licuado de Petróleo (GLP), diésel, gasolina y también a la electricidad) han sido parte de las políticas

gubernamentales. Por ejemplo, el precio actual para el GLP para usos doméstico y de pequeños negocios (0,10 USD/kg) no ha cambiado desde 2001 y los precios de la gasolina Extra o diésel permanecen inalterados desde Febrero del 2003 (Creamer y Becerra, 2016). Los subsidios a la electricidad van dirigidos a la población con bajos recursos, es decir para aquellos con un consumo menor a 110 kWh en la región andina y por debajo de 130 kWh en la región costa; estos tienen precios especiales, la llamada “*tarifa de la dignidad*”, la cual establece un costo de 0,04 USD/kWh, lo cual es 55,5% menos que el precio real (Creamer y Becerra, 2016). De acuerdo con el Banco Central del Ecuador (BCE, 2017), desde el 2007 al 2016 el Estado ecuatoriano ha gastado alrededor de 22 BUSD en subsidios a los combustibles fósiles. El diésel ha sido el combustible más subsidiado, seguido por la gasolina Extra, GLP y la gasolina Súper. Históricamente, las políticas que han impulsado la eliminación de estos subsidios han sido fuertemente rechazadas. En un intento por reducir los impactos económicos generados por los subsidios, a través del decreto No. 799 el gobierno eliminó los subsidios al GLP para usos industriales y comerciales; esto también fue aplicado para el diésel y el combustible No. 6 para uso industrial. Además, desde el 2015, se ha establecido un plan de ajustes mensual de 0,02 USD/galón de gasolina Súper hasta que esta llegue a un precio de 2,3 USD/galón (Creamer y Becerra, 2016).

3.7. Redes Eléctricas inteligentes en Ecuador (Smart Grid)

En vista de la necesidad de poder optimizar las fuentes de generación eléctrica, automatizar y renovar el sistema eléctrico, reducir pérdidas e introducir nuevas fuentes de energías renovables y distribuidas, se hace evidente la necesidad de impulsar las REI en el país. Para lograr la implantación de las REI se debe seguir un plan progresivo de implantación tecnológica, así como de las acciones políticas que den impulso a este cometido. El camino trazado hacia las REI en el Ecuador es relativamente nuevo; en enero del 2013 se publicó el Programa de Redes Inteligentes de Ecuador (REDIE). Este documento es el producto final de la Consultoría para el Desarrollo del Mapa de Ruta de las REI en Ecuador, el cual es uno de los medios que facilitará la integración de los diferentes actores, tecnologías, normas y estándares (MEER, 2013c). Los actores que están inmersos en el proceso de reestructuración de la red eléctrica ecuatoriana son: Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER), Corporación CENACE, Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), Empresas de Distribución, Universidades e Institutos de Investigación.

Dentro del REDIE se establecieron los elementos que integran el mapa de ruta hacia las REI agrupados en las áreas y sub- áreas de enfoque. Es de enfatizar que al menos 5 de los

elementos resaltados en las Tablas 9 y 10 corresponden a proyectos en curso, que han sido considerados en este instrumento, a fin de que la formulación del mapa de ruta no solo incorpore elementos nuevos, sino también realce y contextualice las iniciativas en marcha.

En este sentido, se puede asegurar que el actual modelo energético ecuatoriano está cambiando sustancialmente y su migración comprende la utilización masiva de energía renovable. En las Tablas 9 y 10 se muestra dichos elementos.

Tabla 9. Elementos de Smart Grid para el mapa de ruta. (MEER, 2013c)

Área	Sub-área	Elemento	
Generación	Convencional	Actualización centrales existentes	
		Ejecución, planeamiento, expansión de generación (8 proyectos hidroeléctricos)	
		Despacho avanzado orientado a eficiencia energética	
	Distribuida	Estudios potencial pequeñas centrales hidráulicas, eólicas, etc.	
		Generación distribuida áreas aisladas y/o sin suministro	
		Integración de ER a la red (villonaco, Política 6% capacidad solar)	
Transmisión	Investigación nuevas tecnologías	Plan migración hacia IEC61850	
		Ejecución planeamiento expansión del SNIT (proyecto de 500 kV)	
		Implementación de FACTS	
		HVDC	
		Limitación corriente de falla FCL	
		Subestaciones avanzadas (digital)	
	Op. Avanzada	Implementación de PMU's	
		Protección sistémica	
		Cargabilidad estática y dinámica	
		Protección avanzada	
			Aplicaciones avanzadas de WAMPACS
	Red Flexible	Backbone's de información y recolección de datos	
Distribución	infraestructura	Implantación centros de control – proyecto SIGDE	
		Backbone de información y recolección de datos	
		Infraestructura Avanzada de Medición (AMI)	
		Planeamiento óptimo de la distribución	
		Alumbrado público eficiente e inteligente	
	Operación Global	Mantenimiento inteligente (gestión de datos)	
		Control VOLT/VAR, reducción de tensión (CVR)	
	Red automatizada	Automatización de Subestaciones Distribución	
	Automatización redes de distribución		
Consumidor	Eficiencia energética	Equipos de uso final eficientes	
		Programas de eficiencia energética	
	Gestión de la demanda	Desconexión de cargas – Demand Response (DR)	
	Movilidad /Transporte	Transporte eléctrico individual	
	Transporte eléctrico masivo		

Tabla 10. Elementos de Smart Grid para el mapa de ruta. Continuación.

Área	Sub-área	Elemento
General	Comunicaciones	Infraestructura de telecomunicaciones
		Flujo de información del extremo a extremo
	Educación	Convenios con Universidades e Institutos de Formación
	Estándares	Modelo común del sistema (CIM) y aplicaciones avanzadas
		Análisis de estándares
		Adopción de estándares internacionales
		Ciberseguridad: estándares y protocolos
	Gestión de archivos	Seguridad del personal
		Mantenimiento basado en condiciones (CBM)
		Sensores automáticos avanzados
		Optimización trabajo de las cuadrillas
	Gestión del sistema eléctrico	Integración eléctrica regional
		Planeamiento óptimo del sistema incluyendo conceptos de SG
		Incentivos a plantas de energías renovables
		Prestación de servicios complementarios
		Cambio matriz energética (cocción, calentamiento)
		Participación de DER en la generación
		Modelamiento y respuesta de tiempo y clima
	Informática	Integración de sistemas
		Seguridad IT-OT
		Cloud y data center
	Operación Global	Wide Area Monitoring System (WAMS)
		Modelo Estado Estable y Dinámico
		Reducción congestión del sistema
		Islanding
		Wide-Area Control System (WACS)
		Microredes
		Almacenamiento de energía
	Organización	Plan de métricas (metas y supervisión)
		Capacitación
		Diseño Arquitectura, Visión y Estrategia SG
		Evaluación de riesgo
		Rediseño de la organización, procesos y sistemas de gestión
I+D+i		
Regulación	Nuevos negocios	
	Trabajo con el regulador y otras empresas – Regulación dinámica	
	Incentivos económicos y tributarios	

El esquema base del mapa de ruta se construyó a partir de la experiencia previa del consultor, el marco legal ecuatoriano, los proyectos actualmente en marcha (elementos marcados en verde en las tablas 9 y 10) y los lineamientos estratégicos considerados. A pesar de tener un mapa de ruta, los retos que enfrenta el sector eléctrico ecuatoriano son grandes y tiene que ver con el desarrollo de un sistema dinámico de precios, inclusión del concepto de “prosumer” (usuario que es generador y consumidor de energía eléctrica) en el marco legal, impulsar verdaderos incentivos a las ERNC, desarrollar programas de investigación que incluyan a la mayoría de las universidades, alta dependencia de tecnología extranjera, los

altos costos de los dispositivos inteligentes, falta de financiamiento, entre otros. Además de propios problemas sociales y complejidad institucional (Bale, Varga, y Foxon, 2015) (WEF, 2017b).

3.8. Ecuador y su contexto en los países en vías de desarrollo

Ecuador, al igual que otros países en vías de desarrollo como Brasil e India ha sido fuertemente dependiente de inversiones y tecnologías extranjeras para su temprano desarrollo. Las compañías eléctricas extranjeras dominaron fuertemente este sector durante mucho tiempo, y se vieron en muchos casos, favorecidas por gobiernos locales para su operación. De la misma manera, sobre los años sesenta el gobierno se hizo cargo del sistema eléctrico para mejorar su funcionamiento de décadas anteriores. No obstante, a diferencia de India y Brasil, Ecuador ha basado su modelo de crecimiento en gran medida, a partir de la explotación del petróleo desde principios de los años 60s. Las regalías obtenidas de la explotación de este recurso han sido la base para desarrollar el sistema eléctrico ecuatoriano, el cual se ha visto favorecido durante los periodos con precios altos, como durante 1970-1985 y 2008-2014, fechas en que el sector eléctrico ecuatoriano ha estado dominado por instituciones públicas y el auge petrolero ayudó de forma significativa al desarrollo de este sector.

Al ser el petróleo un recurso abundante en el país, Ecuador ha dependido fuertemente de él para la producción de electricidad mediante plantas térmicas (aún y teniendo que importar sus derivados por falta de refinerías en el país). La contribución de las plantas térmicas a la matriz energética ha sido de aproximadamente la mitad de la producción de energía e incluso en muchos periodos llegando a sobrepasar a la energía hidráulica, la cual ha llevado un crecimiento casi a la par con esta. A pesar de ser Ecuador un país con un alto potencial hidroeléctrico, los esfuerzos por impulsar este recurso siempre han estado limitados por la falta de financiamiento y del interés gubernamental, el cual ha preferido durante décadas apostar por los subsidios a los combustibles fósiles, dificultando así, la introducción de nuevas formas para producir electricidad de forma eficiente. Al igual que otros países en vías de desarrollo, Ecuador aún enfrenta grandes retos en términos económicos y de desarrollo, por tanto, la transición hacia una economía más verde es un camino lento y lleno de retos. Actualmente Ecuador es responsable de la emisión del 0,15% de CO₂ a nivel mundial. En conjunto, América Latina y el caribe son los responsables del 10,7% de total de las emisiones (El Telégrafo, 2017).

Desde 1994, Ecuador es parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y ratificó el Protocolo de Kioto en el año 1999 (MAE, 2012). Al

pertenecer al bloque de los países en vías de desarrollo, Ecuador no adquirió ningún compromiso vinculante ante el cambio climático. Además, al enfrentar una de las crisis económicas más severas del país en el 1999 y a su débil recuperación económica de los años posteriores no se tomaron medidas decisivas hasta el 2006. A partir de este año se empezaron a estructurar diferentes estrategias para guiar al país en un camino diferente, por ejemplo mediante la Estrategia Nacional de Cambio Climático del Ecuador 2012 – 2025 (ENCC) (MAE, 2012) o mediante el PME que impulsaba la creación de 8 mega proyectos hidroeléctricos; incluso más recientemente con la firma y ratificación del acuerdo de París. Así, el 2006, se podría considerar como punto de partida para responder a la pregunta planteada en el capítulo 1: *¿Podrán los países en vías de desarrollo iniciar un desarrollo económico y energético que evite el uso ineficiente de los recursos naturales practicados durante décadas por los países del primer mundo?*

En el caso de Ecuador, queda de manifiesto que la única vía para impulsar la economía y los diferentes sectores del país a corto y mediano plazo es la explotación de sus recursos petroleros, lo cual indirectamente está contribuyendo al cambio climático, por ser un recurso que se utilizará en el transporte o en la generación de energía liberando los gases de efecto invernadero.

No obstante, contradictoriamente es un recurso que ha servido para realizar cambios profundos en la matriz energética del país, llevados a cabo en parte por la preocupación ante el cambio climático y por la necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles en el país. En este sentido, el periodo 2006-2017 es un claro ejemplo de cómo una intervención estatal con objetivos energéticos claros y con suficientes fondos económicos puede cambiar los patrones de desarrollo de parte de un sector del país. Hoy en día el sector eléctrico ecuatoriano es mucho mejor que una década atrás, llegando a producir hasta el 93% de su energía eléctrica por medio de fuentes renovables. Si comparamos a Ecuador con Brasil e India en cuanto a las pérdidas del sistema eléctrico, la cobertura eléctrica, la generación mediante ER y la renovación del sistema de transmisión, es notorio el avance en tan solo una década. Se podría decir que Ecuador está superando algunos los principales problemas que afectan a los países en vías de desarrollo estudiados. En este cambio, las REI están jugando un papel fundamental, y al igual que en los otros países, entre los proyectos más destacados se encuentran la instalación de medidores inteligentes, programas de eficiencia energética, cloud y data centers.

Ecuador, es un caso especial, el cual ha sabido aprovechar los altos precios del crudo conjuntamente con el compromiso político para redireccionar la forma de crecimiento del país. No obstante, este es un país altamente dependiente del precio del petróleo y de la

financiación externa, lo cual pone en serio riesgo un desarrollo sostenible a largo plazo. Como ejemplo de ello se puede referenciar el periodo 1999-2006, en el cual el modelo de mercado liberalizado fracasó en gran parte por la falta de inversiones en el sector eléctrico.

3.9. Conclusiones

El cambio de la matriz energética ecuatoriana hacia las energías renovables implicará una estabilización de los gastos públicos al reducir la alta dependencia de los combustibles fósiles para generar electricidad, los cuales han estado favorecidos por los altos subsidios que paga el Estado. Además, ayudará a cumplir los objetivos para luchar contra el cambio climático. Mantener los actuales subsidios a los combustibles fósiles indefinidamente supone un riesgo para el presupuesto general del estado año tras año, debido sobre todo a los precios fluctuantes del petróleo y debería ser revisado con mucho detalle. Además, habría que tener en cuenta que una excesiva burocracia en las compañías eléctricas podría también poner en riesgo una gestión eficiente del sector.

Aunque se ha logrado un cambio revolucionario en la matriz energética, Ecuador necesita diversificarla, sobre todo para prevenir severas restricciones en la generación de electricidad causadas por las posibles sequías que pueden afectar al país. La posible y más rápida respuesta en caso de no estar preparados será el incremento de la producción de electricidad mediante plantas térmicas, al ser esta la fuente históricamente más accesible y usada del país. Por lo tanto, nuevas fuentes de energía solar, eólica o geotérmica necesitan ser incorporadas a la red eléctrica, ya que como se ha visto, las ERNC son la solución más viable a largo plazo para hacer frente a la creciente demanda. En este sentido, la generación distribuida empieza a tener relevancia en el plano energético, como se refleja en el Plan Maestro de Electrificación, el cual contempla proyectos de generación distribuida a nivel de empresa pública y privada. No obstante, sería recomendable también que contemplara planes de generación a nivel de usuarios "*prosumer*" para autoabastecerse en horas pico, disminuyendo así la demanda del consumidor, y vender energía a la red cuando esta lo necesite. Para ello es de vital importancia la implementación de las REI en el Ecuador.

Las Redes Eléctricas Inteligentes son un concepto relativamente nuevo en Ecuador y se presentan como una visión de desarrollo a largo plazo. Entre las principales razones para transformar el actual sistema eléctrico hacia las REI destacan sobre todo la seguridad energética, la operación de red segura, la confiabilidad y calidad del servicio. La mayoría de los proyectos en ejecución están presentes en el mapa de ruta presentado en el año 2013 y se destacan como un avance sustancial para obtener una red eléctrica más inteligente. Uno de los puntos que más se enfatizan a la hora de hablar las REI es la Infraestructura Avanzada

de Medición (AMI). El Ecuador se encuentra en sus primeros pasos de despliegue con pequeños proyectos pilotos en las principales ciudades del país y se han conseguido grandes avances.

Este capítulo ha servido de base para la publicación:

Ponce-Jara M.A., Castro M., Peláez-Samaniego M.R., Espinoza-Abad J.L., Ruiz E. Electricity sector in Ecuador: an overview of the 2007-2017 decade. Energy Policy (ELSEVIER). Volume 113, February 2018. Pages 513-522. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.036>.

4. Políticas energéticas y su impacto en el despliegue de las energías renovables no convencionales en Sudamérica: el caso de Ecuador

En este capítulo se profundiza en el área de las políticas energéticas en soporte a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Sudamérica. Se analizarán cuales están siendo las políticas que están dando un mayor impulso a las renovables y cuales podrían encajar en el contexto ecuatoriano para que la contribución de las mismas sea más significativa a corto y largo plazo. Además, se expondrán las características de las diferentes fuentes de generación con energías renovables, poniendo especial atención a la energía solar fotovoltaica por ser una de las fuentes energéticas más abundantes en la región y con altas probabilidades de convertirse en una de las tecnologías más viables económicamente en un futuro próximo.

4.1. Introducción

Como se ha comentado en capítulos anteriores la generación de energía eléctrica ha implicado la emisión de cuantiosas cantidades de gases de efecto invernadero a la atmosfera. Esta tendencia lleva más de 100 años sin cambiar, de hecho según (IEA, 2017a), el uso de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica todavía ocupa el 66% de la producción total, mientras que el porcentaje de las FER ha permanecido casi constante después de experimentarse una reducción del 4,9% en el uso de la energía hidroeléctrica y un aumento del 6,5% de las ERNC desde el 1973. Según esta misma fuente, en el 2015 el uso de las FER se situó en torno al 23,1% a nivel mundial. Hay que notar que apesarar de este aumento en el uso de las FER, su contribución en la matriz energética mundial es todavía reducida, sobre todo si consideramos el enorme incremento de la producción de electricidad, el cual paso de 6.131 TWh en el 1973 a 24.255 TWh en el 2015.

Para enfrentar y contrarrestar los efectos ante el cambio climático, mecanismos como el Protocolo de Kioto o la Coalición de Energía Renovable de Johannesburgo (CERJ, enfocado a impulsar iniciativas y políticas energéticas en fomento a las FER) se celebraron en 1998-2013 y 2002 respectivamente. Aunque todos los países Sudamericanos firmaron y ratificaron el Protocolo de Kioto, ninguno de ellos adquirió objetivos vinculantes por el hecho de ser países en vías de desarrollo, tal y como se comentó en el capítulo 2. En el caso de la CERJ, de Sudamérica solo participaron Argentina, Bolivia, Brasil, Chile y Colombia (JREC, 2005). Después de 8 años de la celebración del CERJ, más de 120 países han adoptado una o más políticas enfocadas a impulsar las FER (Radomes y Arango, 2015). No obstante, las emisiones de gases de efecto invernadero en la región no han parado de crecer y actualmente representan el 5% de la contaminación mundial (incluyendo América central) (UNEP, 2017a). Se espera que esta tendencia no cambie en el corto a mediano plazo debido a que el crecimiento económico de los países en vías de desarrollo muchas veces está supeditado al uso de combustibles fósiles accesibles y baratos para impulsar su desarrollo (Ponce-Jara, Ruiz, et al. 2017). Por lo tanto, la tendencia general de los países Sudamericanos ha sido aumentar sus emisiones durante las pasadas décadas. De hecho, países como Brasil, Argentina y Venezuela, han aumentado sus emisiones en un 91,1%, 76,1% y 69,2% respectivamente desde 1960 (TWB, 2017a).

No obstante, a pesar de esta tendencia al alza en las emisiones de gases de efecto invernadero, el continente Sudamericano continúa a la cabeza en el desarrollo de energías limpias. Esta característica solo puede ser explicada debido al alto porcentaje de energía hidroeléctrica en la matriz energética de la mayoría de los países de la región como Paraguay, Ecuador, Colombia, Brasil y Venezuela. Como se muestra en la Figura 37 y 38, esta lidera el sector de la electricidad y posee un porcentaje del 54,3% del total de la potencia instalada en el 2016 (OLADE, 2016a) (IRENA, 2016a) (OLADE, 2016b). Este porcentaje solo representa el 25% del total del potencial hidroeléctrico del continente y está muy lejos de agotarse. A pesar de esto, al igual que a nivel mundial, existe una tendencia a la baja en el uso de la energía hidroeléctrica en Sudamérica; esta ha experimentado una bajada de un 14,7% desde el año 2000 (TWB, 2017b), lo cual ha sido compensado por el incremento en el uso de las ERNC y el gas (TWB, 2017d) (TWB, 2017c). Por otro lado, la energía térmica continúa siendo la segunda fuente para generar electricidad en el continente. Esta fuente ha crecido aproximadamente con la misma rapidez y cantidad que la energía hidroeléctrica y representa aproximadamente el 39,9% de la matriz sudamericana (OLADE, 2016b).

En las Figuras 37 y 38 se muestra la producción de electricidad por fuente en el continente Sudamericano en el periodo 2016-2017 y el porcentaje de la capacidad eléctrica instalada por fuente en el mismo periodo.

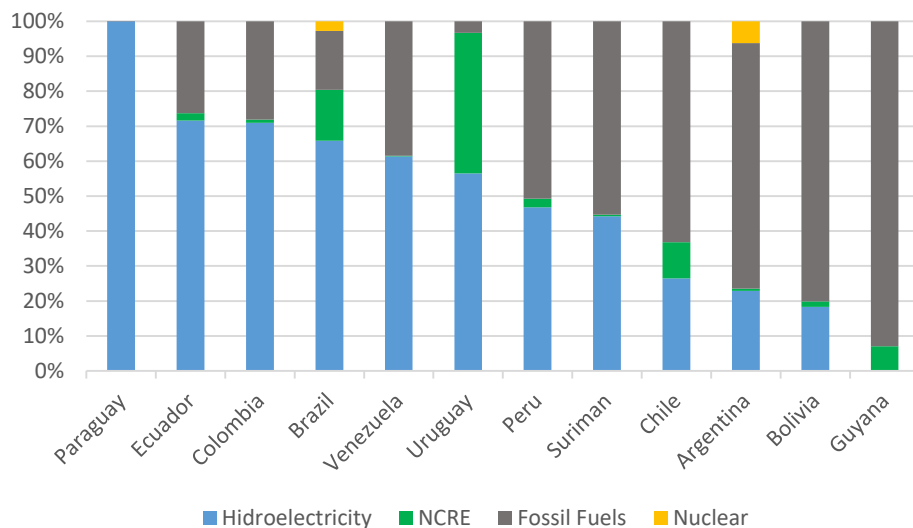


Figura 37. Producción de electricidad por fuente en los países Sudamericanos (2016-2017). Adaptados de (OLADE, 2017) y (ARCONEL, 2017b).

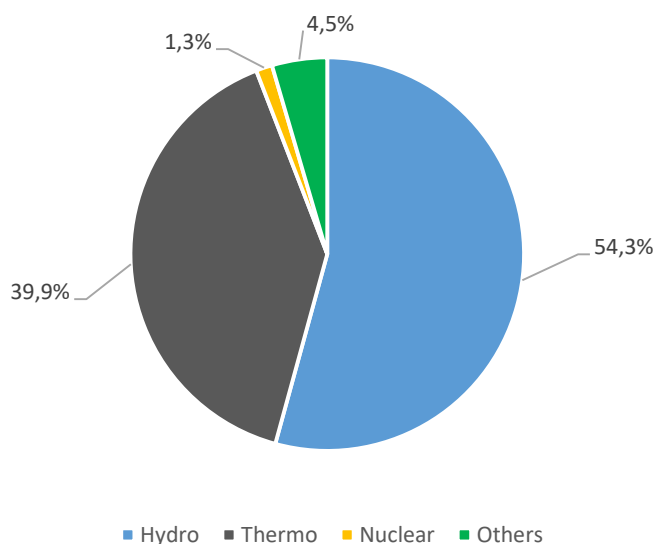


Figura 38. Porcentaje de la capacidad eléctrica instalada en Sudamérica. Adaptada de (OLADE, 2016b).

Dentro de este escenario, un nuevo paradigma energético se vislumbra, el cual está basado en la necesidad y la urgencia de diversificar la matriz energética del continente Sudamericano. Esta tendencia es parte de una estrategia global que intenta garantizar la seguridad energética, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y hacer frente al cambio climático. En Sudamérica, la energía hidroeléctrica se ha visto seriamente afectada por el cambio climático, causando racionamientos eléctricos debido a las sequías prolongadas que han afectado a la región (por ejemplo: (Simoes, 2009) (Voice of America, 2015) (GNC, 2016) (relifweb, 2017)) mostrando así, una de las grandes debilidades que enfrenta el continente. En este nuevo escenario, las ERNC tienen el potencial de ayudar a

abastecer la demanda en los periodos de sequía provocados por el cambio climático (CLIMATESCOPE, 2017). Por tanto, aun cuando la energía hidroeléctrica se ha convertido en la principal fuente eléctrica del continente, las ERNC están siendo estudiadas e introducidas paulatinamente con nuevas estrategias políticas y económicas. Como resultado la capacidad eléctrica instalada de estas fuentes ha aumentado de 10 GW en el 2006 a 36 GW en el 2015 a nivel mundial (IRENA, 2016a). No obstante, esta participación aún es insuficiente ya que las ERNC solo participan con el 4,5% del total de la capacidad del continente Sudamericano (Figura 38). Es posible que, con la entrada en acción del Acuerdo de París, así como a partir de las consecuencias negativas del cambio climático experimentadas en la región, las ERNC empiecen a tener un papel dinamizador en la matriz energética Sudamericana.

4.2. Energías renovables en Sudamérica

En este apartado se realizará una breve descripción de los principales sistemas de generación con FER presentes en el continente Sudamericano. Se Profundizará en aspectos como la evolución y contribución de cada uno de ellos en la matriz energética, su controlabilidad, la potencia media, tiempo de construcción, y vida media de cada una de las plantas.

4.2.1. Grandes Hidroeléctricas

Los grandes proyectos hidroeléctricos se caracterizan por aprovechar el recurso natural hidrológico utilizando un sistema de almacenamiento del recurso que posibilita la controlabilidad de la potencia generada a un nivel de coste de generación mínimo. Su única limitante es la disponibilidad del recurso hidrológico. Por lo general, el tamaño de las pantas hidroeléctricas pueden ir desde las pocas decenas de megavatios, hasta los 22,5 GW (Central Hidroeléctrica de las tres gargantas en China, la más grande del mundo (RV, 2017)). El periodo de construcción depende del tamaño, pero debido normalmente a los movimientos de tierra y la obra civil, los tiempos son superiores al de una central termoeléctrica o parque eólico de la misma potencia; por ejemplo una planta de 100 MW podría tardar aproximadamente cinco años como mínimo (Galbete Goyena, 2013). Según esta misma fuente, la vida útil de estas plantas es entorno a los 75 años, y requiere poca inversión para reutilizarlas, debido a que normalmente la obra civil sigue siendo válida, reduciendo así el coste de actualización y puesta en marcha nuevamente.

Como se ha comentado anteriormente, históricamente América del Sur ha sido un continente donde la energía hidroeléctrica ha jugado un papel importantísimo para el

desarrollo del sector eléctrico de la mayoría de los países que lo componen; de hecho, esta región es de lejos la mayor productora de energía hidroeléctrica a nivel mundial. Hay que destacar el papel de Brasil, el cual produce alrededor del 40% del total de la energía hidroeléctrica de Sudamérica (IRENA, 2016a). No obstante, tal y como se mencionó, se está produciendo un cambio en los patrones de crecimiento de esta fuente energética. Así, se puede observar un constante decrecimiento en la producción de hidroelectricidad, la cual ha pasado de alrededor del 66% en el año 2000 (pico máximo registrado) a poco menos del 51% en el 2014. Por otro lado, de forma comparativa se puede observar que tanto el continente Norte Americano como el Europeo han experimentado un decrecimiento similar, no obstante estos poseen un porcentaje cercano al 13,5% y 11,8% respectivamente, los cuales son porcentajes muy inferiores al Sudamericano (Figura 39).

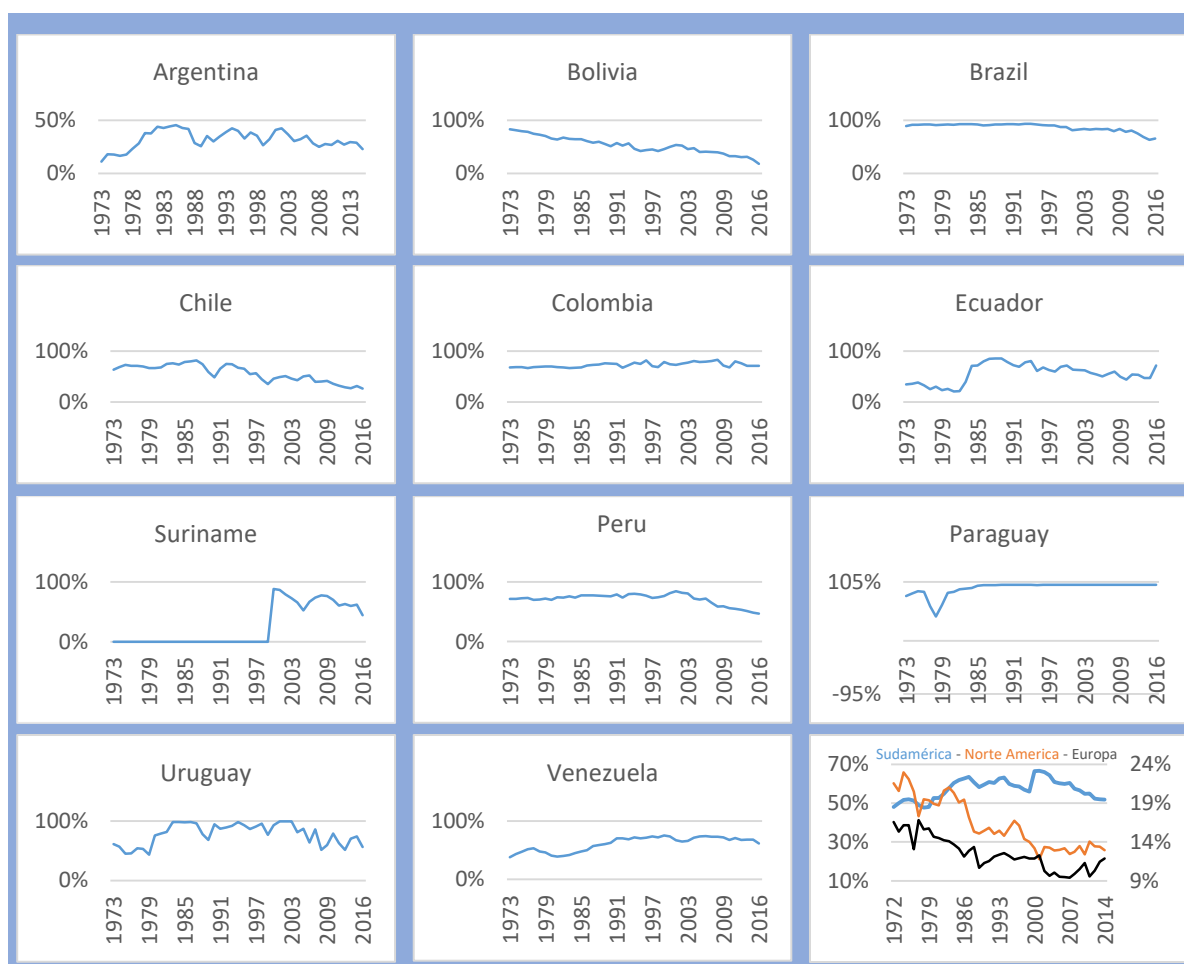


Figura 39. Producción de energía hidroeléctrica en Sudamérica (1973-2016). Adaptado de (TWB, 2017b), (OLADE, 2017) y (ARCONEL, 2017b).

Las primeras grandes centrales hidroeléctricas en Sudamérica fueron construidas durante los años 80s-90s sin mayores problemas medioambientales u oposición social. No obstante, durante la última década las condiciones socioculturales han cambiado significativamente y

se han encontrado grandes reticencias ante la construcción de estas plantas. Se demandan mayores responsabilidades hacia un desarrollo sostenible, respeto por el medio ambiente y por las comunidades indígenas que suelen habitar en las cercanías, y más participación ciudadana en la toma de decisiones (Varas et al. 2013). Por ejemplo, de Sudamérica es importante citar la campaña “*Patagonia sin represas (Chile)*” la cual suscitó grandes protestas y movilizaciones sociales que han acabado por desbancar uno de los mayores proyectos hidroeléctricos del país, la represa HydroAysén con una potencia estimada de 2.750 MW (CDPC, 2018); esto está ocurriendo con muchos de las grandes proyectos hidroeléctricos de la región retrasando su ejecución o incluso cancelándolos. En cualquier caso, esta polémica medioambiental puede estar afectado a la creación de nuevas plantas hidroeléctricas de gran envergadura y por tanto ser unos de los factores que están ralentizando su despliegue. De acuerdo con (Varas et al. 2013), uno de los grandes elementos en común de este tipo de proyectos es que requieren un alto nivel de inversión del orden de los miles de MUSD. Además, en Sudamérica, en la mayoría de los proyectos existe una alta participación del estado, muchas veces como único accionista. La única excepción es Chile, cuyos proyectos son totalmente privados. En la Tabla 11 se muestran algunos de los últimos proyectos hidroeléctricos de gran envergadura en Sudamérica, de los cuales muchos se encuentran en fase de construcción o en pre-ejecución.

Tabla 11. Grandes proyectos hidroeléctricos en Sudamérica. (MEM, 2018), (EBISA, 2018), (BNamericas, 2018a), (BNamericas, 2018b), (HI, 2018), (MEER, 2017d), (EJA, 2018), (MPPEE, 2018) y (CDPC, 2018).

Proyecto	País	Capacidad Instalada (MW)	Estado
Belo Monte	Brasil	11.200	En construcción
HidroAysén	Chile	2.750	Cancelado
Ituango	Colombia	2.400	En construcción
Garabí-Panambí	Argentina-Brasil	2.200	Pre-ejecución
Tocoma	Venezuela	2.160	Finalizado
Inambari	Perú	2.000	Cancelado
Coca-codo Sinclair	Ecuador	1.500	Finalizado
Cóndor Cliff-La Barrancosa	Argentina	1.310	En construcción
Cachuela Esperanza	Bolivia	990	Pre-ejecución

*Pre-ejecución: se incluyen aquellos proyectos en estado de pre-factibilidad, factibilidad o en espera.

4.2.2. Centrales de Biomasa

Las centrales de biomasa utilizan un recurso primario que se presenta en una variedad de materiales diferentes: madera, serrín, paja, biogás, desechos domésticos, etc. Para poder aprovechar este recurso se utiliza una tecnología convencional consistente en una turbina

de vapor y generador eléctrico, además de un almacén donde disponer de la materia prima para su posterior combustión. La característica de esta energía la hacen no almacenable (en grandes cantidades) por lo que la producción y el consumo prácticamente coinciden en el espacio y el tiempo (Carta González et al. 2009). Estas centrales se diseñan habitualmente bajo criterios específicos de rentabilidad y por tanto se plantean como generadores base, con el fin de trabajar de forma continua y aproximarse a una producción anual lo más alta posible, por encima de las 8.000 horas; este hecho hace que en su diseño no se incluyan elementos que permitan una regulación de la potencia a demanda, a excepción de las centrales con biogás. El tiempo de construcción para una central de 50 MW puede llegar a los 2 años (Galbete Goyena, 2013). Y los costos para una central del mismo tamaño podrían rondar los 50 millones de Euros (Carta González et al. 2009). Desde el punto de vista económico, estas plantas pierden el sentido cuando para abastecer a la central se tienen que recorrer más de 100 km con la materia prima, debido al coste incurrido en el transporte de la misma. La potencia media de las centrales de biomasa oscila entre unos pocos megavatios hasta decenas de ellos, y su vida útil es de alrededor 30 años (Galbete Goyena, 2013).

El uso de la biomasa en Sudamérica ha aumentado significativamente en la última década, situándose como la primera fuente de ERNC usada en la región. El aumento de su uso para biocombustibles, alcohol y derivados, ha hecho que el bagazo de caña de azúcar se convierta en la principal materia prima para propulsar las centrales de biomasa, como por ejemplo en países como Brasil o Ecuador. Este tipo de cultivo, de alto poder calorífico, ha encontrado una gran complementariedad en los países con alta dependencia hidroeléctrica, ya que la disponibilidad de este recurso es particularmente alta en la estación seca (coincidiendo con la recogida del producto), ayudando a balancear la generación y la a aumentar la seguridad energética. No obstante este producto tampoco está excepto a la variables climatológicas lo cual también conlleva un riesgo asociado (IRENA, 2016b). Como se puede observar en la Figura 40, la capacidad instalada de las centrales de biomasa en Sudamérica no ha parado de crecer en la última década. Esta ha llegado a superar la capacidad instalada en América del Norte alcanzando los 16.652 MW en 2016; cabe señalar que de esta cifra el 86% pertenece a Brasil. Por otro lado, si bien el uso de centrales de biomasa se ha ralentizado en Europa, esta se ha visto compensada por el uso de biogás el cual ha pasado de 4.106 MW en el 2007 a 12.064 MW en el 2017. En Sudamérica las plantas de biogás contribuyen con solo 355 MW, siendo Brasil (249 MW) el mayor productor de electricidad mediante esta fuente. Ecuador solo aporta con 6,5 MW (IRENA, 2017).



Figura 40. Tendencia histórica de la capacidad eléctrica instalada de centrales de biomasa. Adaptado de (IRENA, 2017).

4.2.3. Centrales Geotérmicas

El aprovechamiento de la energía geotérmica pasa por la utilización del vapor de agua a suficiente presión proveniente del interior de la tierra para accionar una turbina que, acoplada a un generador eléctrico produce energía eléctrica. Para poder explotar este recurso existen dos tecnologías: inyección de agua al interior de la tierra hasta encontrar una superficie caliente para posteriormente aprovechar el vapor de agua resultante, y la que requiere de un pozo acuífero de alta entalpia. Cuando la entalpia es alta, el aprovechamiento se lleva a cabo en plantas térmicas de diseño específico mediante cuatro sistemas: sistemas de conversión directa (yacimientos con vapor seco de alta entalpia), sistemas de expansión súbita de una o dos etapas (yacimientos con predominio de agua de alta entalpia), y sistemas de ciclo binario (yacimientos con predominio de agua de media entalpia) (Carta González et al. 2009). Las plantas geotérmicas se diseñan para proporcionar potencias base aumentando con ello su rentabilidad. Sin embargo, no parece haber impedimentos técnicos para concebir estos generadores con una alta capacidad de control de potencia. El plazo de construcción varía dependiendo de la tecnología y del tamaño de la planta. Esta puede durar

de entre 12 a 24 meses para el proceso de perforación y 18 meses para la planta de producción. La vida útil se estima de alrededor de 30 años (Galbete Goyena, 2013).

Aunque el continente Sudamericano cuenta con un gran potencial geotérmico, sobre todo aquellos países que bordean el Océano Pacífico (por encontrarse en el llamado anillo de fuego), poco se ha avanzado en este tipo de energía. La gran mayoría de países andinos han realizado estudios de perfectibilidad de yacimientos pero ningún proyecto se ha llegado a concretar (Bertani, 2015). Actualmente Chile es el único país de la región que opera una planta geotérmica “Cerro Pabellón”, con una potencia instalada de 48 MW (DUCH, 2017). A nivel mundial la energía geotérmica ha crecido de forma sostenida y actualmente cuenta con 13.300 MW de potencia instalada. En los próximos años se espera un incremento de 11.872 MW, impulsado principalmente por Indonesia (4.013 MW), Estados Unidos (1.272 MW), Turquía (1.091 MW) y Kenia (980 MW) (GEA, 2015). En la Figura 41 se muestran la capacidad instalada por países.

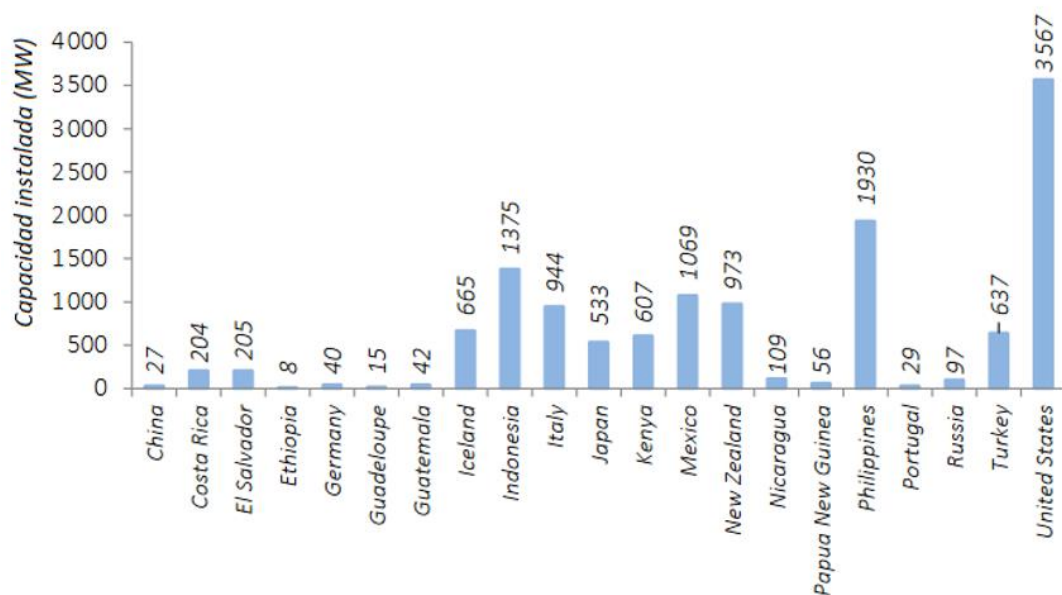


Figura 41. Capacidad Geotérmica instalada por países. (GEA, 2015)

4.2.4. Centrales eólicas y fotovoltaicas

Tanto las centrales eólicas como solares son fuentes de energía con baja controlabilidad en potencia, ya que utilizan un recurso energético que es aleatorio y que solo se puede utilizar en el momento que se dispone de él. No obstante, actualmente los errores que se pueden cometer en su predicción de potencia son relativamente bajos ya que se ha avanzado mucho en las técnicas de predicción de disponibilidad del recurso con hasta 72 horas de antelación, facilitando así la programación del mix de generación eléctrica. De acuerdo con (Galbete Goyena, 2013), estas fuentes pueden añadir cierta inestabilidad en la red, ya que

no son capaces de introducir inercia ni control primario de frecuencia, los cuales son parámetros esenciales a la hora de responder adecuadamente ante desequilibrios graves. Sin embargo, este autor argumenta que la carencia de controlabilidad lejos de plantearse como un limitante, puede ser equiparado a las dificultades de reducción de potencia que también presentó en su momento la generación nuclear (exceso de producción en los periodos nocturnos de bajo consumo); esto se resolvió construyendo almacenamientos energéticos reversibles: centrales de bombeo, lo cual también puede ser aplicable para la generación eólica o solar.

El recurso solar y eólico se encuentra uniformemente distribuido en el planeta tal y como se muestra en la Figura 42 y 43. No obstante existen diferencias importantes a la hora de encontrar localizaciones idóneas para instalar centrales eólicas o solares. Mientras que el recurso solar es estable y presenta variaciones pequeñas de un punto a otro, el recurso eólico es muy sensible a la localización y este puede variar significativamente en pocos cientos de metros (depende de parámetros como rugosidad del terreno y orografía) (Carta González et al. 2009). El tiempo de construcción de un parque eólico de gran tamaño no supera los dos años y tiene una vida útil de más 20 años. Para un parque fotovoltaico, el tiempo de construcción no supera el año, y se estima una vida útil 30 años; no obstante muy probablemente superará las expectativas, aunque hay que tener en cuenta la reducción en el rendimiento que sufren los paneles fotovoltaicos con el tiempo. En el 2016 la potencia total instalada de energía eólica y solar fue 486,8 GW y 306,5 GW respectivamente (ISE, 2017) (GWEC, 2016).

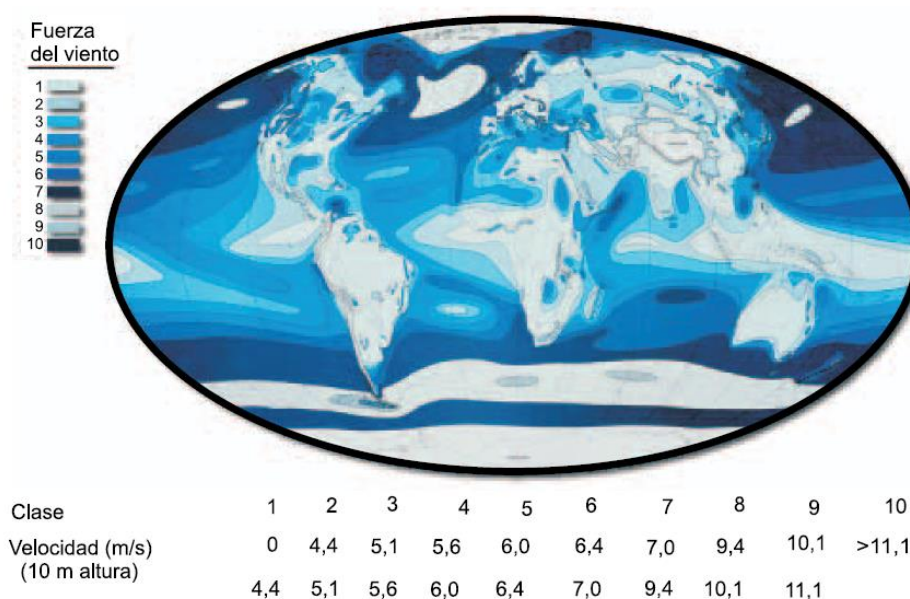


Figura 42. Recurso eólico a nivel mundial. (Carta González et al. 2009)

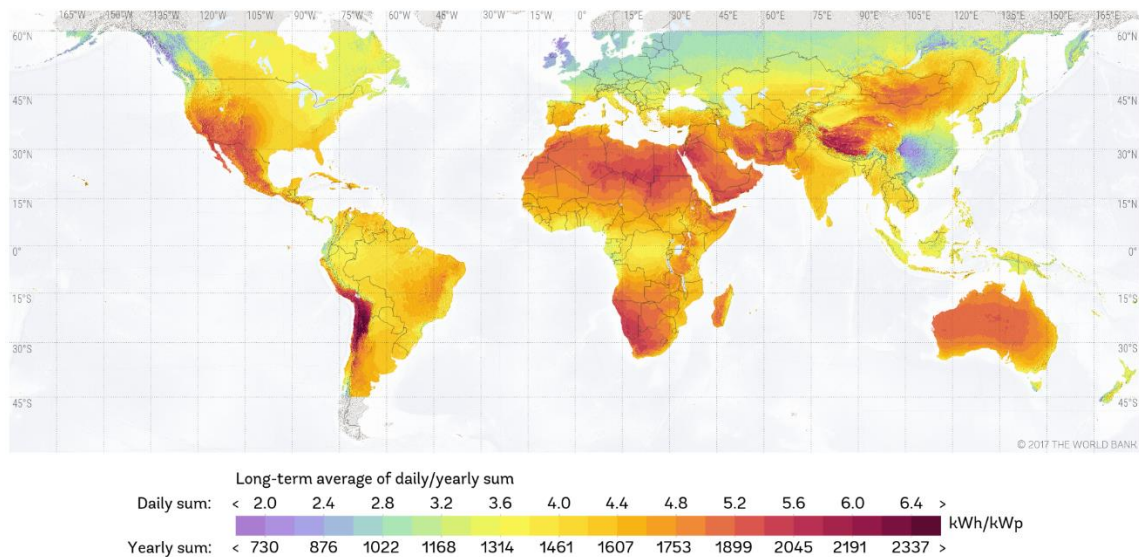


Figura 43. Recurso solar a nivel mundial. (SOLARGIS, 2017a)

En Sudamérica la energía eólica (13,5 GW) y la solar fotovoltaica (3,6 GW) son ya la segunda y tercera fuente de ERNC respectivamente, ganándole espacio a las centrales de biomasa que históricamente han recibido la mayor parte de las inversiones en el continente. Este cambio de tendencia se ha dado durante el periodo 2005-2012 y más intensamente durante el periodo 2013-2016. Como se puede observar en la Figura 44, 45 y 46, existe un rápido incremento en el uso de la energía solar fotovoltaica y eólica; esta nueva tendencia no es exclusiva de Sudamérica y responde a una tendencia mundial donde estas energías se están convirtiendo en las favoritas para generar energía eléctrica. Así, durante el 2016 las instalaciones solares fotovoltaicas (73 GW) fueron las más altas comparadas con cualquier otro tipo de tecnologías, seguida por las instalaciones eólicas (55 GW) (Blakers, 2017). Se prevé que estas dos fuentes lideren las inversiones en ERNC durante el periodo 2017-2040, con una proyección de 2,5 y 3 trillones de dólares respectivamente (BNEF, 2017). Aunque las instalaciones eólicas se proyectan con las inversiones más altas, debido al decrecimiento del costo de los paneles solares fotovoltaicos (por ejemplo pasaron de 600 USD/MWh hace una década a recientemente cerca de 50 USD/MWh (SPE, 2017)), la energía solar fotovoltaica se puede situar como la primera fuente de ERNC mundialmente. Según (BNEF, 2017), esto podría significar que para el año 2032, la potencia instalada de energía solar fotovoltaica superaría a la nuclear, eólica y gas, con aproximadamente 4.500 GW (Figura 44). No obstante, actualmente a parte de para grandes instalaciones, la energía solar es todavía cara para instalaciones residenciales y comerciales, costando de media aproximadamente 155 USD/MWh y 132 USD/MWh respectivamente a nivel mundial (SPE, 2017).

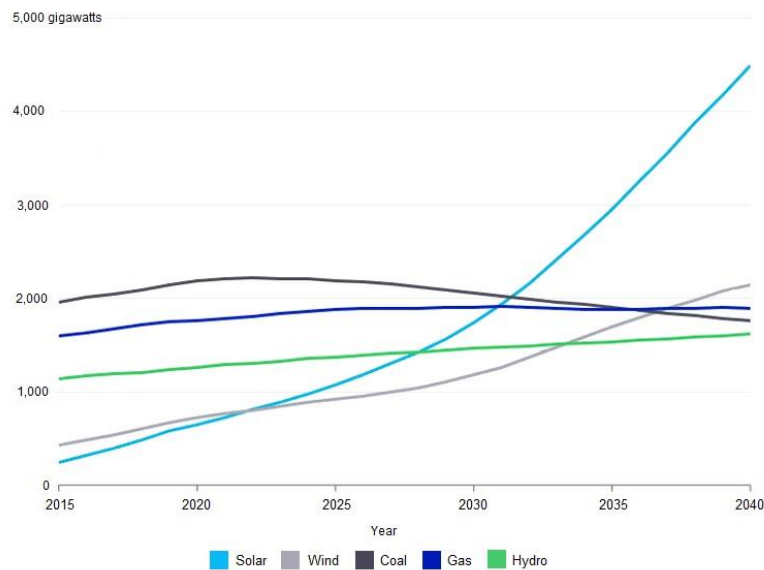


Figura 44. Capacidad instalada de generación acumulada y proyecciones por tecnología (2017-2040). (BNEF, 2017)

En la actualidad la mayoría de la capacidad solar fotovoltaica instalada proviene de las grandes economías mundiales (Unión europea 104,3 GW, China 77,9 GW y Estados Unidos 42.4 GW), mientras que los países en vías de desarrollo situados entre el Trópico de Cáncer y Capricornio, donde la radiación solar es mayor (SOLARGIS, 2017b), están caracterizados por un uso muy pobre; por ejemplo en 2016 África y el Oriente Medio tenían una potencia instalada de 4,7 GW (SPE, 2017), y como se comentó anteriormente Sudamérica solo 3,6 GW. En el caso de la energía eólica, al igual que en el caso anterior los países desarrollados llevan una ventaja muy clara (Unión Europea 171 GW o Estados Unidos 105 GW) (IRENA, 2017), mientras que Sudamérica 15,8 GW. De los países Sudamericanos, solamente Brasil, Chile, Perú, Argentina y Uruguay (para precios pico) han alcanzado paridad de red (Shah y Booream-Phelps, 2015) (DBMR, 2014). Debido a que el concepto de paridad de red es un objetivo en movimiento que depende de muchos factores como la cantidad de radiación solar en una determinada zona, políticas energéticas renovables, precios de electricidad, costes tecnológicos, o incluso de la devaluación de la moneda, entre otros (Rosenbaum y Wenzhong Gao, 2016) (Cadavid y Franco, 2017), de acuerdo con la Figura 45 y 46, parece que solamente dos países han alcanzado un escenario favorable, Brasil y Chile; estos países pueden haberse visto favorecidos por su alta capacidad de inversión y aplicación de políticas energéticas apropiadas para fomentar las ERNC (WEF, 2016). De hecho, desde una perspectiva económica, las plantas fotovoltaicas o eólicas pueden llegar a ser más asequibles que el carbón, gas, nuclear o grandes hidroeléctricas debido a su reducido tiempo de construcción (UNEP, 2017b). Como se observa en la Figura 45, el crecimiento de la energía eólica en Sudamérica está sustentado por Brasil (12.294 MW), Uruguay (1.504 MW) y Chile

(14,21 MW), los cuales ha experimentado un crecimiento acelerado en los últimos 4 años. En el caso de las plantas solares fotovoltaicas, la relativa explosión de la capacidad instalada solo puede ser entendida por las altas inversiones de Chile durante los últimos tres años aportando con 2.110 MW y Brasil con 1.097 MW.

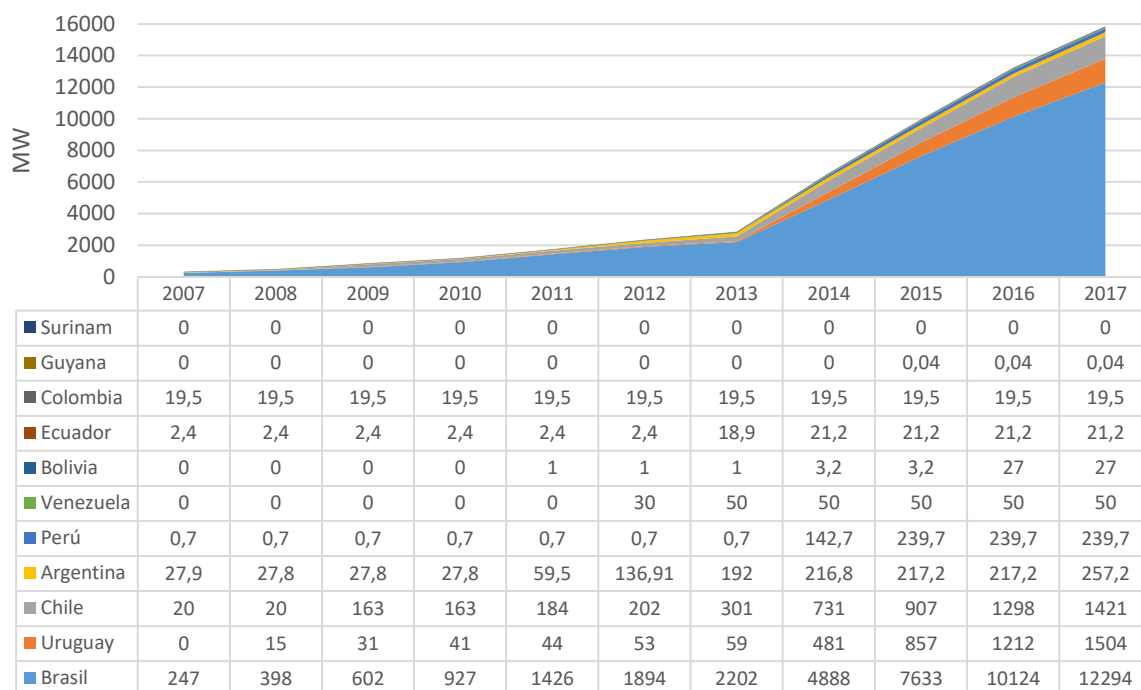


Figura 45. Capacidad eólica instalada en Sudamérica (2007-2017). Adaptado de (IRENA, 2017).

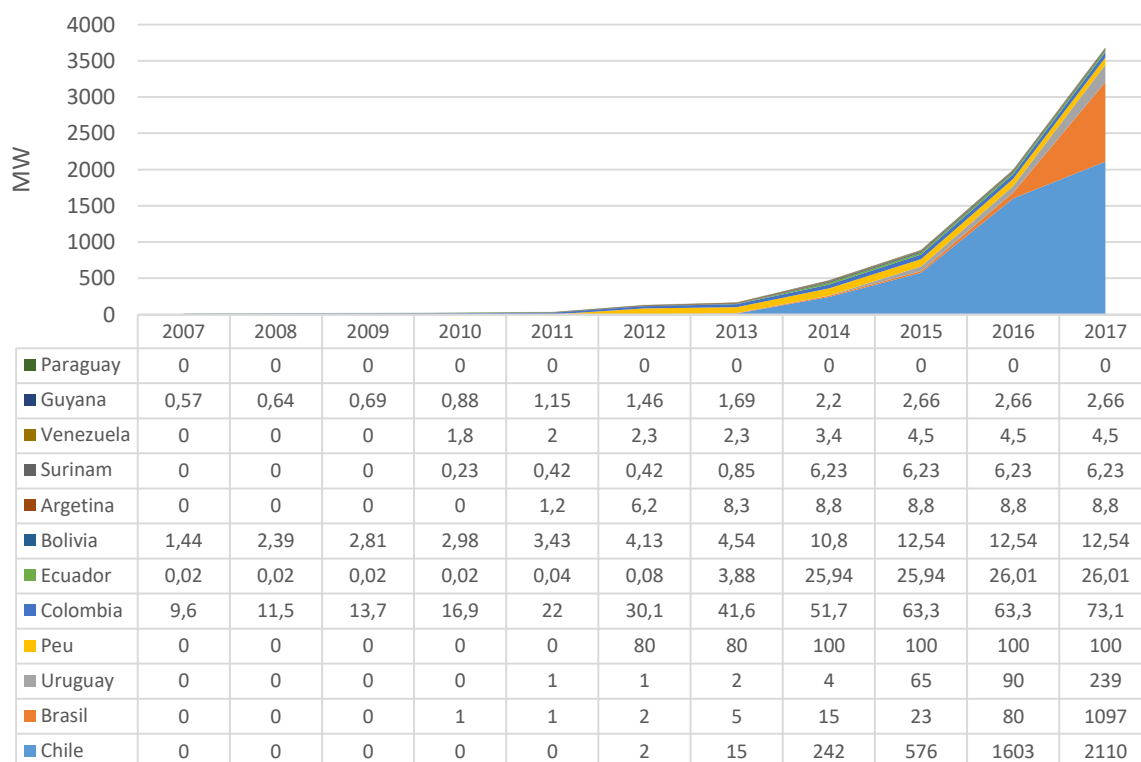


Figura 46. Capacidad solar instalada en Sudamérica (2007-2017). Adaptado de (IRENA, 2017).

4.3. Políticas energéticas en soporte a las ERNC en Sudamérica

El histórico papel sudamericano de productor petrolero, la relativa abundancia de recursos hídricos, la falta de presión para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y en algunos casos, la inestabilidad política, ha retrasado la entrada de nuevas formas de energía renovables no convencionales, y con ello también la adopción de políticas energéticas adecuadas. No obstante, este escenario está cambiando, por un lado, gracias a la reciente adopción del Acuerdo de París y por otro, por las constantes reducciones en los costos de los proyectos con ERNC en la región. Si los costos continúan bajando, es muy probable que las ERNC se conviertan en una fuente muy competitiva, como ha pasado ya en Chile o Brasil con la energía solar fotovoltaica y eólica.

4.3.1. Mercados eléctricos y políticas para impulsar las ERNC

En el último siglo, todos los mercados sudamericanos han experimentado cambios estructurales enfocados en reformar sus modelos regulatorios y explorar nuevas estrategias para expandir sus sistemas eléctricos. Estas reformas han variado entre un modelo de poder estatal, y un modelo liberalizado de mercado, y últimamente mediante la incorporación de nuevas reformas como las subastas a largo plazo (ver por ejemplo, (Mastropietro et al. 2014)). La liberalización de los mercados eléctricos sudamericanos empezó en 1982, cuando Chile implementó de forma satisfactoria el primer mercado liberalizado del continente. Diez años después, este modelo fue adoptado por el resto de países del continente: Argentina (1992), Perú (1992), Colombia (1993), Brasil (1994), Ecuador (1999), entre otros (Mastropietro et al. 2014) (Batlle, Barroso, y Pe, 2010) (Ponce-Jara et al. 2018).

No obstante, en un continente donde el control estatal ha sido continuo durante el último siglo, juntamente con un diseño inadecuado de políticas, las reformas se percibieron como amenazas para el capital extranjero, lo cual ha dificultado la expansión del suministro eléctrico a la misma velocidad que la demanda (Mastropietro et al. 2014). De esta manera, los mercados liberalizados del continente empezaron a mostrar sus limitaciones, sobre todo en la seguridad energética a largo plazo en países con alta participación de la energía hidroeléctrica, debido a que sus precios se consideraron muy volátiles para ser un motor efectivo para nuevas inversiones (Mastropietro et al. 2014). Por lo tanto, desde el año 2000 se han empezado a explorar nuevos instrumentos regulatorios para impulsar las ERNC, así como para atraer nuevas inversiones. Brasil, Argentina y Ecuador fueron los tres primeros países en implementar las primeras Feed-in Tariff (FIT) del continente. No obstante, estas iniciativas no tuvieron el éxito esperado (Barroso y Batlle, 2011). Desde entonces, debido a

las complementariedades entre la energía hidroeléctrica y las ERNC, juntamente con la reducción en costos de las tecnologías (bioenergía, eólica y últimamente solar fotovoltaica), han dado paso a la adopción de nuevas políticas como los incentivos fiscales, instrumentos regulatorios y mecanismos financieros (Maurer y Barroso, 2011). Los instrumentos regulatorios más comunes y las políticas energéticas nacionales adoptadas en Sudamérica se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Políticas energéticas renovables en Sudamérica. Adaptado de (Maurer y Barroso, 2011) (Ecuador, 2014a).

	Políticas Nacionales							Instrumentos Regulatorios							Otros										
								Financiero				No Financiero													
	Objetivos con ER	Leyes/Estrategias con ER	Ley/Programa de calefacción solar	Ley/Programa de energía solar	Ley/Programa de energía eólica	Ley/Programa de energía geotérmica	Ley/Programa de energía de biomasa	Ley/Programa de biocombustibles	Subastas (Auctions)	Tarifa Regulada (Feed-in Tariff)	Tarifa Regulada (Feed-in Premium)	Cuota	Sistemas de certificados	Híbrida	Balance neto (Net Metering)	Mandato de mezcla de Etanol	Mandato de mezcla de Biodiesel	Mandato solar	ER en viviendas sociales	ER en programas de acceso rural	Programas de cocción con ER	Regulaciones ambientales especiales	Impuesto sobre el carbono		
Argentina																									
Bolivia										○															
Brasil																									
Chile																									
Colombia																							○		
Ecuador																									
Guyana																									
Paraguay																									
Peru																									
Surinam																									
Uruguay																									
Venezuela		○																							
Total active	11	6	2	2	1	3	3	5	5	3	1	2	1	2	4	6	6	2	4	11	1	3	1		

Activo

Inactivo

○ En desarrollo

Como se puede observar, una nueva gama de políticas de energía renovable se ha implementado en el continente para fomentar las ERNC. Así, aparte de Bolivia y Paraguay, todos los países sudamericanos tienen una o más leyes específicas para impulsar las FER. Las leyes que impulsan los biocombustibles son las más adoptadas en la región (Argentina, Brasil, Ecuador, Paraguay, Perú y Uruguay), seguidas de cerca por las de biomasa (Chile, Ecuador, y Uruguay) y geotermia (Chile, Ecuador, y Perú); por último, se encuentran las de calefacción solar (Chile y Uruguay) y las leyes de energía solar (Chile y Perú). Por otro lado, la ley para impulsar la energía eólica es la menos adoptada en la región con solo un país (Argentina). No obstante, hay que tener en cuenta que aunque la existencia de las políticas nacionales podrían servir como indicadores del soporte a las renovables en cada país, la ausencia de leyes específicas no necesariamente implican la ausencia de soporte hacia las ERNC, ya que diferentes esquemas de soporte podrían estar establecidos en leyes generales como las de electrificación, código de impuestos, o niveles inferiores regulatorios como en normas (IRENA, 2015). Como se vio anteriormente, la energía eólica es la segunda fuente de ERNC en la región y sin embargo no existen leyes en soporte a la misma en la mayoría de los países, incluidos los países donde más está desarrollada.

Por otro lado, los objetivos planteados por cada país en cuanto a las FER (objetivos de expansión vinculantes y no vinculantes) son considerados como un elemento importantísimo para permitir cualquier marco regulatorio o políticas energéticas, ya que proporcionan un compromiso gubernamental a largo plazo (IRENA, 2015). En este contexto, con la reciente adopción del Acuerdo de París y el envío de las contribuciones previstas a nivel nacional (Intended Nationally Determined Contributions (INDCs)) de cada país para reducir los gases de efecto invernadero, las energías renovables han surgido como una de las soluciones para abordar esta problemática. Así, muchos de los objetivos renovables o estrategias para cubrir parte de estas metas están especificados dentro de cada INDC enviado, además de en cada uno de los planes de expansión proyectados para los siguientes 5 a 10 años.

La Figura 47 muestra la mayoría de los objetivos de reducción de los gases de efecto invernadero en Sudamérica, así como los objetivos en cuanto a las energías renovables. Como se puede observar, las grandes plantas hidroeléctricas y mini hidroeléctricas continúan siendo una de las principales soluciones para enfrentar el problema del cambio climático en muchos de los países del continente, mientras que las ERNC aún son la segunda opción. No obstante, este escenario demuestra que las ERNC están empezando a tener una notable presencia; tal vez después de las experiencias positivas de los recientes años, los países del continente sudamericano podrían empezar a dar más espacio a estas fuentes.

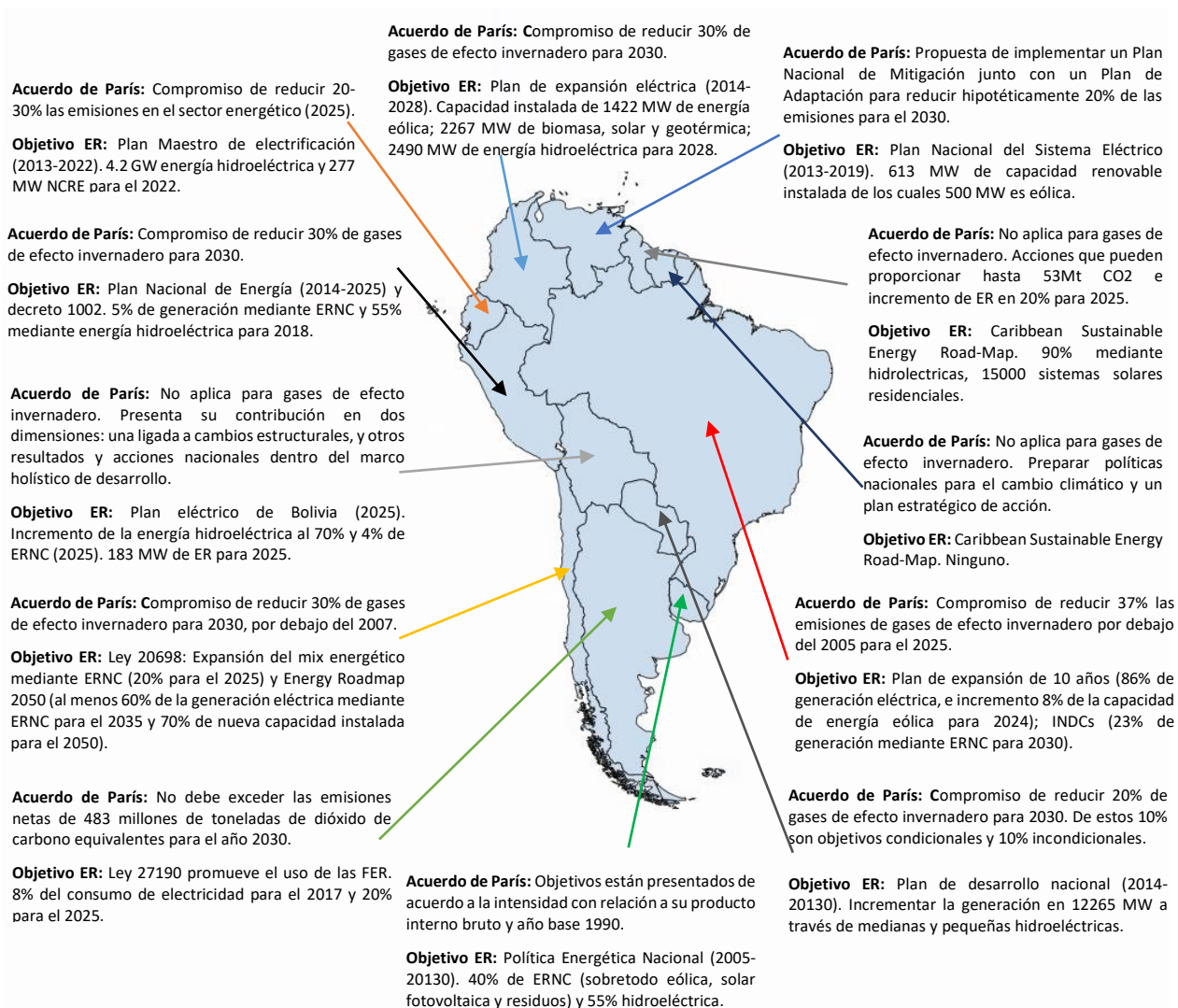


Figura 47. EE.RR. y los objetivos de los INDCs en Sudamérica. Adaptado de (IRENA, 2016b), (GNP, 2018) y (OCN&WRI, 2018).

4.3.2. Instrumentos regulatorios

La constante búsqueda de un entorno más favorable para atraer nuevas inversiones, así como la necesidad de implementar instrumentos regulatorios a medida para garantizar una expansión económica eficiente del subministro eléctrico, han llevado a la mayoría de los países de América del Sur a adoptar nuevos mecanismos de apoyo a las ERNC. Estos nuevos mecanismos buscan mantener un entorno estable de inversiones y asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico a largo plazo. Los principales mecanismos de soporte a las ERNC se pueden dividir en mecanismos financieros y no financieros como se describe a continuación (UN&ESC, 2013) (IEA, 2017c):

1. Los mecanismos de política **no financieros** dan soporte al despliegue de energías renovables al facilitar su entrada en el mercado y su integración a través de la mejora de condiciones marco de la infraestructura dada, como se muestra en la Tabla 12, este tipo de instrumentos comprenden, por ejemplo, mandatos, planes de expansión

eléctrica, acceso garantizado a la red para las ER, balance neto, entre otros. Este último es uno de los mecanismos más importantes que destacar.

- a. **Balance neto**, es un mecanismo de facturación que otorgan créditos a las entidades generadoras de electricidad renovable por el valor neto entre la electricidad que suministran a la red y la electricidad que demandan. Los excedentes de la electricidad producida se remuneran como créditos de electricidad que cuentan para la futura demanda de electricidad (medición neta o net metering), una compensación financiera directa a una tasa o tarifa acordada (facturación neta o net billing), o incluso una mezcla entre estas dos.
2. Los mecanismos de política **financieros** dan soporte al despliegue de energías renovables estableciendo incentivos financieros para las ER. Ellos pueden ser categorizados como instrumentos generales de apoyo financiero (subsidios a la inversión, tasas de interés reducidas, créditos o exenciones tributarias, gastos gubernamentales en I+D, etc.) y en esquemas de soporte (esquemas de promoción basados en precio, basados en cantidad o híbridos), los cuales son implementados para elevar los precios de la electricidad para las ER por encima de los precios del mercado de electricidad, con el objetivo de superar la falta de competitividad de las ER en comparación con las fuentes de energía convencionales.
 - a. Los **mecanismos de promoción basados en los precios** proporcionan acuerdos de compra a largo plazo para la generación de electricidad mediante ERNC, otorgados en forma de subsidios a la inversión. El suministro de energía renovable se remunera con un arancel fijo (Feed-in Tariff (FIT)) o con el precio del mercado de la electricidad, que se completa con una prima de mercado variable (Feed-in Premium (FIP)). Los acuerdos de compra son típicamente ofertados desde los 10 a los 25 años; además, los precios ofertados pueden variar en función de la tecnología utilizada, tamaño del proyecto, calidad del recurso, etc. Por último, este tipo de compensación obligan a las empresas generadoras de electricidad a comprar toda la electricidad generada por los generadores distribuidos conectados a las redes dentro de su área de servicio a la tarifa determinada en el acuerdo.
 - b. Los **instrumentos basados en cuotas** de energía proporcionan control directo sobre la cantidad de capacidad renovable instalada o la energía producida. En un sistema de cuotas se imponen una obligación de compra renovable (OCR) obligando a los proveedores de electricidad a que adquieran parte de la energía renovable total producida. El sistema de cuotas a menudo se implementa con un mercado de energías renovables donde se permite la comercialización de certificados de energías renovables (CER) o certificados verdes. Los CER se emiten

a los generadores de electricidad por cada unidad de electricidad renovable generada y pueden comercializarse. El precio es determinado por el mercado en función de la cantidad total de certificados comercializados y suministrados y la cantidad demandada de certificados.

- c. Los **sistemas híbridos o basados en subastas** son políticas que combinan tanto mecanismo de promoción basados en precios y los basados en cuotas de energía. En los procesos de subasta, tanto el precio como la cantidad de capacidad instalada es un proceso de adjudicación pública, en el cual contratos a largo plazo (o Power Purchase Agreement, (PPAs)) se otorgan ya sea por la cantidad acordada de generación de electricidad renovable o por la producción de electricidad de una cantidad subastada de capacidad eléctrica renovable instalada. Por lo general, las subastas proporcionan una remuneración estable para una generación de origen renovable, garantizado además por un mecanismo de promoción basado en precios. Además, este proceso de compra es negociado directamente entre un comprador (cliente) y un vendedor de energía eléctrica (Generador Distribuido).

De estos mecanismos de soporte, los más utilizados en Sudamérica son las subastas (Argentina, Brasil, Chile, Perú y Uruguay) seguidas por balance neto (Brasil, Chile, Colombia, y Uruguay), FIT (Perú y Uruguay) y cuota (Chile y Perú), como se puede observar en la Tabla 12. Por otro lado, Ecuador, Paraguay, Surinam y Bolivia actualmente no poseen ningún mecanismo de soporte. FIT en Ecuador quedo derogado en el 2016 y desde entonces el gobierno ha mostrado poco interés en renovar o promover un nuevo sistema de soporte a las ERNC.

Internacionalmente, a excepción de los Estados Unidos, FITs and FIPs han sido los mecanismos de soporte más adoptados durante los últimos años (por ejemplo, 71 países y 28 estados o provincias, incluyendo 17 miembros de la UE) (IEA, 2017c) (MIT, 2015). Además, se ha estimado que el 64% de la capacidad mundial de energía eólica y el 87% de la capacidad solar fue instalada mediante este esquema de soporte en el 2010 (Jacobs et al. 2013). En Sudamérica, FITs guio la primera oleada de políticas energéticas en soporte a las energías renovables no convencionales (FIPs ha sido menos populares que las FITs); Brasil y Ecuador fueron los primeros países en adoptar esta política en el 2002, seguidos por Argentina en 2006, Perú en 2010, Uruguay en 2013, y Bolivia (en desarrollo). De estos países, FITs esta solamente activa en Perú (únicamente para proyectos aislados de red) y Uruguay (sobre todo para biomasa) (Jacobs et al. 2013) (Maurer y Barroso, 2011). Las experiencias Sudamericanas han mostrado que las FIT dieron como resultado un limitado desarrollo de las ERNC, por un lado debido a que los niveles resultaron muy bajos, por la ausencia de regulaciones o leyes específicas, o más frecuentemente debido a que no existía un escenario político o económico

adecuado (IRENA, 2016b). Por ejemplo, los altos costos de la energía solar fotovoltaica hace 10 años atrás vs otros tipos e tecnología pueden haber desmotivado el uso de esta fuente.

Las subastas aparecieron en Sudamérica a principios del 2000 con el objetivo de lidiar con la falta de inversión y la falta de eficacia para impulsar y expandir los sistemas eléctricos de la región. Aunque las subastas han sido usadas para intercambiar activos desde hace unos cientos de años, se han introducido gradualmente en el sector eléctrico durante las últimas décadas, ganando rápidamente popularidad en todo el mundo (principalmente en países en vías de desarrollo) y casi han alcanzado la misma cantidad de países que adoptaron mecanismos de FIT y FIP (Mastropietro et al. 2014). Entre las razones que explican esta tendencia se pueden citar: (1) disminución del costo de varias tecnologías de energía renovable, (2) cambio en la prioridad del objetivo de diseño de políticas, (3) aumento del costo de la prima en países que adoptaron FITs por primera vez, y (4) crisis económica (IEA, 2017c). De acuerdo con (Mastropietro et al. 2014), en Sudamérica empezó a adoptarse en Brasil (2004), Chile (2005) y Perú (2006); desde entonces otros países como Argentina y Uruguay han seguido esta tendencia, convirtiéndose en la política más popular en la región.

Balance neto es el segundo método más adoptado a nivel mundial para impulsar las ER, especialmente para impulsar la energía solar fotovoltaica (actualmente adoptada en 49 países) (Vieira, Shayani, y De Oliveira, 2016). En Sudamérica, balance neto y autoabastecimiento están activas en Brasil (2012), Chile (2013), Colombia (2014), y Uruguay (2010). Esto incluye esquemas residenciales y de pequeña escala, excepto para Uruguay, que cubre escalas industriales y autogeneración fuera de red para la autogeneración industrial (IRENA, 2015). Sin embargo, aunque la penetración actual de la autogeneración conectada a red aún es muy baja, en países con altos precios de electricidad, donde existen estrategias de medición neta, esta situación puede cambiar en un futuro próximo debido al continuo descenso del costo de las tecnologías fotovoltaicas, como ya ha pasado en algunos estados de Estados Unidos y países de la Unión Europea (IRENA, 2016b).

Finalmente, el único país sudamericano con un sistema de certificado de energía renovable puro es Chile. Por otro lado, Perú es un claro ejemplo de la implementación de un sistema Híbrido, donde las FIT, FIP y las cuotas se integran en un sistema bianual de subastas (IRENA, 2016b).

4.3.3. Objetivos solares fotovoltaicos en Sudamérica

Como se comentó en la sección 3, la transición hacia un uso más extendido de la energía solar fotovoltaica está en camino como lo demuestran los recientes récords en la instalación solar fotovoltaica nivel mundial. A pesar de esta tendencia positiva, Sudamérica ha mostrado

un lento crecimiento de este tipo de tecnología, tal y como se ha visto reflejado en la cantidad de energía solar fotovoltaica instalada en cada uno de los países de la región en la pasada década (Figura 46). Este hecho se debe en parte al bajo desarrollo de instrumentos políticos o instrumentos regulatorios que ayuden a impulsar la energía solar fotovoltaica en el continente. En este sentido, solo Chile y Perú han aprobado leyes específicas con respecto a la energía solar fotovoltaica, y solo Brasil y Uruguay han aprobado mandatos específicos. Con respecto a los mecanismos de soporte, de estos cuatro países, Brasil ha adoptado dos mecanismos de soporte, Chile y Uruguay cuatro, y Perú cinco (Tabla 12). El resto de los países de Sudamérica han mostrado un desarrollo muy pobre de políticas enfocadas a impulsar las ERNC y, especialmente, la solar fotovoltaica. Por tanto, el desarrollo futuro de esta energía estará liderada por estos cuatro países y Argentina como se muestra en la Tabla 13. Todos estos países podrían añadir aproximadamente 20,9 GW en total para la siguiente década. La Tabla 13 muestra las leyes enfocadas a impulsar las ERNC, mecanismos de soporte y los objetivos planteados para los próximos 5 a 10 años.

Tabla 13. Leyes enfocadas a las ERNC y objetivos de capacidad solar fotovoltaica en Sudamérica (2017-2030).

País	Estado	Políticas de ERNC y mecanismos de soporte	Objetivos de energía solar fotovoltaica
Chile	Activo, 2008 Enmendado, 2013	Ley 20.257: Ley de ERNC (Chile, 2008)	Esta ley impulsa las ERNC usando el Sistema de cuotas como principal mecanismo de soporte. De acuerdo con (Grágeda et al. 2016) 9.964 MW podrían añadirse en los próximos años con proyectos solares fotovoltaicos.
Brasil	Activo, 2008	Plan Nacional ante el Cambio Climático de Brasil (MMA, 2008)	Este plan busca expandir la industria solar fotovoltaica y desplegarla por todo el país a través de diferentes mecanismos y etapas.
	Activo, 2012 Enmendado, 2017	Normativa No. 482/2012 (ANEEL, 2017)	Estrategia solar para reducir las barreras para la incorporación de energía Solar distribuida usando balance neto como principal mecanismo de soporte.
	Activo, 2014	Plan de Expansión Energético – 10 años (MME, 2014)	De 27 MW en 2014 a 8.300 MW de capacidad instalada en 2024 (3,7%).
Perú	Activo, 2014	Plan Nacional de Energía (2025) (MEM, 2014b)	Este plan pretende instalar hasta 5% de ERNC para el 2025. La energía solar fotovoltaica crecerá hasta 50 MW en las zonas Rurales.
	Activo, 2014	Plan Nacional de Electrificación Rural(2022) (MEM, 2014a)	No aplica – este plan refuerza al plan energético nacional (2025).
	Activo, 2009	Subastas Nacionales e energía (última subasta 2014); Decreto No. 1002 (2008) (IEA, 2017b) (Osineergmin, 2017)	La cantidad de energía solar fotovoltaica es subastada según las proyecciones de demanda para alcanzar el 5% de ERNC. De la 1ra, 2da, 3ra y 4ta subasta, 739 MW has sido asignadas hasta el 2016. De estas 184,48 MW están en construcción.

Tabla 14. Leyes enfocadas a las ERNC y objetivos de capacidad solar fotovoltaica en Sudamérica (2017-2030). Continuación.

País	Estado	Políticas de ERNC y mecanismos de soporte	Objetivos de energía solar fotovoltaica
Uruguay	Activo, 2010	Decreto No. 173-010 sobre microgeneración renovable (Uruguay - MIEM, 2010)	Este decreto promueve la utilización de balance neto como principal mecanismo de soporte a las ERNC.
	Activo, 2013	Decreto No. 113/013 sobre despacho solar fotovoltaico (Uruguay - MIEM, 2013a)	Non applicable – this decree stipulate the conditions for grid dispatch of solar PV energy.
	Activo, 2013	Decreto No. 2497 sobre metodología solar fotovoltaica (Uruguay - MIEM, 2013b)	Este decreto especifica la metodología para la evaluación del componente nacional mínimo del cronograma de inversión. Los procesos de contratación deben aplicarse en conformidad con el decreto No. 133/013.
	Activo, 2013	Generación privada de energía solar fotovoltaica (Subastas y FITs) (Uruguay - MIEM, 2013c)	Este esquema de apoyo estipula los términos del Contrato de Compra de Energía entre la Empresa Nacional de Electricidad y los generadores de electricidad. Establece una subasta de 206 MW para las plantas solares fotovoltaicas. De esta cantidad de acuerdo con (Uruguay XXI 2017) 113,5 MW están en construcción.
Argentina	Activo, 2010	Programa de Generación de ER (PGER) (IEA, 2010) Y ley 2790 del 2007.	Objetivo de 8% de ERNC (1000 MW) para el 2016. De esta cantidad, 20 MW serán de energía solar fotovoltaica.
	Activo 2016	Subastas de Energías renovables – Programa RenovAr (Ronda 1, 1.2 y 2 (MEM, 2016b) (MEM, 2016a)	La energía solar fotovoltaica se subasta de acuerdo con las necesidades proyectas para cumplir con el 20% de ERNC para el 2030. De la 1r, 1.5 y 2d ronda se han adjudicado hasta 1.732 MW en el 2017.

4.4. La energía solar en el Ecuador

Parte de la historia de la energía solar fotovoltaica en Ecuador ha sido ya explicada en el capítulo 3. En este apartado se discutirá con más detalle porque esta fuente de energía ha tenido tan poca acogida en el país a pesar de contar un gran potencial solar y haber contado con un esquema de soporte a las energías renovables por cerca de 16 años.

4.4.1. Breve perspectiva histórica

Históricamente, la energía hidroeléctrica ha sido la principal fuente de energía renovable en el Ecuador. Esta fuente ha crecido casi al mismo ritmo y cantidad que la energía térmica, mientras que las ERNC han tenido un papel muy limitado en la matriz energética ecuatoriana. No obstante, durante la pasada década (2007-2017), a diferencia de la tendencia de los otros países sudamericanos en el uso de la energía hidroeléctrica, se produjo un incremento en su

uso. Actualmente, la energía hidroeléctrica es la primera fuente de energía en el país (70,2% de energía hidroeléctrica producida en el 2017 (ARCONEL, 2017b)) mientras que las ERNC han empezado a incrementar su participación pero muy lentamente (Eólica 0,26%, solar PV 0,33%, biomasa 1,8%, and biogás 0,09% (ARCONEL, 2017b)). Aunque estos cambios están bien encaminados a cumplir con: (1) reducción de la dependencia histórica del país con los combustibles fósiles; (2) estabilización del gasto público mediante la no importación de derivados del petróleo; y (3) reducir los gases de efecto invernadero para cumplir con los objetivos contra el cambio climático; el estado ecuatoriano se encuentra ante una evidente necesidad de diversificar su matriz energética para producir electricidad. La reducción de vulnerabilidad ante los ciclos hidrológicos (como aquellos ocurridos en los años del fenómeno del niño o la niña) es una de las principales razones, ya que hay experiencias de los efectos negativos que estos fenómenos han causado en países con alta dependencia de hidroelectricidad como Ecuador. Esta tendencia puede favorecer la entrada de generación mediante combustibles fósiles como ha pasado anteriormente (El Universo, 2009).

De acuerdo con (IRENA, 2016b), la alta participación de energía hidroeléctrica puede crear un buen escenario para impulsar las ERNC, ya que estas ofrecen complementariedades energéticas, sinergias climáticas, y el potencial de compensar económicamente la variabilidad solar y eólica a corto plazo a través de una operación flexible de energía hidroeléctrica. No obstante, el desarrollo de mini y grandes plantas hidroeléctricas continua siendo la prioridad política en el Ecuador (MEER, 2017d), la cual busca dar soporte al desarrollo económico del país, mantener los precios bajos de la electricidad, y tener un mejor manejo hídrico en diversas partes del país. Por otro lado, poco se ha hecho para impulsar las ERNC, especialmente la energía solar fotovoltaica, a pesar del reconocido potencial energético existente y de haber tenido el esquema de soporte FIT desde el año 2000 al 2016.

4.4.2. Evolución de la energía solar y marco regulatorio

Como se comentó en el capítulo 3, Ecuador reformo su sector energético en el 1996, no obstante, el proceso de liberalización del mercado estuvo negativamente influenciado por la crisis del 1999 y otros factores que empeoraron el escenario en el sector energético. Consecuentemente, Ecuador no siguió otras tendencias de políticas regulatorias como las subastas a largo plazo, actualmente una de más comunes en el continente. No obstante, la primera regulación con respecto a las ERNC proviene de la promulgación de la LRSE, sobre la cual se estableció el primer mecanismo de soporte a las renovables del país. La FIT de Ecuador estuvo activo desde el 2000 y fue subsecuentemente modificado hasta el 2016; además, este escenario se reforzó con los artículos 15 y 413 de la Constitución Nacional y

actualmente integrados en la LOSPEE en el año 2015. En la Tabla 15 se muestran la evolución de las políticas energéticas enfocadas a impulsar las ERNC.

Tabla 15. Políticas energéticas para impulsar las ERNC en Ecuador.

NCRE energy laws and support policies	Objective	Status
Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) – 1996 (Ecuador, 1996)	<p>Art 5- Sub-sección k) Promueve el desarrollo y uso de las ERNC a través de instituciones públicas, universidades y empresas privadas.</p> <p>Art 53 – La operación de las plantas con ERNC estará sujeta a específicas regulaciones dadas por el CONELEC.</p>	Derogado
Constitucion Naciona de Ecuador – 2008 (Ecuador, 2008b)	<p>Art 15 – El estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías medioambientalmente limpias como alternativas energéticas.</p> <p>Art 413 – El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de tecnologías limpias y amigables, así como diversificar las ER que pongan en peligro la seguridad alimentaria, el balance ecológico o el derecho al agua.</p>	Activo
Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) – 2015 (Ecuador, 2015b)	Art 26 – El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) promoverá el uso de tecnologías limpias y alternativas, de acuerdo con lo que establece la constitución. La electricidad producida con este tipo de energía tendrá un trato preferencial y serán establecidas por el ARCONEL.	Activo
Regulación CONELEC 008/00 - 2000 (Ecuador, 2000)	Establece las guías y los precios para el FIT en soporte a las ERNC (solar, eólica, biomasa & biogás, geotérmica). Los pagos del FIT se garantizaron por 10 años y obtuvieron prioridad de despacho como norma general.	Vencido en 2002
Regulación CONELEC 003/02 – 2002 (Ecuador, 2002)	Substituye a la regulación CONELEC 008/00 mediante resolución No. 0074/02 del 26 de Marzo del 2002. No introduce cambios significativos a la anterior regulación.	Vencido en 2005
Regulación CONELEC 004/04 – 2004 (Ecuador, 2004)	Sustituye a la regulación CONELEC 003/02 mediante resolución No. 280/04 del 24 de Marzo del 2004 y reformada mediante resolución No. 046/05 del 17 de febrero del 2005 y 064/06 del 6 de Mayo del 2006. Los pagos de la FIT se garantizaron por 12 años; se introdujo mini hidráulica dentro de las ERNC y se asignaron nuevas tarifas de acuerdo con el tipo de tecnología y tipo de conexión (continental o insular).	Vencido en 2006
Regulación CONELEC 009/06 – 2006 (Ecuador, 2006a)	Substituye CONELEC 004/04 mediante resolución No. 292/06 el 19 de Diciembre del 2006. No introduce cambios significativos.	Vencido en 2008
Regulación CONELEC 004/11 and 017/12 (Ecuador, 2012)	Substituye CONELEC 009/06 mediante resolución No. 023/11 el 14 de Abril del 2011. Los pagos de la FIT se garantizaron por 15 años y se limitó la instalación de fuentes ERNC hasta no más del 6% de la capacidad total instalada. Mantuvieron la prioridad de despacho.	Vencido en 2012
Regulación CONELEC 001/13 - 2013 (Ecuador, 2014b)	Substituye CONELEC 004/11 mediante resolución No. 014/14 del 13 de Mayo del 2014. FIT fue reducida solo para biomasa, biogás y mini hidráulica.	Vencido en 2016
Decreto 1303 - 2013 (Ecuador, 2015a)	Establece el porcentaje de bioetanol (de 5 a 10%) con que se produce la gasolina “ECOPAIS” en Ecuador.	Activo

Aunque las FIT empezaron en el año 2000, este esquema de soporte a las renovables no tuvo los resultados esperados. El FIT original fue modificado hasta tres veces mediante las regulaciones CONELEC 003/02 (2002-2004), 004/04 (2004-2006), y 009/06 (2006-2008) antes de que este atrajera la atención de inversores privados hacia la energía solar fotovoltaica o eólica. Este hecho se debe a que en la regulación 009/06 se ofrecieron mejores tarifas, sobre todo para la energía solar fotovoltaica, y debido a una relativa recuperación económica durante la subida de precios del barril de petróleo durante el 2007-2015. Por lo tanto, antes del 2007, cuando se le asignó una tarifa baja para la energía solar fotovoltaica y mientras que la crisis estuvo latente, este tipo de energía tuvo poca penetración en el SNI. Por lo contrario, la energía solar fotovoltaica se usó solo para promover electrificación rural aislada cerca del borde con Perú y en la región amazónica (Peláez-Samaniego et al. 2007). Este tipo de proyectos continuaron ejecutándose a lo largo de la última década (Proyecto Euro-Solar o Yatsa Li Etsari, comentados en el capítulo 3). No obstante, este tipo de proyectos encontraron muchas barreras para su sostenibilidad a largo plazo debido a la falta de mantenimiento e interés por parte de los beneficiarios, robos de los materiales instalados, problemas con la seguridad, y en muchas ocasiones debido a que las líneas de distribución alcanzaron las comunidades antes de lo esperado, entre otros, (Espinoza, Jara-Alvear, y Flores, 2018) (EU, 2014).

Actualmente, la mayoría de la capacidad solar fotovoltaica instalada (26,28 MW) está basada en las regulaciones CONELEC 009/09 y 004/11 (Tabla 16). Estas regulaciones ofrecieron un escenario de inversión atractivo que aseguraba un retorno de inversión a corto plazo; además, contenía un diseño de bajo riesgo ya que las tarifas estaban garantizadas en dólares americanos con contratos a largo plazo de entre 15 a 20 años (Jacobs et al. 2013). No obstante, de los 91 proyectos con energía solar fotovoltaica (355 MW) que recibieron certificados habilitantes, solo 23 de fueron aprobados y ejecutados. Además de la excesiva burocracia y falta de financiamiento (como se comentó en el Capítulo 3), otros autores argumentan que también la inestabilidad política, la falta de mecanismos que aseguraran la interconexión a los productores independientes de energía (Independent Power Producers (IPPs)) fueron algunos otros obstáculos que dificultaron la entrada de la energía solar fotovoltaica (Jacobs et al. 2013). Se argumenta a continuación otros factores que también podrían haber influenciado esta baja participación de la energía solar fotovoltaica:

- FIT fue creado para actuar como un reglamento y no estaba respaldado por ningún decreto o mandato. Un buen ejemplo es el decreto número 1303, que ha ayudado a desplegar biocombustibles de forma efectiva en todo el país.
- La crisis económica, la inestabilidad política, y bajas tarifas de pago durante el periodo 1999-2006.

- Cambios en la prioridad gubernamental sobre las fuentes energéticas que guiarían el país. Ecuador invirtió cuantiosas sumas de dinero en plantas hidroeléctricas durante la última década, esto resultó en un recorte extremo de las ERNC que participaban en el FIT (en la regulación 001/13 que estuvo activa hasta el 2016). Las tasas de pago, especialmente para la energía solar fotovoltaica, podrían haber sido percibidas por el gobierno como muy generosas y “dañinas” para el país.

Tabla 16. Precios del FIT ecuatoriano por fuente energética (USD/kWh). Adaptado de (Ecuador, 2000), (Ecuador, 2002) (Ecuador, 2004), (Ecuador, 2006a), (Ecuador, 2012) y (Ecuador, 2014b).

Tipo de ERNC	Tarifas y regulaciones – Feed-in Tariff									
	CONELEC 008/00	CONELEC 003/02	CONELEC 004/04		CONELEC 009/06		CONELEC 004/11		CONELEC 001/13	
	CT/IT	CT/IT	CT	IT	CT	IT	CT	IT	CT	IT
Eólica	10,05	10,05	9,31	12,10	9,39	12,21	9,13	10,04	--	--
Solar Fotovoltaica	13,65	13,65	28,37	31,20	52,04	57,24	40,03	44,03	--	--
Solar Térmica	--	--	--	--	--	--	0,31	0,34	--	--
Geotérmica	8,12	8,12	9,17	10,08	9,28	10,21	13,21	14,53	--	--
Biomasa	10,23	10,23	9,04	9,94	9,67	10,64	--	--	9,67	10,64
Biogás	--	--	--	--	--	--	--	--	7,33	8,05
Biomasa&Biogás ≤ 5MW	--	--	--	--	--	--	11,05	12,16	--	--
Biomass&Biogás ≥ 5MW	--	--	--	--	--	--	9,60	10,56	--	--
Hidro ≤ 5 MW	--	--	5,80	6,38	5,80	6,38	--	--	--	--
Hidro ≤ 10 MW	--	--	--	--	--	--	7,17	--	--	--
Hidro ≥ 5MW & Hidro ≤ 10MW	--	--	5	5,5	5	5,5	--	--	--	--
Hidro ≥ 10MW & Hidro ≤ 30MW	--	--	--	--	--	--	6,88	--	--	--
Hidro ≤ 30 MW	--	--	--	--	--	--	--	--	6,58	--
Hidro ≥ 30MW & Hidro ≤ 50MW	--	--	--	--	--	--	6,21	--	--	--

Es importante destacar que en la región insular (Islas Galápagos) se han realizado importantes avances en el uso de las ERNC. Su mix energético ha pasado de ser 100% térmico en el 2006 a reducir su aportación a 85% en el 2016, lo cual ha sido compensado por el uso de energía solar fotovoltaica y eólica. Se espera que estas energías continúen siendo las favoritas de las islas con incrementos de 14 MW cada una hasta el 2023, lo cual significará un incremento de aproximadamente 60% en el uso de las ERNC (MEER, 2017d). Esto se

espera conseguir, en parte, gracias al programa “Galápagos - Cero emisiones CO₂”, el cual está impulsando iniciativas como el remplazo de los vehículos propulsados por gasolina por vehículos eléctricos y el uso gas licuado de petróleo (GLP) por cocinas eléctricas o de inducción (BBC, 2001). Aunque la energía solar fotovoltaica tiene muy poca contribución en la matriz eléctrica ecuatoriana, el éxito del uso de la energía solar fotovoltaica en Galápagos podría servir como ejemplo para el resto del país.

4.5. Esquemas de soporte para la energía solar fotovoltaica en Ecuador

El mercado eléctrico de las ERNC está creciendo de manera desigual en Sudamérica. Los diferentes esquemas de soporte y medidas políticas han tenido un impacto directo en el desarrollo de estas fuentes de energía. FIT fue uno de los primeros esquemas de soporte adoptados en Sudamérica a principios del año 2000. No obstante, FIT ya no es usada en la mayoría de los países sudamericanos, entre otras cosas, debido a que este ha demostrado un limitado poder para desplegar las ERNC en la región (por ejemplo, Sudamérica solo poseía 162,2 MW de capacidad solar fotovoltaica en el 2013). Ecuador fue el único país que mantuvo FITs durante dieciséis años (del 2000 al 2016), no obstante, en Ecuador se encontraron los mismos resultados que en el resto de los países de la región. Actualmente, Ecuador no posee ningún esquema de soporte ni política energética para impulsar la energía solar fotovoltaica. No obstante, desde un punto de vista económico, los mecanismos de promoción financieros como las FIT no parecen ser la mejor alternativa para Ecuador. Entre las razones por las que el estado ecuatoriano podría haber valorado dejar de usar este mecanismo de soporte se encuentran: (1) Ecuador es un país altamente dependiente a los precios del petróleo (actualmente muy bajos) para el desarrollo del sistema eléctrico, (2) Ecuador obtuvo altos créditos extranjeros para construir las grandes plantas hidroeléctricas y aún las tiene que pagar (Escribano, 2013), (3) Ecuador posee una baja tasa crediticia (TE, 2018), lo cual puede dificultar el acceso a nuevos créditos extranjeros para reforzar el sistema eléctrico, y (4) Ecuador paga altos subsidios a la energía eléctrica para mantener la estructura tarifaria con bajos precios. Por otro lado, el mecanismo de soporte basado en cuotas tampoco parece encajar, sobre todo debido a que Ecuador posee un mercado eléctrico mayorista regulado donde el estado es el accionista mayoritario, con lo cual, la obligación de compras de OCR o comercialización de los CER recaería sobre el mismo ente y podría encontrar dificultades y alta burocracia.

De los mecanismos de promoción financiero, el esquema de soporte que más se puede ajustar al contexto ecuatoriano es las subastas y de los mecanismos de promoción no-financiero el balance neto. El balance neto ha sido uno de los sistemas más utilizados

internacionalmente para impulsar la generación distribuida, en especial sistemas solares fotovoltaicos. La experiencia Sudamericana demuestra que, aunque la penetración actual de pequeños sistemas de autogeneración es baja, el mecanismo de balance neto está ganando sinergia. Numerosos sistemas solares fotovoltaicos se han instalado en países donde se ha adoptado este mecanismo (Vieira et al. 2016) (GD, 2017) (ER, 2017). En algunos casos, el excedente energético generado por los sistemas fotovoltaicos es compensado económicamente (por ejemplo, Brasil, Chile, Colombia, y Uruguay (ER, 2017)). No obstante, los excedentes energéticos pueden ser pagados en forma de créditos válidos para la futura demanda de electricidad. Este podría ser un posible mecanismo para un país como Ecuador, debido a que además este mecanismo no requeriría una gran inversión por parte del Estado.

Por último, las subastas, podrían ser otra opción para Ecuador, ya que este es uno de los mecanismos más versátiles que existen (Moreno, Bezerra, Barroso, Mocarquer, y Rudnick, 2009). Este esquema de soporte ha desplazado FIT en Sudamérica y ha ganado notoria popularidad en los últimos años. Los países Sudamericanos que han adoptado este mecanismo han experimentado un rápido crecimiento de las ERNC, especialmente de la energía solar fotovoltaica. Entre las características que podrían encajar con el contexto ecuatoriano se destacan (Energypedia, 2018): (1) el precio para el proyecto está determinado mediante una licitación competitiva entre los licitantes, lo cual podría hacer que los precios ofrecidos sean muy cercanos al costo de generación, (2) este mecanismo introduce un menor riesgo para el gobierno ya que el riesgo se traslada a los desarrolladores de proyectos quienes asumen los altos costos de planificación y transacción debido a los prerrequisitos previos a la subasta, (3) los costos del proyecto se establecen por adelantado y esto introduce más control y certeza sobre el costo final, (4) para cada nueva subasta, los términos pueden adaptarse para reflejar las circunstancias actuales y tener más control sobre la nueva capacidad de instalación. Sin embargo, para que estos mecanismos tengan éxito, se debe de adaptar un estudio más profundo del sistema eléctrico y regulatorio de Ecuador para determinar su aplicabilidad en su contexto. Este tema requiere un estudio en profundidad.

4.6. Restos para la energía solar fotovoltaica en Ecuador

De acuerdo con las secciones anteriores, hay varios retos que la introducción de la energía solar fotovoltaica enfrenta en Ecuador. Estos retos se han agrupado dentro de tres áreas principales: institucional, financiera, y social (Figura 48).

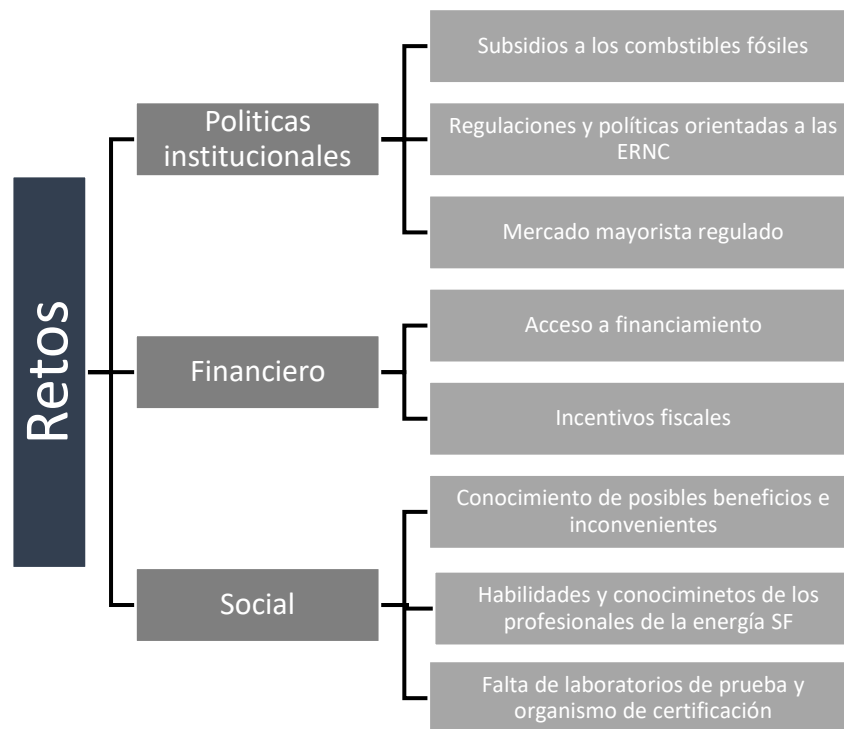


Figura 48. Retos para promover la energía solar fotovoltaica en Ecuador.

Con respecto a las barreras institucionales, la dificultad para eliminar los subsidios a los combustibles fósiles para generar electricidad (Ponce-Jara et al. 2018) (OEM, 2016) (Jakob, 2017) es uno de los mayores retos que puede afectar al despliegue de la tecnología solar fotovoltaica. Esta política institucional afecta negativamente la competitividad de la tecnología solar fotovoltaica (actualmente muy cara en Ecuador) cuando la comparamos con las plantas de generación térmica. Por lo tanto, es necesaria una revisión de los subsidios a la electricidad, de modo que se pueda adoptar un nuevo enfoque en el que estos subsidios puedan utilizarse para promover las ERNC, incluida la energía solar fotovoltaica. Para poder reforzar esta alternativa, el gobierno necesita crear fuertes políticas en soporte a estas fuentes energéticas, las cuales deberían de apoyarse en un decreto o mandato que ayude a proporcionar unas bases sólidas para la penetración de la energía solar fotovoltaica. No obstante, alcanzar este objetivo en el corto plazo podría resultar muy difícil, debido a que Ecuador posee un marco regulatorio incompleto con respecto a las ERNC y un sector eléctrico muy politizado (Jakob, 2017).

Un segundo reto con respecto a las políticas institucionales es la existencia de un mercado mayorista regulado. El hecho que el estado sea la única institución que administra, regula, controla y maneja todo el sector eléctrico (por ejemplo, los precios de la electricidad están determinados anualmente y no en “*spot market*”) (Ponce-Jara et al. 2018), podría dilatar el desarrollo de un mercado para la energía solar fotovoltaica debido a la falta de compromiso

por parte del estado para hacer competitiva la energía solar fotovoltaica frente a otras fuentes, especialmente la térmica e hidroeléctrica.

Desde un punto de vista financiero, la dificultad de acceder a financiamiento para crear proyectos solares fotovoltaicos puede retrasar sustancialmente cualquier intento de penetración de esta tecnología a gran escala en el país. A este desafío, se debe de añadir, además, la dificultad para crear un escenario estable para la inversión a través de políticas energéticas que reduzcan el riesgo de inversión y que aseguren el rendimiento a corto y mediano plazo. En este sentido, la creación de un incentivo fiscal para reducir los precios de la energía solar fotovoltaica podría ayudar a fomentar el uso de esta fuente de energía.

Desde un punto de vista social, existe una gran necesidad de informar a las personas en el país sobre los beneficios a largo plazo del uso de la energía solar fotovoltaica. Este punto podría ser un activo crítico para apoyar el entendimiento y la aceptación de la tecnología solar fotovoltaica y facilitar la implementación efectiva a nivel local. Por tanto, es necesario implementar un programa de capacitación educativa a nivel nacional, que pueda ser administrado por instituciones técnicas especializadas y partes interesadas debido al bajo nivel de conocimiento actual sobre este tema en el país. Además, la falta de laboratorios y de instituciones certificadas para validar estas tecnologías podría obstaculizar también la entrada de la energía solar fotovoltaica debido a la posible percepción de los clientes de que la calidad de los equipos no se ha probado correctamente. El Estado debería crear un programa para abordar la mala calidad de los componentes fotovoltaicos que afectarían significativamente el rendimiento general de los sistemas solares fotovoltaicos. La Figura 48 resume los principales desafíos que enfrenta Ecuador a la hora de adoptar la energía solar fotovoltaica.

4.7. Conclusiones

De forma general, se puede decir que las políticas energéticas en los países de América del Sur se han enfocado en atraer inversiones suficientes para expandir su sistema eléctrico. Los primeros mecanismos de apoyo adoptados en la región no tuvieron los resultados esperados y el mercado Sudamericano de las ERNC creció de forma desigual en la región. Al observar el desarrollo de la energía renovable en América del Sur, queda de manifiesto que la energía hidroeléctrica ha sido y será la principal fuente de energía del continente, aún y habiéndose presentado tendencias a la baja en cuanto a su uso. No obstante, hay un claro surgimiento en el uso de las ERNC, especialmente bioenergía, eólica y, últimamente solar fotovoltaica. Este nuevo escenario es parte de una tendencia internacional donde los costos de inversión para las ERNC han disminuido (principalmente para la energía solar

fotovoltaica), la presión internacional para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero ha aumentado, y ha habido un claro aumento de la conciencia sobre la seguridad energética. Por otro lado, el aumento de la participación de las ERNC en Sudamérica ha sido promovido por mecanismos de soporte como las subastas, el balance neto y las FIT, actualmente los principales mecanismos de soporte en este continente. De estos mecanismos, las subastas han permitido la penetración de una gran cantidad de energía solar fotovoltaica durante los últimos 3 a 4 años, liderados por Chile y Brasil. Además de estos países, Perú, Uruguay y Argentina pueden sumar juntos hasta 21 GW de capacidad instalada en los próximos 10 años.

Ecuador, por su lado, no ha proyectado un crecimiento a corto plazo para la energía solar fotovoltaica, a excepción de la región Insular, la cual debido a las políticas de protección y conservación han asegurado un desarrollo sostenible para su sistema eléctrico. Las políticas enfocadas hacia la energía hidroeléctrica y los subsidios a los combustibles fósiles para generar electricidad han retrasado el uso de la tecnología solar fotovoltaica a gran escala en el país. De las políticas energéticas y mecanismos de soporte de las ERNC, FIT no parece ser la más adecuada para el país; otras políticas como las subastas o el balance neto podrían ser consideradas para impulsar las ERNC en Ecuador. Es necesario realizar más estudios para evaluar cómo estas políticas energéticas funcionarían en el contexto ecuatoriano y como se puede garantizar su sostenibilidad a largo plazo. Por último, se sugiere que un cambio en el uso de los subsidios para los combustibles fósiles para generar electricidad podría ayudar a fomentar el despliegue de la energía solar fotovoltaica en el país, no obstante, se necesita el compromiso del gobierno para eliminar al menos parte de los subsidios a los combustibles fósiles.

5. La paridad de red solar y los incentivos para la reducción de costes como medio para promover la energía solar fotovoltaica distribuida en Ecuador

En este capítulo se integran los resultados parciales de cada uno de los capítulos anteriores. Además, se evaluará la posibilidad de usar la energía solar fotovoltaica distribuida, como apoyo y posible sustitución de parte de la producción eléctrica de las plantas térmicas. Se tomará como caso representativo de estudio la provincia de Manabí. Para ello se discutirá que tipo de política energética es la más adecuada, así como la viabilidad técnico-económica de las plantas térmicas vs la energía solar fotovoltaica, como principal indicador. Por último, se establecerán los alineamientos y las bases para establecer un plan económico que aborde la transición tendente a favorecer la incorporación de la energía solar fotovoltaica en la provincia.

5.1. Datos geopolíticos y geográficos

La capital política de Manabí es Portoviejo. Esta una de las 24 provincias que conforman la República del Ecuador, es la tercera provincia más poblada, posee 22 cantones, y ocupa un territorio de 18.940 km², siendo la cuarta provincia más grande del país (Ecuador, 2018). Esta Provincia se encuentra ubicada en centro de la región litoral del país. La longitud de su línea costera es de 354 km, y su ancho promedio hasta los límites con las provincias de Los Ríos, Santo Domingo de los Tsáchilas, Guayas y parte de Esmeraldas es de aproximadamente 80 km (GPM, 2018). Cada uno de sus cantones está gobernado por su respectivo Gobierno Autónomo Descentralizado (GAD) y responden políticamente ante el Gobierno Provincial Manabí. En la Figura 49, se observa con más detalle cada uno de los de los 22 cantones que los componen.



Figura 49. Mapa político de Ecuador y de la provincia de Manabí. Adaptada de (Ecuador, 2018).

Esta provincia cuenta con amplias llanuras y con cordilleras que no sobrepasan los 1.200 metros. Como se muestra en la Figura 50, una de las elevaciones más importantes es la cordillera Chongón-Colonche que atraviesa los cantones Montecristi, Jipijapa y Paján. En los cantones Manta, Montecristi y Portoviejo existen cordones aislados como los cerros de Pacoche, el Cerro de Montecristi y Cerro Hojas-Jaboncillo. Por último, hacia el Norte se encuentra la Cordillera de Balzar, que comprende varios cerros y cadenas montañosas como los cerros de los Liberales y de Canoa, Coaque, Pata de Pájaro, las montañas de Cojimies y las montañas de Mache-Chindú.

La existencia de estas cadenas montañosas en la región costera obstaculiza la existencia de ríos de caudal con potencial hidroeléctrico que desemboquen en el Océano pacífico. Los ríos Chone y Portoviejo son los únicos con cauce profundo, no obstante, sin las características suficientes para la generación de electricidad.

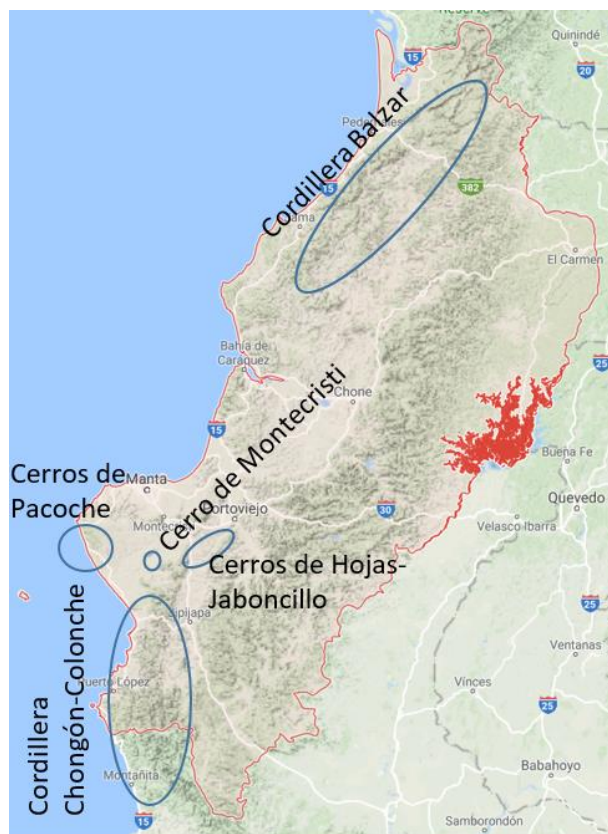


Figura 50. Mapa orográfico de Manabí. Adaptado de Google maps.

5.2. Estructura Económica y sectores productivos

Según el Banco Central del Ecuador (BCE, 2018b), las cuentas regionales permiten cuantificar y conocer la estructura económica y la especialización productiva de cada provincia y cantón del país, como una extensión de la contabilidad nacional. Según los datos del 2015, Manabí es la tercera provincia con mayor contribución al Valor Agregado Bruto (VAB). Las provincias de Pichincha y Guayas ocupan las dos primeras posiciones con una contribución mucho más alta que la provincia de Manabí; el porcentaje de estas dos provincias suma el 54% del VAB, mientras que Manabí solo ocupa el 6,08%. Dentro de este último porcentaje, el cantón Manta (35,3%), Portoviejo (24,9%), Montecristi (9,2%), Chone (5,0%) y El Carmen (3,5%) son los que reflejan mayor contribución del VAB en Manabí.

De la misma manera, de acuerdo con el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC, 2010), estos territorios son también los más poblados, y donde se concentra la mayor parte industrial de la provincia. Del total de la población de la provincia (1.295.249 habitantes), 792.954 pertenecen a las mencionadas áreas (Portoviejo 280.029, Manta 226.477, Chone 126.491, El Carmen 89.663 y Montecristi 70.294 habitantes) Por tanto, el mayor peso de infraestructura se localiza en parte Sur Centro, y en menor proporción hacia el Norte de la provincia (Figura 51).

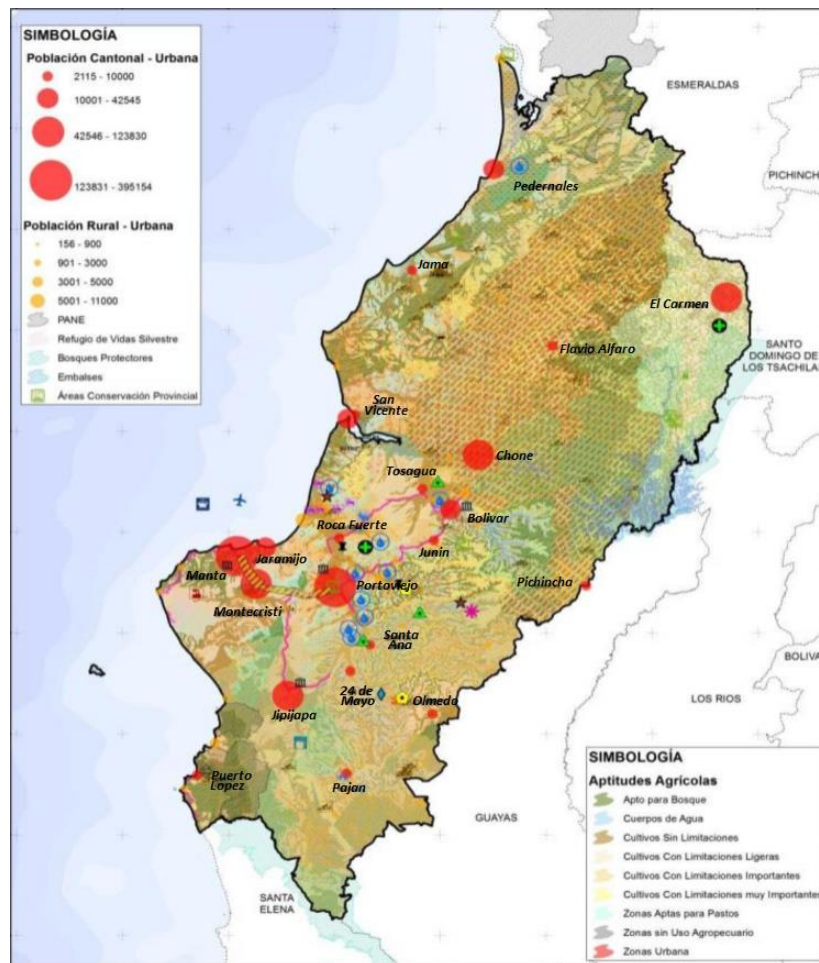


Figura 51. Mapa síntesis de componentes Económico Productivos. (GPM, 2018)

5.3. Sistema eléctrico en la Provincia de Manabí

El sector eléctrico ecuatoriano fue presentado en el capítulo 3, donde se mostraron las características generales de cada una de las partes que lo componen. En esta sección se profundizará en detallar como está compuesto el sistema eléctrico de la provincia de Manabí para obtener una panorámica más clara de su estructura y funcionamiento.

5.3.1. Sistema Nacional Interconectado en la provincia de Manabí

Como se observa en la Figura 52, el SNI de las líneas de transmisión en Manabí cubren las principales zonas consumo descritas en detalle en la sección anterior (5.2). Cada una de las ramas del SNI esta caracterizadas de la siguiente manera (ARCONEL, 2016a):

- Línea de transmisión de doble circuito (138 kV) que sale de la Subestación Daule Peripa y llega a la Subestación de Portoviejo (90,40 km). De donde se deriva una rama de circuito simple (138 kV) hacia la Subestación San Gregorio (7,16 km) - Subestación

Montecristi (26,26 km) – Subestación Jaramijó (8,20 km) – Subestación Manta (5,38 km). La capacidad de transmisión por límite térmico para todo este circuito es de 120 MW.

- Línea de transmisión simple (138 kV) que sale de Subestación Daule Peripa y llega Subestación Chone (63,30 km). De allí se deriva otra línea a la Subestación Severino (30,30 km). La capacidad de transmisión por límite térmico de 120 MW.
- Línea de transmisión de doble circuito (230 kV) que sale de la Subestación Quevedo y llega a la Subestación San Gregorio (113,48 km). La capacidad de transmisión por límite térmico es de 353 MW.
- El sistema de subtransmisión a 69 kV llega a las principales ciudades de la provincia y tiene una longitud de 600 km; la red de medio voltaje se compone de 5.642 km de líneas de una fase, 254 km de dos fases y 1.289 km de líneas de tres fases (Figura 53) (ARCONEL, 2018e).



Figura 52. Sistema Nacional de Transmisión en la provincia de Manabí. Adaptado de (ARCONEL, 2018e).

En la provincia de Manabí operan las unidades de negocio CNEL Manabí (parte Sur) y CNEL Santo Domingo (parte Norte) como se observa en la Figura 53. La mayor parte de la

infraestructura de subtransmisión se encuentra a cargo de CENEL Manabí, debido a que en esta zona se localiza también la mayor fuerza económica-productiva de la provincia.

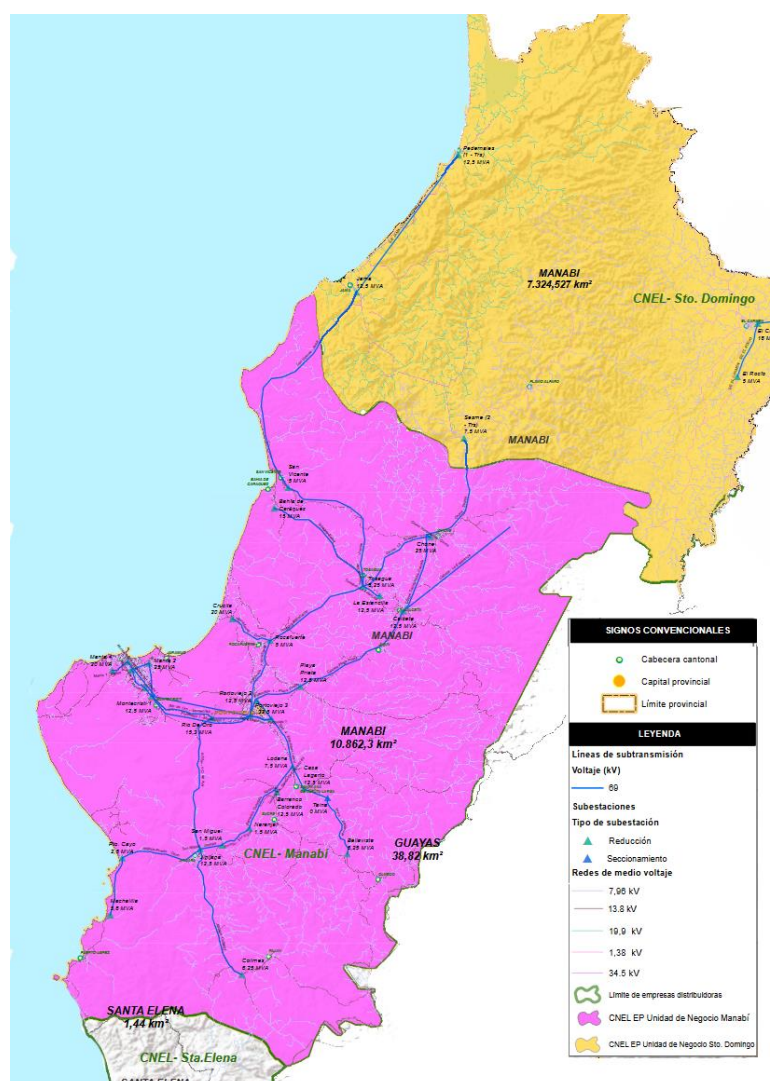


Figura 53. Sistema de distribución a 69, 13,8 y 7,9 kV de la provincia de Manabí. Adaptado de (ARCONEL, 2018e).

5.3.2. Centrales de generación eléctrica en la Provincia de Manabí

La gran mayoría de centrales hidroeléctricas de Ecuador se encuentran situadas en la cordillera de los Andes, en las provincias de Imbabura, Pichincha, Cotopaxi, Tungurahua, Bolívar, Chimborazo, Cañar y Azuay; también en algunas provincias de la Amazonia como Napo y Morona Santiago. Por otro lado, las centrales térmicas se encuentran distribuidas en menor medida por todo el país, con especial presencia en las provincias amazónicas de Sucumbíos y Orellana, en la sierra en provincia de Pichincha y en la costa en las provincias del Guayas, Santa Elena, Manabí y Esperadas. Cabe señalar que desde el año 2007 al 2016

las provincias costeras son las que más plantas térmicas han instalado: Manabí instaló 174,8 MW; Esmeraldas 100,76 MW; Santa Elena 105,50 MW (ARCONEL, 2017e).

Como se puede observar en la Figura 54, el sistema de generación eléctrico de la Provincia de Manabí está formado principalmente por cuatro plantas térmicas, dos situadas en el cantón Manta (70,2 MW), una en Jaramijó (140 MW) y una en Pedernales (5 MW). Además, cuenta con dos plantas solares fotovoltaicas localizadas en el cantón Jaramijó (0,5 MW) y San Vicente (1 MW). Las plantas térmicas suman un total de 215,2 MW y las plantas solares fotovoltaicas 1,5 MW de capacidad instalada.



Figura 54. Centrales de generación de la provincia de Manabí. Adaptada de (ARCONEL, 2018e).

La provincia de Manabí no cuenta con ninguna planta de generación hidroeléctrica por encontrarse lejos de la cordillera de los Andes, donde se localizan los principales recursos hídricos del país. No obstante, en las represas La Esperanza y Poza Honda, diseñadas inicialmente para el manejo hídrico de la zona, se construyeron dos mini centrales hidroeléctricas de 6 MW y 3 MW respectivamente, los cuales por diversos problemas políticos y técnicos no han entrado en operación (Rafael Correa, 2012). Las demás provincias costeras (Esmeraldas y Santa Elena), tampoco cuentan con ninguna central hidroeléctrica, a excepción de la provincia del Guayas, donde se localiza la planta hidroeléctrica Marcel

Laniado de 213 MW. Esta Planta se encuentra conectada a la Subestación elevadora Daule-Peripa que alimenta a la provincia de Manabí y a la provincia de Los Ríos, como se comentó en la sección (5.3.1) (Figura 52).

5.3.3. Despacho generación y demanda diaria

La curva de generación y demanda de electricidad en Ecuador depende de las dos principales estaciones que presenta el país: húmeda y seca. La estación húmeda o invierno (clima lluvioso y con temperaturas cálidas) se extiende desde los meses de Diciembre a Mayo y la estación seca o verano (con clima seco y temperaturas frescas) desde Junio a Noviembre. La mayor demanda de energía eléctrica corresponde a la estación húmeda, sobre todo debido al mayor uso de aires acondicionados, mientras que la demanda en la estación seca es menor. En la Figura 55 se muestra la curva de demanda a lo largo del año 2017, así como los caudales medios de los principales afluentes de los embalses del SNI donde queda de manifiesto la estación seca y húmeda, así como sus patrones de demanda (CENACE, 2018).

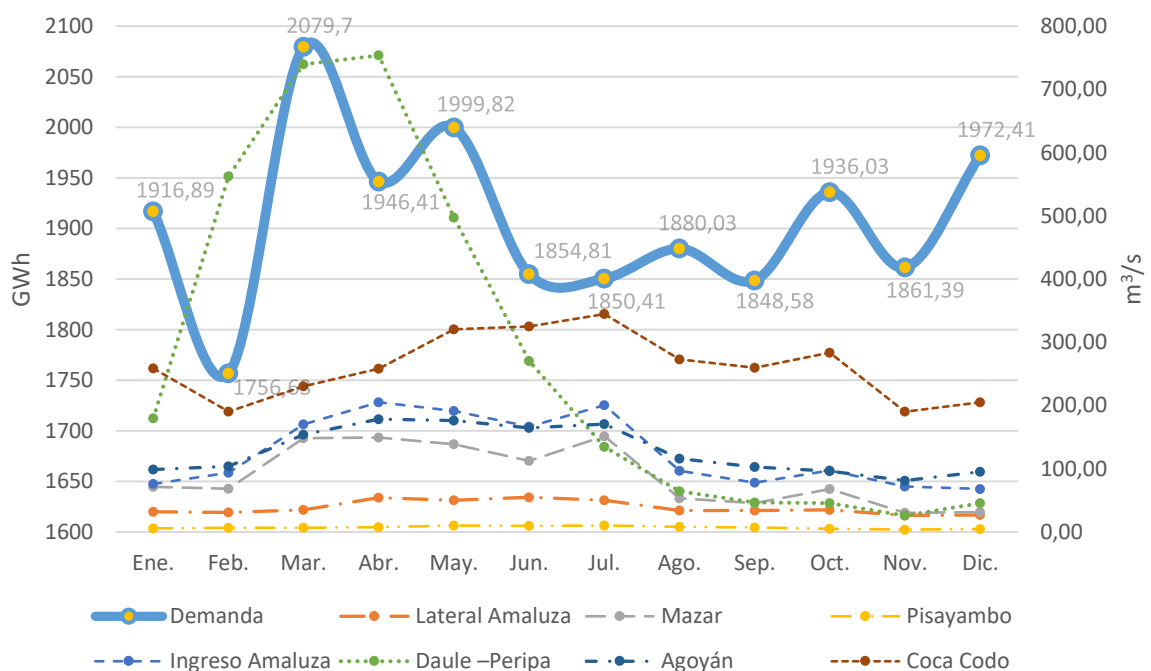


Figura 55. Demanda mensual de energía y caudales medios de los embalses del SNI. Adaptado de (CENACE, 2018).

El perfil de demanda diario tanto para la estación húmeda como seca es cubierto principalmente por las plantas hidroeléctricas y en menor proporción por las plantas térmicas (gas, Fuel-Oil y Diésel-Oil). Este perfil cambia muy poco y se observan pequeños incrementos en el uso de energía térmica en la estación seca; es de notar que este incremento podría ser más acusado en caso de tener fuertes estiajes en el país. Dentro de este perfil la contribución de las ERNC es mínimo (Figura 56).

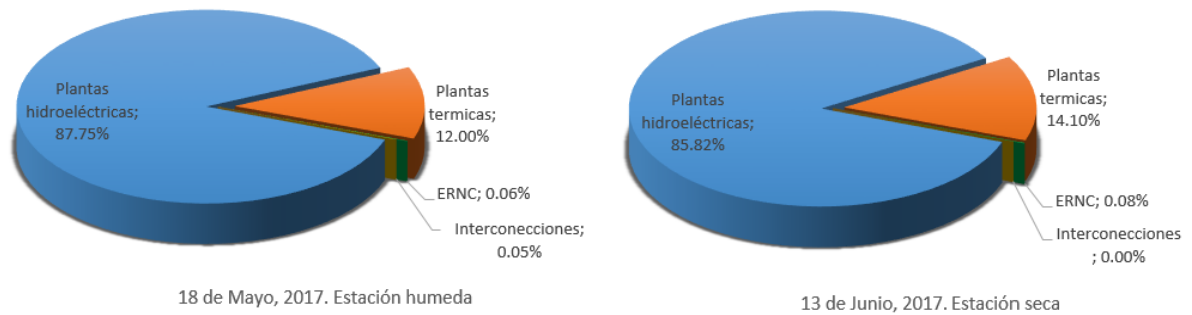


Figura 56. Estructura de generación durante el día de máxima generación en la estación húmeda y seca. (CENACE, 2018)

Históricamente, la demanda media nacional en bornes de generación ha estado liderada por el sector residencial, seguida por el sector industrial y comercial. Por ejemplo, en el 2017 la demanda del sector residencial alcanzó los 7.298 GWh, el industrial 5.699 GWh y el comercial 3.843 GWh (ARCONEL, 2018a). La evolución detallada de estas demandas por año y meses se puede consultar en Anexo 1. De forma general, la demanda eléctrica es de carácter aleatorio; no obstante, esta guarda unos patrones que hacen que sus perfiles sean predecibles en el tiempo. Por ejemplo, cuando se comparan dos días de una misma semana, uno laboral y uno festivo, aunque los perfiles son parecidos, la demanda diaria de un día laboral es apreciablemente superior que en un día festivo. Por otro lado, si se comparan días de dos estaciones del año, invierno y verano, estos perfiles también cambiarán debido a las condiciones climáticas. Para el caso de Manabí, la curva de carga para un día laborable (invierno y verano), un día festivo y de fin de semana del 2017 es el que muestra en la Figura 57. De forma general, se pueden diferenciar tres franjas horarias según la demanda: baja demanda (22:00-7:00h), demanda media (07:00-18:00h) y demanda alta (18:00-22:00h).

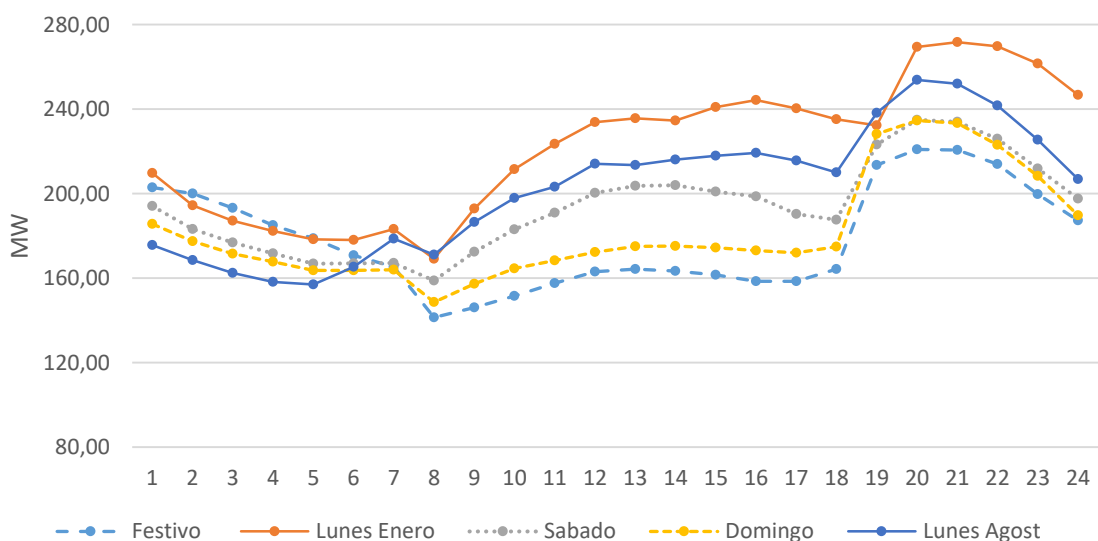


Figura 57. Curvas de demanda de la provincia de Manabí 2017. Información cedida por CNEL Manabí EP.

5.3.4. Consumo de energía eléctrica en la Provincia de Manabí

Según la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 2017) y la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL, 2018a), Ecuador se ubica entre los últimos lugares de los países de la región con menor consumo per cápita, situándose con un consumo de 1.143,31 kWh/por habitante (kWh/hab) en el año 2016. Tomando en cuenta los datos de consumo por región en Ecuador (ARCONEL, 2018a), Manabí ocupa la novena posición con un promedio de consumo per cápita de 880,54 kWh/hab y la tercera posición con un total de energía consumida por provincia de 1.329,95 GWh en 2016. Las dos primeras posiciones las ocupan las provincias de Guayas y Pichincha, las cuales tienen un consumo promedio de 1.723,9 kWh/hab y 1.327,4 kWh/hab respectivamente. De la misma manera, estas son las provincias que tienen el mayor consumo del país: Guayas 7.149,9 GWh/año y 3.987,27 GWh/año (Figura 58). El bajo consumo de Manabí, con respecto a las dos primeras provincias, se debe a la mayor extensión de territorio, a la menor cantidad de población y menor porcentaje de industrialización.

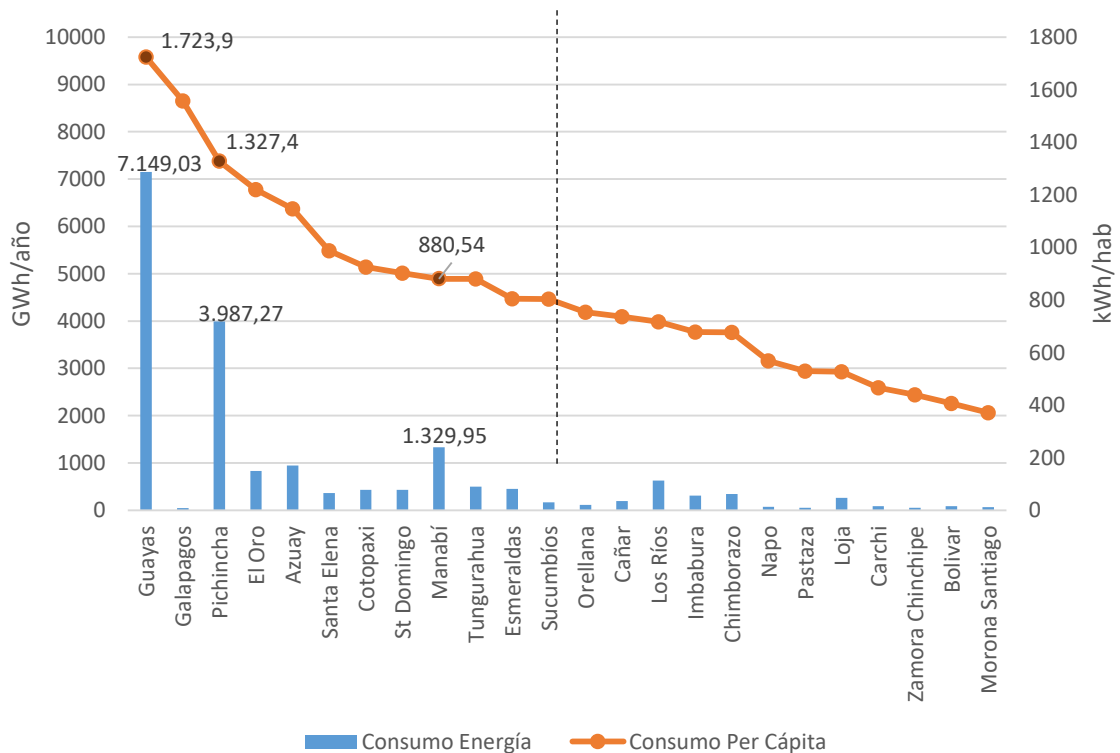


Figura 58. Consumo de energía eléctrica por Provincia y Consumo per cápita en el 2016. Adaptado de (ARCONEL, 2018a).

5.3.5. Producción de energía eléctrica por provincias

Como se puede observar en la Figura 58 las provincias que más energías producen son Azuay (7.176,53 GWh), Guayas (4.115,67 GWh) y Napo (3.159,89 GWh). Por otro lado, la

provincia de Manabí ocupa la novena posición en la producción de energía con un total de 755,08 GWh; de esta cantidad las plantas térmicas de la provincia contribuyeron con el 99,1% mientras que las plantas solares solo con el 0,83%. Si tomamos en cuenta los datos del apartado anterior, se puede ver que el consumo provincial es más alto que la energía que se produce, y esta necesita un aporte de 574,87 GWh de las demás fuentes fuera de la provincia. Hay que destacar que ya en el 2017 con la mayor parte de las centrales hidroeléctrica en operación la producción térmica ha descendió a 351,73 GWh/año, según datos proporcionados por Termo-Manabí CELEC EP. Como no se tienen datos actuales de las estadísticas del 2017 no se pueden mostrar datos más actualizados de la producción por provincias, las cuales habrán cambiado sustancialmente en aquellas provincias donde existe presencia de las termoeléctricas.

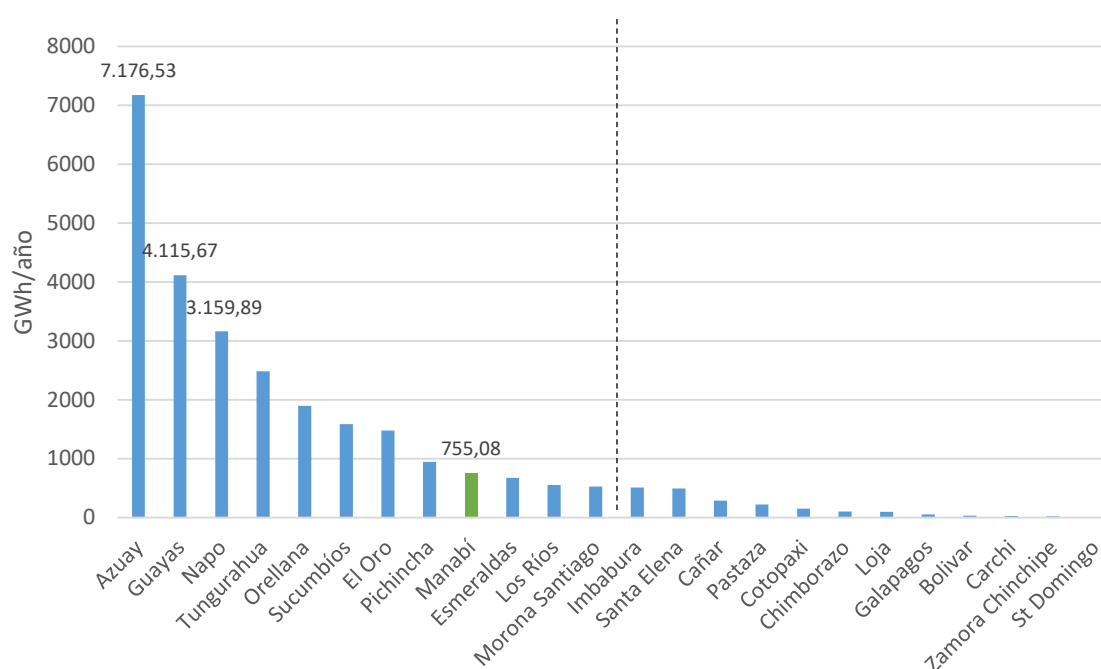


Figura 59. Producción de energía por año y provincia en el 2016. Adaptado de (ARCONEL 2017e)

5.3.6. Estructura de precios y precios medios de la energía eléctrica

La estructura de precios del sistema eléctrico ecuatoriano se rige según la “Codificación del reglamento de tarifas” (ARCONEL, 2018d). Este reglamento establece las normas y los procedimientos que se emplean para fijar la estructura, cálculo y reajuste de las tarifas aplicables al consumidor final y el pago por el uso de los sistemas de transmisión y distribución. Según este reglamento, la estructura tarifaria reflejará los costos de los clientes origen según las características del consumo (residencial, general y alumbrado público) y del nivel de tensión al cual este se presta (alta, media y baja tensión). Por otro lado, los precios

de la electricidad deberán cubrir los costos referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión, el Valor Agregado de Distribución (VAD) y las pérdidas. El precio referencial de generación representa en promedio el 48,8% del valor final de la electricidad, el de transmisión el 7,15% y el de distribución el 43,97% (Anexo 2).

La tarifa de categoría residencial corresponde al servicio público de energía eléctrica destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores; esta categoría incluye a los consumidores de bajos consumos y de escasos recursos económicos, que tienen integrada a su residencia una pequeña actividad comercial o artesanal. Por otro lado, la categoría general¹⁸ comprende básicamente el comercio, la industria y la prestación de servicios públicos y privados. La Figura 60 esquematiza la tarifa y nivel de tensión por consumidor.

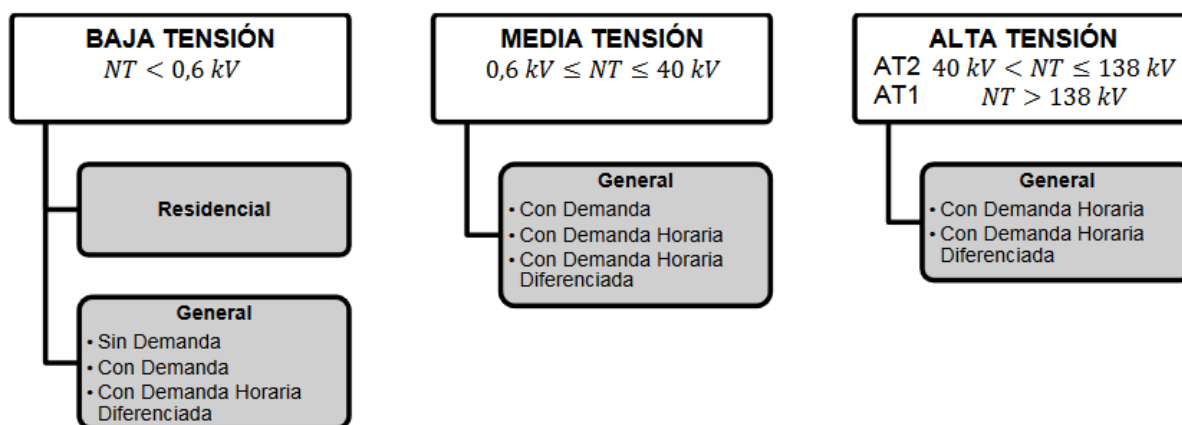


Figura 60. Categoría tarifaria y nivel de tensión. Adaptado de (ARCONEL, 2018c).

La tarifa aplicada al consumidor final no es estacional (invierno - verano) y se realiza en función de los cargos variables. Los pliegos tarifarios son revisados y actualizados anualmente por ARCONEL y se estructuraran en (ARCONEL 2018d):

- Monomias: son aquellas que tienen un cargo por energía consumida.
- Monomias horarias: son aquellas que tienen tres cargos por energía consumida; en periodo de punta (18:00 – 22:00h), en periodo de demanda media(08:00-18:00h) y en periodo de base (22:00-8:00h).
- Binomias: son aquellas que tienen un cargo por potencia y cargo por energía consumida.

¹⁸ Para efectos tarifarios, las distribuidoras tienen la obligación de mantener en sus registros una clasificación de los consumidores comerciales e industriales.

- Binomias horarias: son aquellas que tienen tres cargos por potencia y energía consumida dependiendo de los periodos punta, demanda media y base.

A todas estas tarifas se les debe incluir el cargo por comercialización independiente del consumo de energía, el cual permite cubrir los gastos administrativos de esta actividad y se expresa en USD/consumidor-mes. Por otro lado, a un consumidor final residencial solo se le puede aplicar una tarifa de baja tensión monomía, independientemente del tamaño de la carga conectada. Este consumidor presentará cargos incrementales por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida (se puede consultar el pliego con las tarifas de 2018 en el Anexo 2). Además de cubrir los costos antes mencionados, la factura del servicio eléctrico consta de los siguientes cargos adicionales (ARCONEL, 2018b):

- *Subsidio Tarifa Dignidad*: aplica cuando el consumo es menor a 110 kWh en la sierra y 130 kWh en la Costa, Oriente y Región Insular. Corresponde a la diferencia entre la energía y comercialización valorada con la tarifa a usuario final de la distribuidora. La energía valorada con tarifa 0,04 USD/kWh y comercialización 0,71 USD/kWh.
- *Subsidio cruzado*: aplica a todos los clientes residenciales con consumos superiores a los especificados en el subsidio tarifa dignidad. Los valores corresponden a la suma del 10% del valor por cargo de energía más el 10% del valor del cargo por comercialización.
- *Servicio de alumbrado público*: monto en dólares a pagar por el servicio de alumbrado público prestado por las empresas de suministro. Se calcula en función del grado de utilización del servicio y de la tarifa contratada por el usuario.
- *Tasa de recolección de basura*: cargo destinado a mantener un servicio adecuado de la basura en los municipios de las diferentes provincias. Este cargo se calcula en función del nivel de consumo eléctrico y varía en función de la ciudad.
- *Contribución al cuerpo de bomberos*: cargo destinado para mantener los servicios de los cuerpos de bomberos en cada uno de los municipios de las diferentes provincias. Se calcula en función del tipo de usuario final y varía entre el 0,5% al 0,6% del salario mínimo unificado.
- Cuota mensual del financiamiento de cocina de inducción del programa eficiente de cocción (PEC), cuando sea aplicable.
- Cuota mensual de financiamiento de refrigeradora del Plan RENOVA, cuando sea aplicable.

A modo de ejemplo, la Figura 61 se muestra los diferentes porcentajes de los cargos aplicados a una factura residencial promedio de la ciudad de Manta. Como se observa, el usuario estaría pagando un 25% del total de su factura por los diferentes cargos explicados anteriormente.

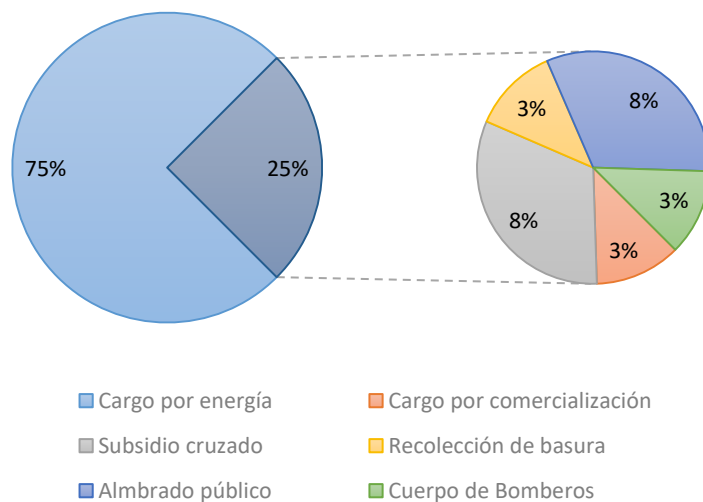


Figura 61. Composición de la factura eléctrica de un cliente residencial.

5.4. Recursos Energéticos no Convencionales de la Provincia de Manabí

En el capítulo 3 se presentó el potencial solar, eólico, geotérmico y de biomasa del país, así como el estado de estas fuentes de energía en el mix energético. Para el caso de la provincia de Manabí se presentan las siguientes consideraciones:

- La energía geotérmica se encuentra situada a lo largo y ancho de la cordillera de los Andes (región sierra) y no tiene presencia comprobada en la región de la costera.
- El recurso solar se encuentra bien distribuido en todo el país y este es uno de los principales recursos energéticos no convencionales de la provincia de Manabí.
- Aunque el mayor potencial eólico se encuentra en la región sierra, existen algunas localizaciones aisladas como el “Aromo” en los cerros de Pacoche (Figura 50) donde podría ser factible la instalación de una planta eólica (se requieren más estudios para comprobar su viabilidad).
- El recurso de la biomasa se encuentra de forma moderada en la provincia. A pesar de ello, la producción de caña de azúcar (principal residuo de biomasa utilizado en Ecuador con fines de generación eléctrica) se encuentra fuera de la provincia y muy alejado de los centros de consumo y no sería viable su utilización. Se debería considerar el uso de los residuos del arroz, de la palma africana, del banano, cacao o café que son los residuos que se encuentran presentes en la zona y en las provincias aledañas. No obstante, existen pocas experiencias en Sudamérica sobre uso para este propósito.

Teniendo en cuenta que existen diversas opciones al plantear hipotéticos sistemas con ERNC, donde por ejemplo, se enfatice alguna tecnología en concreto del mix, o sistemas

repartidos donde todas las tecnologías tienen presencia relevante, en esta tesis se enfatizará un sistema eléctrico provincial con fuerte predominio de la energía solar fotovoltaica en el mix energético, por las siguientes razones:

1. El recurso solar se encuentra uniformemente distribuido en la provincia y es accesible en casi cualquier localización. Además, cuenta con áreas altamente favorables cerca de los principales centros de consumo de energía (Anexo 3).
2. La energía solar posee un alto promedio de radiación de aproximadamente 4.200 kWh/año/m², lo cual le da cierta ventaja respecto a otras fuentes de ERNC.
3. Las proyecciones de costos asociados a tecnología solar fotovoltaica continúan en descenso y puede llegar a ser una tecnología accesible y barata en un futuro próximo.
4. El caso de la provincia de Manabí puede ser replicable a las demás regiones costeras (Esmeraldas, Santa Elena y Guayas) que poseen características similares.

Este sistema podría estar apoyado con la participación más reducida de la energía eólica y la energía de biomasa proveniente de los recursos de la zona.

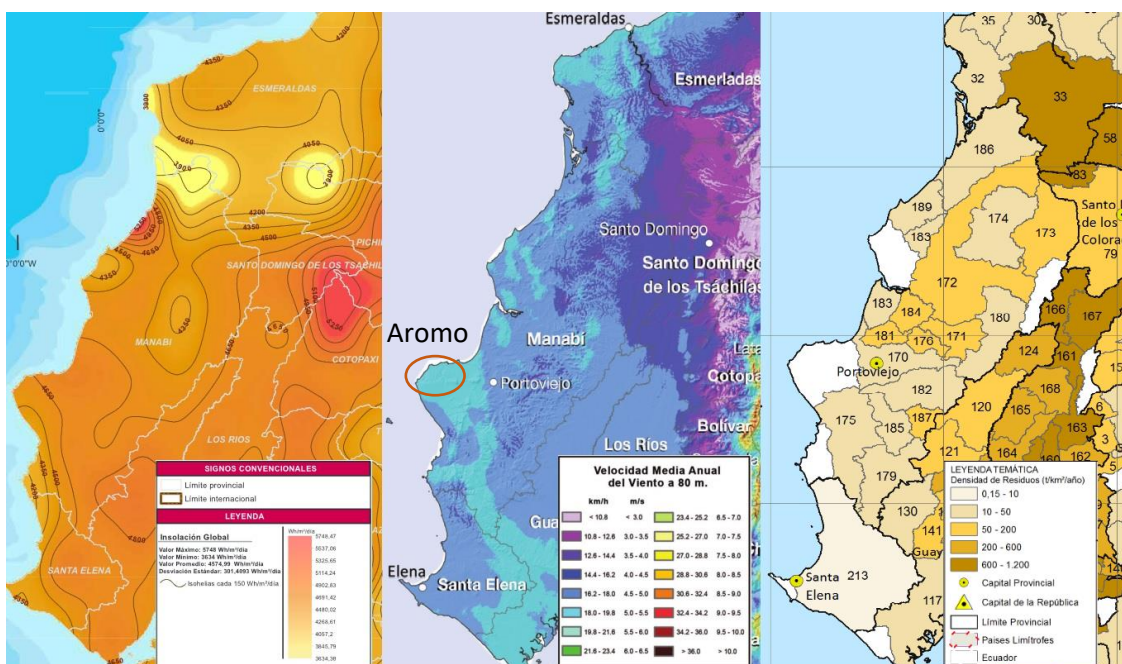


Figura 62. Potencial solar, eólico y de biomasa en la provincia de Manabí. Adaptado de (CONELEC, 2008), (MEER, 2013b) y (MEER, 2014b).

5.5. ¿Es posible la paridad de red en Ecuador para la energía solar fotovoltaica?

Una de las realidades de las ERNC y en particular de la energía solar fotovoltaica, es que su precio en muchas partes del mundo aún no es competitivo con las fuentes de

combustibles fósiles. Entre las razones de este hecho se pueden mencionar que la tecnología solar fotovoltaica aun no es tan madura y por tanto sus costos aún no están estabilizados; no obstante, el rápido descenso de los precios de esta tecnología en la última década podría indicar que su madurez podría estar próxima. Con respecto al uso de combustibles fósiles, uno de los principales aspectos que lo hacen competitivo es que en el precio para obtener energía útil solo se refleja el precio del combustible en sí, no los costos asociados a la emisión de contaminantes nocivos al medio ambiente, y en muchos casos (sobre todo en algunos países en vías de desarrollo como Venezuela, Ecuador o Bolivia) su uso esta subsidiado, dificultando así la entrada de fuentes de ERNC.

En esta sección se estudiará la competitividad de la energía solar fotovoltaica usando el “Levelized Cost of Energy (LCOE)¹⁹” como el principal indicador de paridad de red de esta tecnología. El LCOE es uno de los indicadores más usados para mostrar la competitividad de esta tecnología con respecto a otras a la hora de producir electricidad (refleja exclusivamente las barreras económicas y de financiamiento) (Rosenbaum y Wenzhong Gao, 2016). Aunque existen diferentes definiciones del concepto paridad de red, según (Munoz et al. 2014), lo que estas definiciones tienen en común es que todas ellas hacen comparaciones entre el LCOE de la tecnología solar fotovoltaica y el LCOE de las otras tecnologías o del precio medio de la electricidad. En otras palabras, el LCOE determinará el precio de la electricidad necesario para que el sistema solar fotovoltaico alcance el umbral de rentabilidad.

5.5.1. Precios medios de las instalaciones solares residenciales en Ecuador

Según diversas cotizaciones realizadas a empresas dedicadas a la comercialización e instalación de sistemas solares fotovoltaicos (Anexo 4), se determinó que el costo medio de un panel fotovoltaico se sitúa en torno a 1,12 USD/W_p, el de un inversor en 0,9 USD/W_p, y los costos de instalación en 0,19 USD/W_p. Así, el costo total unitario de un sistema solar fotovoltaico residencial instalado se sitúa alrededor de los 2,21 USD/W_p pudiendo tender hasta los 2 USD/W_p dependiendo del sitio de la instalación, tipo de estructura de soporte, días de trabajo empleados para la instalación, entre otros. Estos precios presentados no incluyen el 12% de IVA. En la Figura 63 se presentan los porcentajes de costo de una instalación residencial tipo de 2,7 kW.

¹⁹ El costo nivelado de la energía es el precio al que la electricidad debe ser generada por una fuente con el fin de alcanzar el equilibrio durante su vida útil. Por lo tanto, incluye la inversión inicial, la operación y el mantenimiento, el costo del combustible, el costo del capital, la energía producida y la vida útil del sistema.

Instalación solar fotovoltaica 2.7 kW

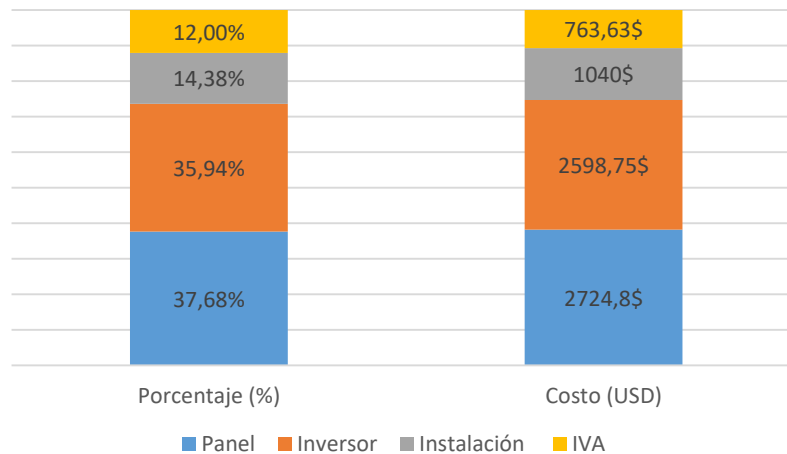


Figura 63. Costos de una instalación solar residencial conectada a red de 2,7kW en Ecuador.

5.5.2. Cálculo de LCOE

El cálculo de la paridad de red tradicional depende básicamente de tres factores: la irradiación solar, el precio de la electricidad, y el costo incurrido en la instalación del sistema eléctrico. A partir de estos parámetros se presenta el modelo matemático que permitirá calcular el LCOE. Las expresiones 5.1 y 5.2 muestran con detalle cómo están constituidas estas fórmulas. Como se puede observar, la fórmula 5.1 expresa la igualdad entre el valor actualizado de los ingresos y de los costes durante la vida útil del proyecto; a partir de esta, y aislando el precio de la electricidad obtenemos el LCOE. Las siglas utilizadas en las fórmulas se presentan a continuación (PennState, 2018):

$C_t = \text{Costes de inversión}$ $n = \text{Años de vida útil del proyecto}$

$M_t = \text{Costes de Operación y Mantenimiento}$ $r = \text{Tasa de descuento}$

$Q_t = \text{Producción anual de electricidad}$

$$\sum_{t=1}^{t=n} (Q_t * \text{Precio_Electricidad}) * (1 + r)^{-t} = \sum_{t=1}^{t=n} (C_t + M_t) * (1 + r)^{-t} \quad (5.1)$$

$$\text{LCOE} = \text{Precio_Electricidad} = \frac{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{(C_t + M_t)}{(1 + r)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \left(\frac{Q_t}{(1 + r)^t} \right)} \quad (5.2)$$

En estas formulas C_t representa el total del costo de inversión incurrido en el año t (el cual puede ser cero excepto durante los primeros años de inversión); M_t representa todos los costos de operación incurridos en el año t , y Q_t representa el total de la energía producida en el año t . Por tanto, el término $C_t + M_t$ representan los costos anuales del proyecto (que pueden incluir pagos de capital, combustible, mano de obra, arrendamientos de tierras, etc.). En algunos casos el termino r puede ser referido como el Costo Promedio Ponderado del Capital o “*Weighted Average Cost of Capital*” (WACC); de hecho si la entidad que realiza la inversión del proyecto es una entidad con fines de lucro, entonces la tasa de descuento r y WACC deberían ser lo mismo.

Como se observa, esta metodología considera el valor monetario a lo largo del tiempo, e intenta distribuir los costos entre el total de la energía producida. Como resultado, se encuentra un valor neto actual de la energía generada con el sistema eléctrico alternativo durante un periodo de tiempo determinado. Una vez el LCOE se ha calculado, el siguiente paso implicará su comparación con los precios actuales de la electricidad. Hay que notar que esta metodología no permite considerar los precios asociados de la interacción de un sistema solar fotovoltaico con la red, ni los costos de transmisión y distribución, ni otras tasas o mecanismos de soporte presentes en los diferentes mercados eléctricos. No obstante, algunos modelos matemáticos, basados en el modelo clásico antes mencionado, incluyen otras características en el cálculo permitiendo añadir por ejemplo subsidios, depreciaciones, intereses de préstamos, costos extras, entre otros (NRC, 2018) (Koumparou et al. 2017). En la Figura 64 se muestra de forma esquemática la forma clásica de entender este concepto.

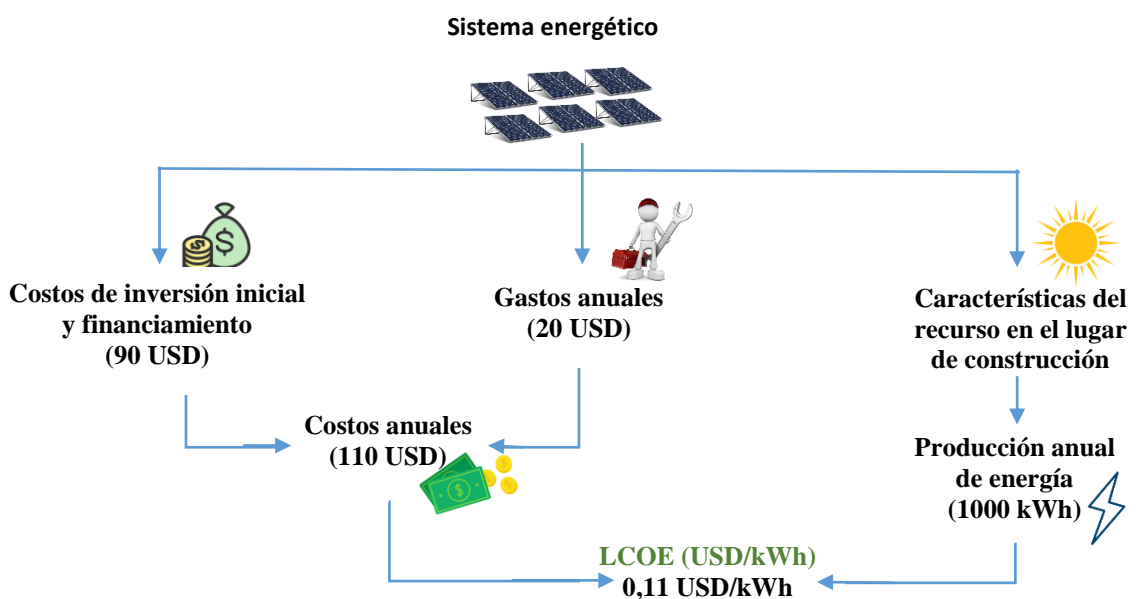


Figura 64. Cálculo esquemático del LCOE.

Para llevar a cabo estos cálculos se utilizará el modelo matemático utilizado por el programa “*System Advisor Model - National Renewable Energy Laboratory*”, conocido abreviadamente como SAM. Esta herramienta gratuita y usada internacionalmente por diversas organizaciones y universidades permite realizar análisis del LCOE, así como estudios de pre-factibilidad y factibilidad con tecnologías renovables no convencionales. La base de esta herramienta consiste en modelos matemáticos estandarizados e integrados para el análisis de la producción energética, el costo del ciclo de vida, así como estudiar el impacto de diferentes políticas e incentivos a la hora de impulsar proyectos con diferentes tipos de tecnologías renovables no convencionales. Este software incluye productos integrados, costos y datos meteorológicos que se pueden incluir de forma rápida en los cálculos que se requiere realizar. Información relativa al programa y a su impacto se puede consultar en (NREL, 2018).

5.5.2.1. Modelo matemático LCOE y el efecto de la tasa de descuento

El calculador del LCOE de SAM usa un método simple que transforma la ecuación 5.2 haciendo las siguientes asunciones:

- Primero: la producción anual de energía es constante cada año.
- Segundo: la variable de salida, costo de producción por unidad, es constante cada año.

En este caso, los parámetros Q y M de la ecuación 5.2 son los mismos cada año y el LCOE se puede reescribir como la suma de dos términos: (1) *Levelized Fixed Cost (LFC)*, que calcula el pago promedio requerido para “*amortizar*” o pagar los costos de capital durante *t* años; y (2) *Levelized Variable Cost (LVC)*, que calcula el pago promedio requerido para cubrir los costos operativos por unidad. Quedando:

$$\text{LCOE} = \text{LFC} + \text{LVC} \quad (5.3)$$

El valor del VLC será igual al costo variable total por unidad de producción si los costos variables de operación no cambian (esto incluiría combustibles, mano de obra y cualquier operación o costos de mantenimiento variable).

$$\text{LVC} = \frac{M}{Q} \quad (5.4)$$

Para el cálculo del LFC se requiere un cálculo algo más complicado y requiere asumir que el proyecto involucra una tasa de descuento r y que los costos del capital se pagan en una suma global al inicio del proyecto (TIC)²⁰.

$$TIC = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{LFC}{(1+r)^t * Q} \quad (5.5)$$

Esta ecuación puede reescribirse como:

$$LFC = \frac{TIC}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{Q}{(1+r)^t}} \rightarrow \text{series geometricas} \rightarrow LFC = \frac{TIC * r}{\left(1 - \frac{1}{(1+r)^t}\right) * Q} \quad (5.6)$$

En esta misma línea, el LFC se puede expresar también utilizando la tasa de cargo fijo o Fixed Charge Rate (FCR), la cual representa la fracción del TIC que se debe reservar cada año para retirar los costos del capital (que incluye intereses sobre la deuda, el rendimiento sobre el capital, etc.). Por tanto, el parámetro $TIC * FCR$ es el pago de la anualidad (la suma del capital más los pagos de intereses, como lo haría una hipoteca de vivienda o un préstamo universitario) necesaria para pagar el costo de capital de la inversión. El FCR se calcula de la siguiente manera:

$$\left. \begin{aligned} LFC &= \frac{TIC * r}{\left(1 - \frac{1}{(1+r)^t}\right) * Q} \\ FCR &= \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^t}} \end{aligned} \right\} \rightarrow LFC = \frac{TIC * FCR}{Q} \quad (5.7)$$

Trasladando estos conceptos al modelo de SAM, se tiene que para calcular el LCOE el programa utiliza la siguiente fórmula, donde también incluye los costos anuales fijos de operación y mantenimiento dentro del LFC:

$$LVC = VOC(\text{Variable Operating Cost})$$

$$M_t = FCO(\text{Fixed Annual Operating Cost})$$

$$Q_t = AEP(\text{Annual Electricity Production})$$

$$TIC = TCC(\text{Total Capital Cost})$$

²⁰ Si todos los costos de capital se incurren en el año cero, entonces el término C_t se saca fuera de la ecuación del LCOE. En este caso, muchas veces se puede ver el término costo de inversión (C_t) denominado como costo total instalado (Total Installed Cost, TIC).

$$LCOE = LFC + LVC = \frac{FCR * TCC + FOC}{AEP} + VOC \quad (5.8)$$

En esta fórmula queda de manifiesto que el LCOE es directamente proporcional al valor del FCR, y este por su lado depende exclusivamente de la tasa de descuento. Por tanto, el valor de la tasa de descuento es uno de los parámetros que mostrará mayor sensibilidad sobre el valor total del LCOE.

En el contexto de proyectos con energías renovables, donde el proyecto normalmente se realiza con fines de lucro, la tasa de descuento o WACC evalúa el costo de la “deuda” y del “capital”, los cuales son las dos vías de financiamientos de cualquier proyecto con energías renovables (PennState, 2018). El valor del WACC varía significativamente entre países y proyectos, ya que este depende de circunstancias específicas de cada país como impuestos, términos de la deuda, riesgo país, políticas energéticas, entre otros (Ecofys, 2017); este hecho queda reflejado en el amplio rango de WACCs (4,5% a 12,4%) encontrados entre diferentes países de la Unión Europea para proyectos fotovoltaicos durante el 2014 (Noothout et al. 2016). Según sugieren algunos estudios (Hirth y Steckel, 2016), bajos valores de WACC (por ejemplo 3%) podrían conllevar una alta participación de las energías renovables, mientras que altos valores (por ejemplo 15%) conllevarían bajísima participación de las mismas. Este hecho se debe a que una variación del WACC al alza podría incrementar sustancialmente el valor el LCOE, tal como ha queda de manifiesto en la Figura 66. Según (Fraunhofer ISE, 2015), variaciones del 5 al 10% conllevarían un aumento del LCOE de un 100 hasta un 200%. La ecuación 5.9 representa la formula general que evalúa el WACC según diferentes parámetros en SAM:

DF = Project debt fraction (facción de Deuda como (%) del costo del capital)

RROE = Real return on investment (Tasa real de rentabilidad)

IRR = Nominal return on investment (Tasa nominal de rentabilidad)

RINT = Real debt interest rate (Tasa de interés real de la deuda)

NINT= Nominal debt interest rate (Tasa de interés nominal de la deuda)

TAX = Effectve tax rate (Tasa efectiva de impuestos)

$$WACC = \frac{1 + \left((1 - DF) * ((1 + RROE) + (1 + i) - 1) \right) + DF * \left((1 + RINT) * (1 - i) - 1 \right) * (1 - TAX)}{1 + i} - 1 \quad (5.9)$$

$$RROE = \frac{1 + IRR}{1 + i} - 1; \quad RINT = \frac{1 + NINT}{1 + i} - 1 \quad (5.10)$$

En esta fórmula está implícito el costo del capital y de la deuda. El costo de la deuda es bastante explícita, ya que esta se da a través de los pagos por interés que el prestamista impone. Por otro lado, el costo del capital es algo más complejo y representa el “*costo de oportunidad*”, es decir, el rendimiento que un inversionista de capital juzgaría para determinar si una inversión vale la pena. Por lo general, el costo del capital es más alto que el de la deuda, debido a que los inversores de capital tienen un mayor riesgo en el retorno de su inversión que los prestamistas de créditos (PennState, 2018). Además, el costo del capital puede estar influenciado por diferentes factores como por riesgo país (estabilidad política, corrupción, desarrollo económico, etc.) y/o los riesgos específicamente ligados al marco regulatorio y las políticas energéticas del país evaluado (Ecofys, 2017).

Como se observa en la fórmula 5.9 y 5.10, el valor del WACC depende de los parámetros RROE y RINT. Por un lado, el costo del capital depende del parámetro RROE, el cual es el rendimiento porcentual anual que se ajusta de acuerdo con la inflación u otros efectos externos, expresando la tasa nominal de rentabilidad (IRR) en términos reales. El parámetro RROE proporciona una idea real del costo del dinero, sobre todo ante periodos de alta inflación, ofreciendo una visión clara del valor de una inversión. Así, este parámetro puede ayudar a considerar si el riesgo involucrado en la inversión es algo que se pueda tolerar dada la tasa de rendimiento real del proyecto. Por otro lado, el parámetro RINT representa la tasa de interés que un prestamista recibe después de tener en cuenta la inflación; este suele ser el valor que un banco o ente financiero recibe del prestamista del crédito.

Otro de los parámetros importantes tomados en cuenta en el cálculo del WACC es la inflación. Este parámetro representa el riesgo que el dinero invertido pueda reducir su valor de compra en el futuro respecto a su valor cuando se invirtió. De forma general, la tasa de inflación en el futuro no es conocida, y a menudo las expectativas futuras de la inflación se basan en un promedio de las tasas de inflación de años pasados. Un nivel correcto de crecimiento económico, y por tanto de la inflación, se encontraría en algún lugar en el medio; muchos de los países desarrollados intentan que su inflación se encuentre entre 2-3% (INVESTOPEDIA, 2018).

Para poder entender como estas variables influyen el valor del LCOE, una simulación del sistema solar fotovoltaico presentado en la sección (5.5.1) se ha llevado a cabo utilizando el modelo “*SAM LCOE calculator*”. Para esta simulación se asume un horizonte de 30 años, aunque no es el escenario más conservador, muchos de los fabricantes garantizan el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos para un periodo de 25-30 años (Hernández-Moro y Martínez-Duart, 2013), por lo tanto se asuma este valor como válido para estos cálculos. El costo total del proyecto se paga al inicio del proyecto y no existe financiación. La

Figura 65 se muestra como varia este indicador en función de la inflación y del IRR, y la Figura 66 como varial el LCOE como función del WACC y el IRR. Como se puede observar, cuanto mas alto es el valor del IRR, mayor es el valor del LCOE y viceversa. El valor de la inflación tiene el efecto opuesto, para los escenarios con un crecimiento economico bajo (baja inflación), resulta en altos valores de LCOE comparado con los valores de LCOE alcanzados con alto crecimiento económico (alta inflación). Por último, los valores de LCOE crecen proporcionalmente a los porcentajes del WACC.

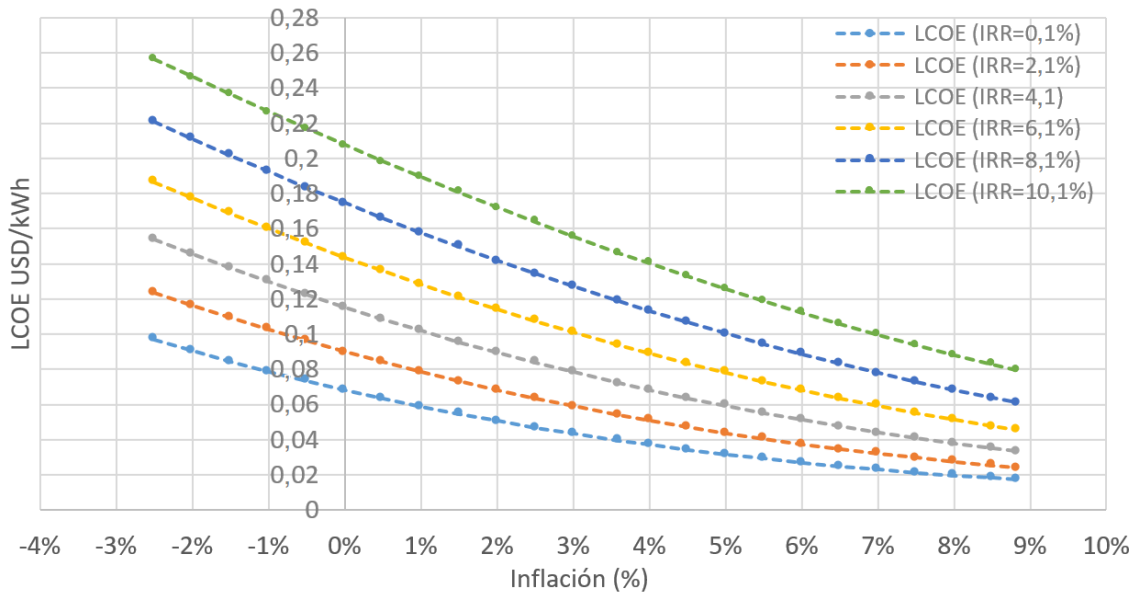


Figura 65. Variación del LCOE Solar en función de la inflación y del IRR.

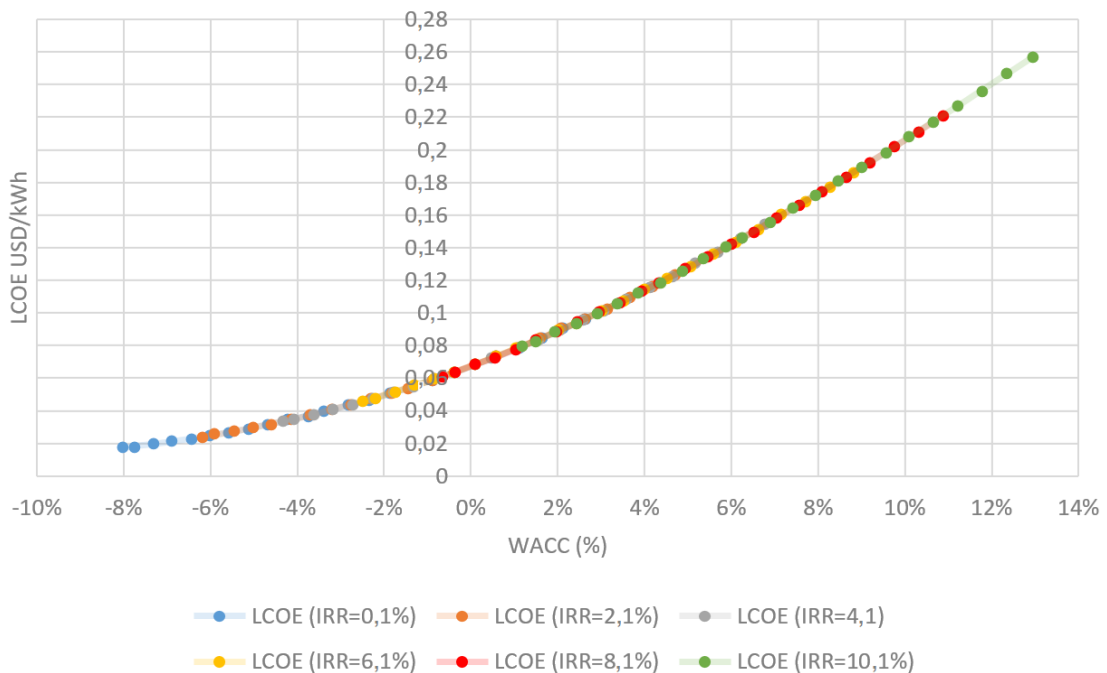


Figura 66. Variación del LCOE en función del WACC.

5.5.3. Descripción de la metodología de estudio

Esta metodología pretende determinar las condiciones generales en las que se encuentra la producción de electricidad mediante tecnología solar fotovoltaica vs los precios medios de la electricidad y los precios de producción de las plantas térmicas de Ecuador. A partir de aquí se establecerán las condiciones necesarias para desplazar parte de la producción de electricidad de las fuentes de energía térmicas de la provincia. La Figura 67 ilustra esta metodología utilizando un diagrama de flujos. Se tendrán en cuenta dos condiciones y se sugerirán dos opciones generales (numeradas 1 y 2) basadas en el resultado de las dos condiciones.

El primer paso será calcular el LCOE estándar del sistema solar fotovoltaico presentado anteriormente ($LCOE_{\text{Sistema-solar}}$) para una determinada localización; posteriormente el resultado se comparará con el precio medio de la electricidad para el sector residencial (PE_{medio}), lo cual proporcionará el primer indicador de paridad de red de la energía solar fotovoltaica en Ecuador (1ra condición). En caso que no se alcance paridad de red (rama del NO de la 1ra condición), entonces la 2da condición testeará si el $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$ ha alcanzado paridad de red con respecto a las plantas térmicas (precio de producción de las plantas térmicas, PPT_{Precio}) (con y sin subsidios). Si tampoco se ha alcanzado la paridad de red, entonces la metodología sugiere encontrar incentivos para hacer que los sistemas fotovoltaicos residenciales sean una fuente competitiva en la provincia utilizando balance neto (BN) como esquema de soporte. Por otro lado, en caso de que se hubiera alcanzado paridad de red en alguna de las dos condiciones, entonces la metodología sugiere determinar el BN como prioridad y determinar incentivos adicionales para acelerar las inversiones en sistemas solares fotovoltaicos residenciales.

Para poder estudiar los diferentes factores que han demostrado tener una gran relevancia para alcanzar paridad de red, se ha propuesto dos escenarios diferentes los cuales se explican a continuación (Tabla 17):

Tipo de sistema: se ha evaluado un sistema solar fotovoltaico de tipo residencial. Se considera que este sector es uno de los más sensibles para liderar el desarrollo de la generación solar distribuida, ya que la demanda de este sector es una de las que más ha crecido en Ecuador durante la última década. Por ejemplo, la demanda de energía eléctrica desde el año 2007 ha crecido de 4.095 GWh hasta 7.298 GWh/año en el 2017 (ARCONEL, 2018a).

Horizonte de simulación: el tiempo escogido para esta evaluación es de 20 y 30 años, empezando en el 2018 (escenario 1) y en 2028 (escenario 2). Este horizonte se escogió

considerando que el periodo de garantía que ofrecen muchos de los distribuidores de estos equipos es de 25-30 años. Por tanto, se tomó un periodo conservativo y uno no conservativo.

Tasa de descuento o WACC: de acuerdo con (Sing Lai y McCulloch, 2017), el WACC a nivel mundial se encuentra alrededor de 6-9%; no obstante, este número podría alcanzar valores de 2-3% en la próxima década y valores de 1-2% en el 2040. En este estudio se ha tomado un valor conservador de 8% y un valor optimista del 4% para evaluar el LCOE en los dos escenarios propuestos. Para este cálculo se ha tomado también un IRR del 12% y 7,8% respectivamente.

Tasa de inflación: de acuerdo con el Banco Central del Ecuador (BCE, 2018a), la inflación ha fluctuado desde valores tan altos como 8,83% en el 2008, a avalores tan bajos como -0,2% en el 2017, con una clara tendencia decreciente durante este periodo. La inflación promedio de estos años se ha tomado en consideración para este estudio, la cual se sitúa en el 3,6%.

Inversión inicial: la inversión inicial considera el sistema solar fotovoltaico presentado en la sección (5.5.1). Después se considera que hay una reducción de precios de los paneles solares a la mitad de su precio y de un cuarto en los inversores. Para esto se ha toma en consideración las curvas de aprendizaje que pronostican continuas reducciones de precios en las próximas décadas (BNEF, 2017).

Capacidad: se ha considerado un sistema de 2,7 kW sin baterías. Aunque el consumo promedio de la provincia es de 800,54 kWh/año, se ha propuesto un sistema capaz de cubrir el promedio de la demanda nacional (1.143,31 kWh/año) y capaz de inyectar a la red aproximadamente tres veces más de lo que se consume. De acuerdo con el modelo de SAM, un sistema de 2,7 kW situado en la ciudad de Manta podría producir aproximadamente 3.739 kWh/año (este dato se toma como referencia para toda la provincia).

Tabla 17. Principales variables para el cálculo del LCOE_{solar}.

Variable	Unidades	Escenario 1	Escenario 2	Nota
Tipo de instalación		Residencial	Residencial	
Horizonte	años	2018-2038 2018-2048	2028-2048 2028-2058	Se consideran 2 periodos en cada escenario
	años	20 - 30	20 - 30	
Tasa de descuento	%	8 - 4	8 - 4	Variación entre varios estudios
Tasa de inflación	%	3,6	3,6	Constante
Capacidad	kW	2,7	2,7	Constante
Inversión Inicial (IVA incluido)	USD	7.127,18	4.530,27	Reducción ½ Costo paneles y ¼ inversores – curva de aprendizaje
Ratio degradación	% Anual	1%	1%	constante

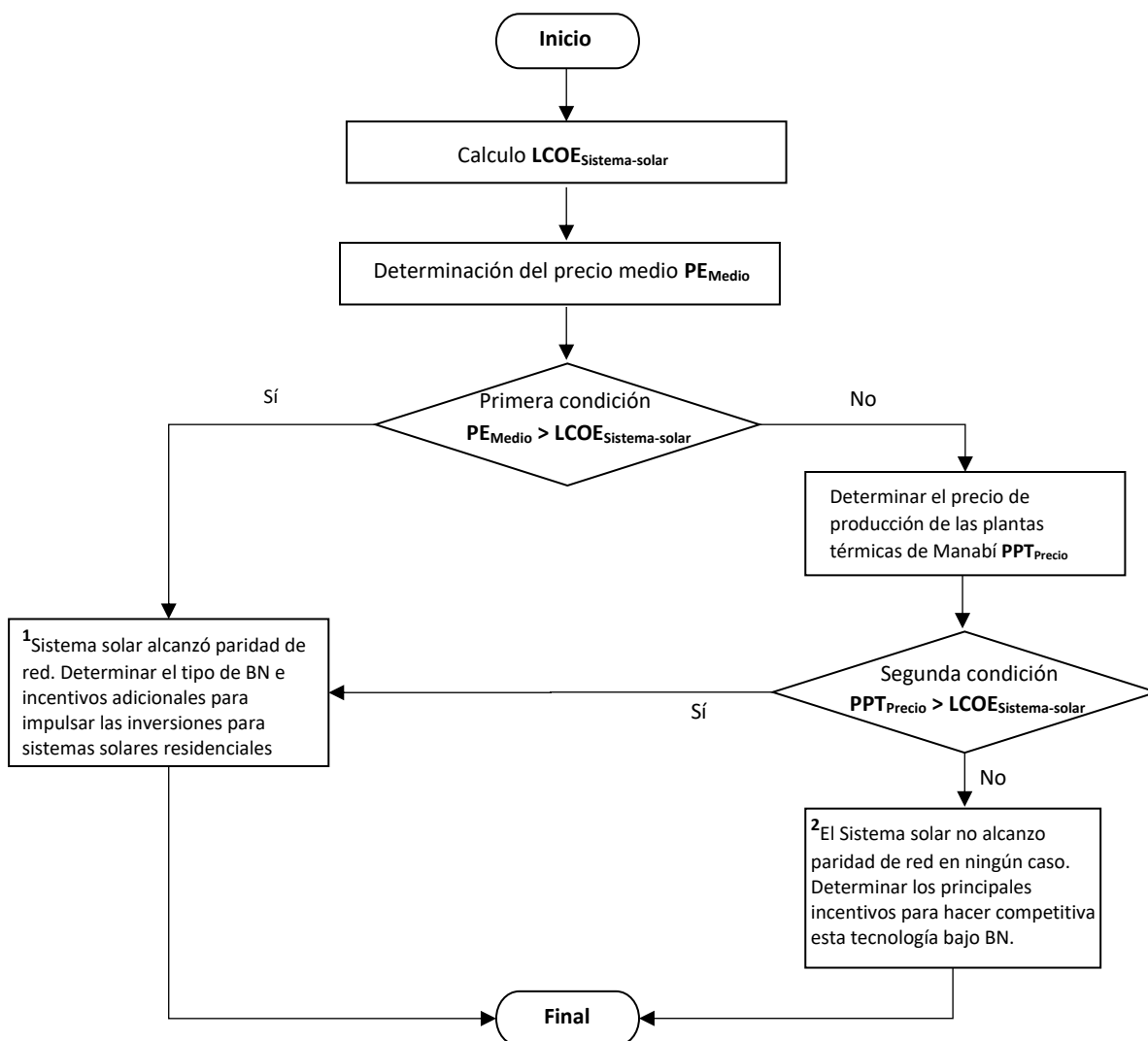


Figura 67. Diagrama de flujo de la metodología seguida para la propuesta de una política energética en soporte a la energía solar fotovoltaica residencial para la provincia de Manabí.

5.5.4. Primera condición

El precio medio de la electricidad para el sector residencial en el 2017 fue 10,29 ¢USD/kWh (CENACE, 2018) (Anexo 5). Basado en los precios medios de los últimos 10 años (2007-2017) (MICSE, 2015) (MICSE, 2016a), se ha realizado una proyección conservativa asumiendo un aumento de 6 ¢USD/kWh cada 10 años. A partir de aquí se procedió a calcular el $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$ para el escenario 1 ($LCOE_1$) y el escenario 2 ($LCOE_2$) y se comparó con el precio medio de la electricidad para el sector residencial. Como se puede observar en la Figura 68, el $LCOE_1$ (WACC 8% y un horizonte de 20 a 30 años), se encuentra muy lejos del precio medio de la electricidad. No obstante, variando el WACC a un 4% se observa una reducción significativa en el $LCOE_1$, alcanzando valores muy próximos al precio medio de la electricidad (14,41 y 11,40 ¢USD/kWh). En este primer escenario queda de manifiesto la

fuerte influencia de la tasa de descuento y del tiempo de vida del proyecto dentro del cálculo de paridad de red. Por otro lado, en el segundo escenario la significativa reducción de precios en los paneles solares e inversores han conllevado una significativa reducción de precios en el LCOE₂ (WACC 8% y un horizonte de 20 a 30 años). La reducción del WACC al 4% ha conllevado alcanzar paridad de red para los dos horizontes 20 y 30 años.

5.5.5. Segunda Condición

Para el costo de producción de energía eléctrica de las plantas térmicas de la provincia se procedió a solicitar esta información a la unidad de negocio Termo-Manabí CELEC –EP (hasta hace poco incorporada dentro de CELEC Termo-Esmeraldas), la cual nos proporcionó un histórico de los costos promedios desde 2013 hasta el 2018; estos datos fueron proporcionados con y sin los subsidios a los combustibles fósiles que utilizan para su funcionamiento. Para este caso, no se realizó ninguna estimación de costos a futuros.

Como se comentó en el capítulo 3, el subsidio a los combustibles fósiles y a la energía eléctrica han sido unas de las políticas más recurrentes durante las pasadas décadas. Para el caso de las plantas térmicas, estas reciben un alto subsidio a los combustibles. Según los datos proporcionados, el subsidio aplicado al Fuel Oil (FO) y Diésel Oil (DO) por galón (GALS) es de 0,324357 y 0,852252 USD respectivamente; esto representa un subsidio de aproximadamente un 40% para el FO y 51% para el DO. Según esta misma fuente, en el 2017 se consumieron 20.594.115,6 GALS de FO y 837.297,3 GALS de DO. Esto representó un gasto total anual de 7.393.433,84 MUSD (Tabla 18).

Tabla 18. Consumo de combustible y gastos en subsidios de FO y DO en la provincia de Manabí. Datos cedidos de Termo-Manabí CELEC EP 2017.

Central térmica	Unidades	Diésel Oil	Fuel Oil	Total
Combustible	GALS	837.297,3	20.594.115,6	21.431.412,9
Subsidios	USD/GALS	0,852252	0,324357	1,176609
Costo Anual	USD/GALS	713.588,28	6.679.845,55	7.393.433,84

El subsidio aplicado a estos combustibles tiene una relación directa con el costo de generación eléctrica de dichas plantas. Como se observa en la Tabla 19, el costo de generación con subsidio es apreciablemente superior al costo sin subsidio tanto para las plantas con FO como para DO. El costo promedio sin subsidios con DO se sitúa en los 0,17 USD/kWh , y para el caso del FO en los 0,072 USD/kWh , quedando en evidencia los bajos costes de producción de las centrales Jaramijó y Manta II que funcionan con FO y los elevados costes de las centrales Miraflores y Pedernales que funcionan con DO. Si comparamos los costos con igualdad de condiciones (Figura 68) con LCOE_{Sistema-solar}, se observa que la energía

solar fotovoltaica ya es competitiva con las centrales de DO en la mayoría de casos (excepto para un WACC de 8% con un horizonte de 20 y 30 años). Por otro lado para el caso de FO, el $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$ se aproxima muchísimo al precio de producción solamente en el escenario 2 con horizonte de 30 años y un WACC del 4%. De aquí se deduce que es muy probable que la energía solar fotovoltaica pueda llegar a ser competitiva con las plantas térmicas propulsadas con DO, no obstante, no de manera tan fácil con las plantas de FO debido a su reducido coste.

Tabla 19. Costos de generación de electricidad con plantas térmicas de la provincia. Datos cedidos de Termo-Manabí CELEC EP 2017

Central térmica	Unidades	Tipo Combustible	Costo sin subsidio	Costo con subsidio
CENTRAL JARAMIJÓ	ØUSD/kWh	Fuel Oil (Bunker)	0,0707919240	0,0492215206
CENTRAL MANTA II	ØUSD/kWh	Fuel Oil (Bunker)	0,0725992345	0,0505606837
U8_ CENTRAL MIRAFLORES	ØUSD/kWh	Diésel Oil	0,1759104546	0,1034399614
U13_ CENTRAL MIRAFLORES	ØUSD/kWh	Diésel Oil	0,1732270091	0,1018620251
U14_ CENTRAL MIRAFLORES	ØUSD/kWh	Diésel Oil	0,1731249119	0,1017599278
U16_ CENTRAL MIRAFLORES	ØUSD/kWh	Diésel Oil	0,1732270091	0,1018620251
U18_ CENTRAL MIRAFLORES	ØUSD/kWh	Diésel Oil	0,1733953375	0,1019610066
U22_ CENTRAL MIRAFLORES	ØUSD/kWh	Diésel Oil	0,1739814618	0,1023056630
U11_ CENTRAL MIRAFLORES	ØUSD/kWh	Diésel Oil	0,1437563789	0,0877118801
U12_ CENTRAL MIRAFLORES	ØUSD/kWh	Diésel Oil	0,1437563790	0,0877118803
TG1_ MIRAFLORES	ØUSD/kWh	Diésel Oil	0,1556456600	0,0902587488
U10_ CENTRAL PEDERNALES	ØUSD/kWh	Diésel Oil	0,1778982928	0,1054277996
U15_ CENTRAL PEDERNALES	ØUSD/kWh	Diésel Oil	0,1778982926	0,1054277994

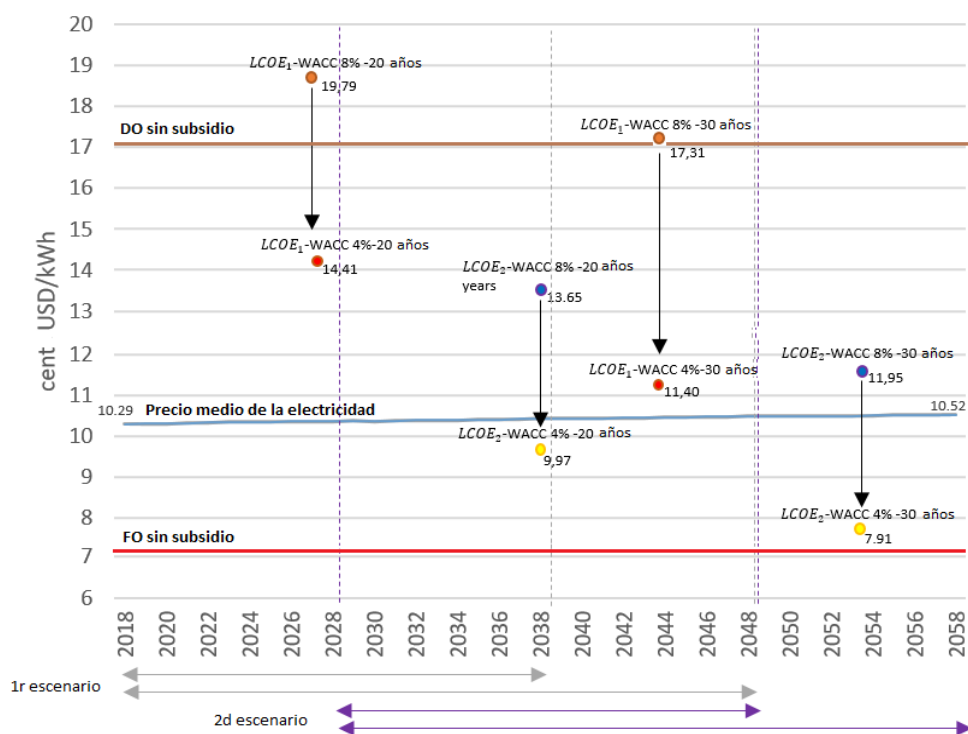


Figura 68. Cálculo del LCOE vs precio promedio de electricidad y Plantas termoelectricas para los escenarios propuestos.

Debido a estos costos producción y a la potencia instalada en cada una de las centrales, económicamente es más rentable producir energía con las plantas térmicas Jaramijó (140 MW) y Manta II (20,4 MW), las cuales funcionan con FO. De hecho, en Manabí la potencia base es proporcionada por la central térmica Jaramijó y menor medida por Manta II. Las centrales de Miraflores y Pedernales se ponen en funcionamiento de forma muy puntual según el despacho técnico-económico del CENACE; el resto de la demanda de la provincia es abastecida por el SNI. Por otro lado, es importante mencionar que la producción de electricidad de las plantas térmicas aumenta en los periodos de estiajes y disminuye en el periodo de lluvias (Figura 69).

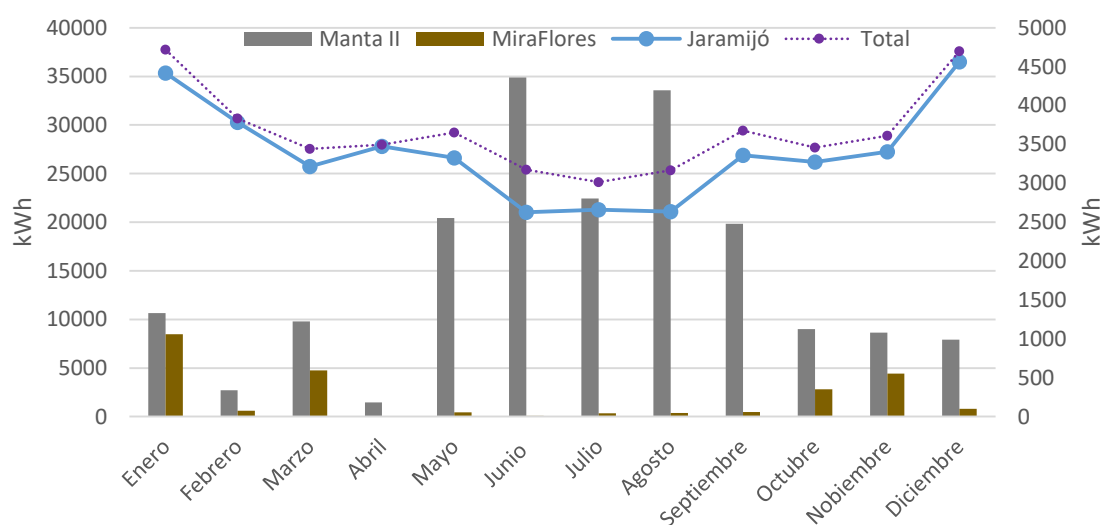


Figura 69. Producción de energía eléctrica anual (2017) de las plantas térmicas de la provincia de Manabí.

5.5.6. Resultados y consideraciones

De los cálculos y comparaciones de la sección anterior se desprenden las siguientes conclusiones:

1. La tasa de descuento o WACC es el parámetro que introduce mayor sensibilidad en el cálculo del LCOE. Se considera que actualmente el WACC para Ecuador es alto (se tomará como referencia el WACC de 8%) por las siguientes consideraciones: (1) el riesgo para invertir en proyectos con ERNC es alto dado que no existe una política energética o mecanismo de soporte claro en cuanto a las ERNC (capítulo 4); (2) Ecuador pasa por una etapa de recesión como lo indica los bajos valores de inflación durante los últimos años (Anexo 6); (3) El riesgo país es elevado (JP Morgan, 2018), y se sitúa como uno de los más altos de América Latina (La Hora, 2018).

2. El horizonte de simulación introduce cierta sensibilidad en el cálculo del $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$. Cuanto más largo es el periodo de vida útil de la planta menor será el $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$; en nuestro caso se considera que el periodo de 30 años es más que aceptable tal y como se comentó con anterioridad.
3. Los precios de la tecnología solar fotovoltaica representan otro de los factores claves para impulsar esta fuente renovable ya que como se muestra en la Figura 68 una reducción de la inversión inicial representa una drástica reducción del $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$ en todos los escenarios. Aunque los precios están disminuyendo a nivel mundial, debido a la poca penetración de esta fuente en el país los precios aún son elevados si los comparamos con precios de Alemania u otros países desarrollados (Fraunhofer ISE, 2015). Posiblemente una mayor penetración de esta fuente energética en el país podría ayudar a reducir los costos debido a la economía de escala.
4. Con el escenario actual (escenario 1) queda de manifiesto que la energía solar fotovoltaica no es competitiva ni con los precios promedios de electricidad, ni con los precios de producción de la energía eléctrica de las plantas térmicas de la provincia de Manabí. De hecho, en un mercado eléctrico como el ecuatoriano donde existen bajos precios para la energía eléctrica, resulta mucho más complicado alcanzar paridad de red que en un mercado con altos precios de energía eléctrica.
No obstante, el hecho de tener precios bajos de la energía eléctrica no imposibilita el poder establecer mecanismos para hacer viable un mercado con energía solar distribuida; para ello muy probablemente será necesario motivar a las personas que inviertan mediante incentivos, exclusión de tasas, etc., para hacer más atractivo este tipo de inversión.
5. Actualmente Ecuador es uno de los países de América del Sur con uno de los mixes energéticos más limpios del continente. Sin embargo, también es uno de los principales países de la región que ofrece altos subsidios a los combustibles fósiles para la generación de electricidad. Los costos de producción con subsidios para el caso del FO (promedio de 0.05 USD/kWh) quedan muy por debajo del precio medio de la energía eléctrica a nivel nacional y para el caso del DO muy cercano al mismo (promedio de 0,10 USD/kWh).
Con estos precios queda en evidencia la dificultad que las ERNC enfrentan a la hora de competir con las plantas térmicas en Ecuador. Producir energía eléctrica sin subsidios implica elevar sustancialmente los valores por kWh como se observa

en la Tabla 17; no obstante, como se demostró, con el escenario actual (escenario 1), la energía solar fotovoltaica no alcanzaría paridad de red con las plantas de FO y quedaría muy cerca de las plantas DO, siendo muy probable que pueda ser competitiva con esta última fuente sin subsidios.

6. Según los datos proporcionados por Termo-Manabí CELEC EP, las plantas de DO se activan puntualmente según los requerimientos tecno-económicos del CENACE, y no necesariamente durante todo el periodo diurno. Por otro lado, las plantas de FO son las que proporcionan la potencia base de la provincia; la planta Jaramijó se encuentra activa 24h apoyada por Manta II.

Por tanto, para que la tecnología solar fotovoltaica pueda desplazar parte del consumo termoeléctrico debería enfocarse a establecer un escenario donde el costo de producción con energía solar fotovoltaica sea lo más próxima a las plantas que funcionan con FO. Alcanzar esto implicaría estar por debajo de los costos de producción de las plantas con DO y de los costos promedios de la energía eléctrica residencial en el país.

5.6. Mecanismos de compensación para la energía solar fotovoltaica

Un primer nivel de mecanismos de compensación para impulsar la energía solar fotovoltaica lo podemos encontrar en la reducción de los costos de inversión, ya que como se ha demostrado este es uno de los parámetros con mayor sensibilidad para reducir el $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$. Por tanto, buscar mecanismos que reduzcan los costos totales de la instalación es de vital importancia, sobre todo en un mercado eléctrico donde existe poca penetración de la energía solar fotovoltaica y donde los precios asociados a esta tecnología aún son elevados. Por otro lado, los mecanismos financieros en forma de reembolsos, créditos y exenciones fiscales son también frecuentes para impulsar la adopción de energía solar fotovoltaica (Lasco Crago y Chernyakhovskiy, 2017) (Lee, Hong, y Koo, 2016). Dentro de este esquema se ha considerado importante añadir incentivos políticos como mandatos o leyes enfocadas a incentivar el uso de la energía solar fotovoltaica, ya que estas ayudarían a reducir el riesgo de inversión y establecer un escenario favorable que ayudaría a disminuir el valor del WACC y por tanto también el valor del $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$. En la Figura 70 se muestran los principales incentivos utilizados para impulsar el uso de la energía solar fotovoltaica residencial:



Figura 70. Mecanismos de compensación para la energía solar fotovoltaica.

De los mecanismos mostrados en la Figura 70, se considera que la excepción del impuesto de venta, la exención de impuestos a la importación y los financiamientos de préstamos estatales podrían ser unos los incentivos de más fácil aplicación y que reducirían notablemente el $LCOE_{\text{solar}}$ en Ecuador. La exención de impuestos a la importación ya se aplica en Ecuador, no obstante, si se aplica el 12% del IVA a la compra, instalación y puesta en marcha de cualquier instalación solar residencial. Por tanto, eliminar este impuesto implicaría la reducción de un 12% del costo inicial de inversión.

Por otro lado, el financiamiento de una parte del proyecto fotovoltaico a un interés bajo por parte del estado ayudaría a distribuir los costos de inversión y por tanto también a reducir considerablemente los costos iniciales de la instalación. Considerando una financiación del 30% de un proyecto solar fotovoltaico a un interés del 6% (interés de una inversión segura a plazo fijo) y los datos considerados como reales en Ecuador (WACC del 8%, horizonte de 30 años, inflación del 3,6%) queda de manifiesto en la Figura 71 que la reducción de los costos por concepto del IVA conlleva a una notable reducción del $LCOE_{\text{sistema}}$.

solar. Esta reducción es tan alta como la cantidad de dinero que se retira de la inversión inicial. Por otro lado, el financiamiento gubernamental ha resultado ser un mecanismo efectivo, y su capacidad para reducir el $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$ se incrementa con la capacidad del gobierno de ofrecer un interés más reducido (por ejemplo, se ha observado una reducción del 30% cuando se aplica un cero por ciento de interés); en Ecuador asumimos que un interés del 6% es aceptable. Por tanto, tomando en consideración la aplicación de ambos incentivos, se ha alcanzado una reducción del 24% (0,1323 USD/kWh) con respecto al valor inicial del $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$ (0,1731 USD/kWh). Este valor ya es competitivo con las plantas térmicas alimentadas con DO sin subsidio y su valor se encuentra muy cercano al costo promedio de la energía eléctrica para uso residencial.

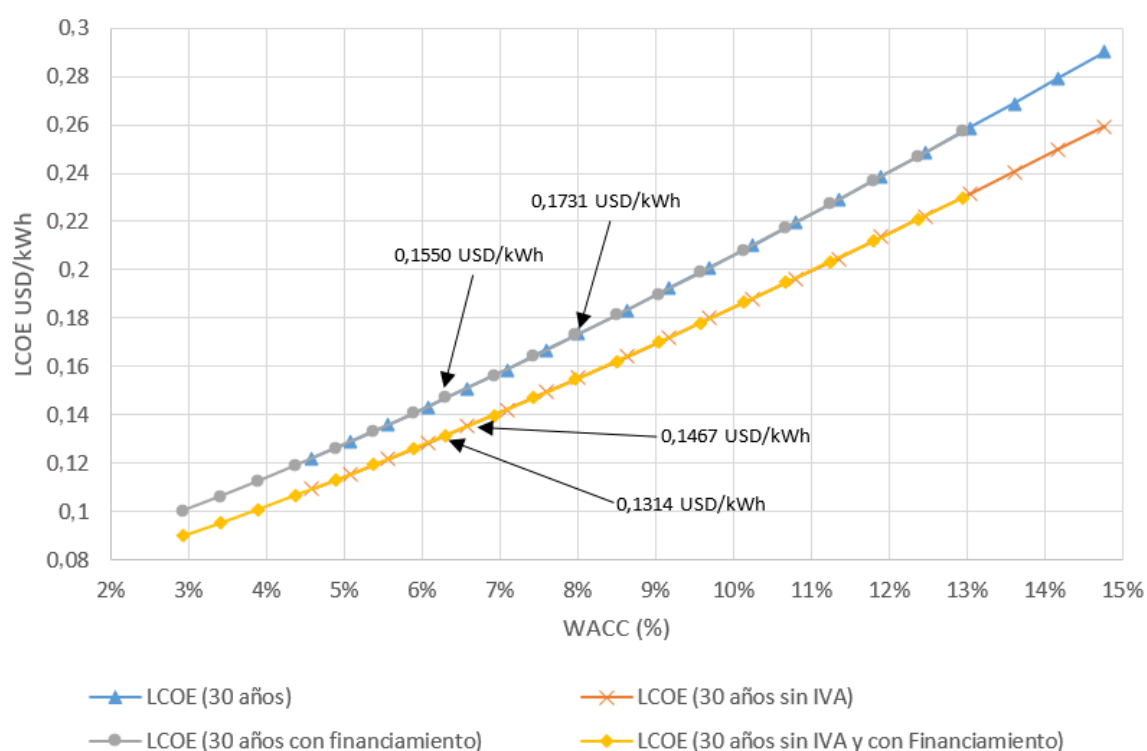


Figura 71. Análisis de sensibilidad del LCOE con la aplicación de diversos incentivos.

Dados los resultados anteriores se deduce que cualquier reducción de los costos iniciales de inversión resultara en menores valores de $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$ comparados con la aplicación de los demás tipos de incentivos. Por tanto, el incentivo de reembolso por adelantado será uno de los que introducirá mayor reducción en el $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$, ya que proporcionará el efecto de una eventual reducción de precios en la tecnología solar fotovoltaica. No obstante, esto requeriría un esfuerzo económico muy grande por parte del estado, que actualmente quizás no podría estar en situación de hacer; entre otras cosas, debido a las fuertes inversiones y préstamos para transformar la matriz energética durante la última década. Se

propone que esto pudiera ser alcanzado incorporando un plan de ajustes económicos donde los subsidios usados para las plantas térmicas puedan ser transferidos para impulsar la tecnología solar fotovoltaica para uso residencial. Asumiendo un reembolso por adelantado de 1 dólar por vatio instalado para una instalación de 2,7 kW, sería posible alcanzar un $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$ de 0,0648 USD/kWh; esto representaría una reducción de aproximadamente 63% del valor inicial del $LCOE_{\text{Sistema-solar}}$. Este valor permitiría que los sistemas solares fotovoltaicos alcanzaran paridad de red todos los escenarios.

Por otro lado, es de suma importancia la aplicación de una política energética que ayude a crear un buen escenario para la correcta penetración de la tecnología solar fotovoltaica en el país. De acuerdo con (Krasko y Doris, 2013), mediante la incorporación de leyes específicas es posible crear un mercado sólido para la energía solar fotovoltaica, reducir el riesgo de inversión y eliminar cualquier barrera institucional; estas políticas tienen un bajo costo para el sector público debido a que ellas primeramente estandarizaran el acceso al mercado y la generación distribuida a la jurisdicción de la red. Además, las políticas de soporte al mercado han mostrado ser efectivas para incrementar la capacidad global de la energía solar fotovoltaica (Steward et al. 2014), por tanto, esto podría ayudar a crear una economía de escala que ayude a conseguir una eventual reducción de precios.

5.6.1. Generación distribuida y aplicación de Balance Neto

Como se comentó en el capítulo 1, una de las características importantes en una SG es la participación activa del consumidor, así como la incorporación masiva de generación distribuida coordinada a través de una red inteligente. La generación distribuida se puede definir como la generación de electricidad en unidades modulares relativamente pequeñas (micro 1 W-50 kW, pequeña 5 kW-5 MW, mediana 5-50 MW y grande con más de 50 MW), cuya principal característica es estar situada cerca de las cargas de consumo ayudando a disminuir las pérdidas del sistema (sin embargo esto no significa una reducción en los costes de mantenimiento de las redes, pudiendo provocar costes de inversión adicionales) (López-Rey, 2016); estas unidades de producción se encuentran generalmente conectadas a la red de distribución para satisfacer la demanda de los usuarios finales y complementar a la generación tradicional de las grandes plantas de generación (Ackermann, 2001). Al incorporar la generación distribuida a la red de distribución existen numerosos efectos técnicos los cuales han sido documentados por algunos autores como (Ruiz-Romero et al. 2014) (Dulău, Abrudean, y Bică, 2014) (López-Rey, 2016); el análisis de estos aspectos queda fuera del alcance de esta tesis y nos centraremos en realizar una propuesta de política energética de acuerdo al contexto ecuatoriano para impulsar la energía solar fotovoltaica

distribuida y establecer un mercado seguro alrededor de esta fuente. Hay que destacar que esto también podría ayudar a disminuir las pérdidas del sistema eléctrico del Manabí, las cuales se sitúan entre las más altas del país (24,2%; sección 3.4.4).

Según (Koumparou et al. 2017), aún y cuando los costos asociados con las instalaciones solares han disminuido, los mercados energéticos en solitario no son capaces de proporcionar un nivel adecuado de despliegue a este tipo de tecnología en la actualidad. Por tanto, los esquemas de soporte a las ERNC aún son necesarios, y ellos deberían de diseñarse cuidadosamente para que no conlleven a un aumento de los costos de la electricidad a los hogares y los negocios. En este sentido, los mecanismos de compensación pueden ayudar a minimizar tanto los aspectos negativos como a maximizar el valor de la generación distribuida para todos los actores involucrados. Existen un gran número de variantes de mecanismos de compensación para la energía distribuida, no obstante de acuerdo con (Zinaman et al. 2017), estos se pueden agrupar en tres tipos de medición & facturación: balance neto, facturación neta, y FIT.

De acuerdo con el capítulo 4, uno de los mecanismos que podría incorporarse en Ecuador es el balance neto sin compensación financiera directa y con opción a créditos. Si bien se ha comprobado que la paridad de red es posible en Ecuador sobre el escenario planteado en la sección anterior, debido a la reducción de las tecnologías permitidas dentro de la regulación CONELEC 001/13 y posterior finalización de incentivos a la introducción de las ERNC en Ecuador, dan un claro indicio de la falta de financiamiento para subsidiar este tipo de tecnologías con un precio superior al promedio de costos a nivel nacional. No obstante, hay que tener presente que instalar sistemas de generación distribuida con un mecanismo de balance neto puede conllevar implicaciones económicas para las empresas públicas de electricidad y los contribuyentes, además de los propietarios del sistema. Como se comprobó en la sección 5.4.6 la factura de energía eléctrica de los usuarios está compuesta por una serie de cargos que sirven para mantener muchos de los servicios básicos de la población. Estos cargos se calculan en función de la energía consumida por los usuarios con una tarifa progresiva, como se muestra en el Anexo 2; por tanto una eventual reducción de la demanda de energía eléctrica conllevaría una reducción en la contribución para cubrir los diferentes servicios básicos de las ciudades. Así, ante una entrada en funcionamiento de este tipo de mecanismo de soporte habría que buscar alternativas para cubrir los diferentes cargos presentes en la factura eléctrica.

5.7. Escenarios de penetración de la energía solar fotovoltaica

Después de estas consideraciones se han planteado tres escenarios diferentes de penetración de energía solar fotovoltaica para un plazo entre 8 a 10 años para dar una perspectiva de cómo se integraría la energía solar fotovoltaica en el mercado regulado de Ecuador:

- a. Escenario 1: Mantener la política energética actual en cuanto a las ERNC.
- b. Escenario 2: Desarrollar una política gradual para promover la energía solar fotovoltaica a mediano plazo.
- c. Escenario 3: Desarrollar una política energética agresiva para promover la energía solar fotovoltaica a mediano plazo.

El escenario 1 representa el escenario actual, mientras que los otros dos son hipotéticos, los cuales solo se darían en caso de que el Estado decidiera establecer las medidas de fomento a la energía solar fotovoltaica expuestas en la presente tesis. Para el planteamiento de estos escenarios se han considerado las 5 ciudades de la provincia que presentan mayor demanda (sección 5.3), estas son Manta, Portoviejo, Montecristi, Chone y el Carmen. Según (INEC, 2010), en estos cantones existen aproximadamente 56.573, 70.428, 17.741, 30.543 y 21.130 viviendas respectivamente, lo cual suma un total de 196.415 mil viviendas que representan el 58% del total de viviendas de la provincia. Además, para el escenario 2 y 3 se han asumido las siguientes consideraciones: (1) el esquema de incentivos está sustentado en la cantidad de subsidios dados a los combustibles fósiles para generar electricidad en Manabí en el 2017; (2) se asume que los subsidios para los combustibles fósiles se irán eliminando gradualmente y que la tecnología solar fotovoltaica experimentará una reducción de precios debido a la creación de una economía de escala sólida en el país; esta reducción de precios compensa la reducción gradual de los esquemas de subsidio propuestos (según se planteó en la sección 5.6.3 los precios podrían disminuir 2.596,91 dólares por vivienda respecto al valor inicial); y (3) los precios de los combustibles fósiles son constantes durante todo el periodo de simulación.

Escenario 1

Si el estado ecuatoriano continúa con la tendencia actual de fomento único a la energía hidroeléctrica, la participación de la energía solar fotovoltaica en el mercado regulado ecuatoriano sería muy baja, ya que no existe ningún mecanismo de soporte ni incentivos que impulsen esta fuente de energía. Además, con las políticas de subsidio a los combustibles fósiles sería casi imposible el desarrollo de nuevos proyectos fotovoltaicos, quedando probablemente relegados a zonas aisladas donde no es viable la llegada de la red eléctrica,

tal y como pasaba antes del 2007. El territorio insular sería el único que experimentaría un crecimiento significativo en la instalación de sistemas solares fotovoltaicos debido a las estrictas políticas de protección medioambiental de las Islas Galápagos.

Escenario 2

Para este escenario, el Estado ecuatoriano necesitaría instalar 53 MW de sistemas solares residenciales en ocho años. Esto representaría el uso de 10% de los hogares (19.642) de las áreas mencionadas previamente. En la Tabla 20 se resumen las principales consideraciones de este escenario.

Tabla 20. Principales consideraciones del escenario 2.

	Penetración	N° viviendas	Capacidad Instalada	Mecanismo de soporte	Años	Subsidio base (MUSD)
Escenario 1	10%	19.642	53 MW	Balance Neto	8	7,3

Se propone usar un subsidio de 1 USD por vatio instalado durante el primer año; después se aplicaría una reducción de 0,05 ¢USD durante los 3 siguientes años, y finalmente una reducción de 0,1 ¢USD hasta el octavo año (Tabla 21 y Figura 72). Después de aplicar este esquema de incentivos el estado habría gastado 29,5 MUSD en ocho años. No obstante, con 53 MW (37,8% de la capacidad de la central Jaramijó), se podría generar 101,9 GWh/año (28,9% de la producción anual de la provincia en el 2017). Teniendo en cuenta el subsidio promedio de las plantas térmicas de FO por kWh producido (0,022 ¢/kWh), el estado podría ahorrar 2,2 MUSD anuales, lo cual representaría un ahorro de 66,6 MUSD durante la vida útil de la planta.

Tabla 21. Esquema de subsidios a la energía solar fotovoltaica con el escenario 2.

Años	Subsidio (USD/W)	Capacidad Instalada (MW)	N° viviendas por año	Total Susidio - USD	Subsidio por vivienda - USD
1	1,00	6,6	2.456,00	6.631.193,25	2.700,00
2	0,95	13,3	2.456,00	6.299.633,59	2.565,00
3	0,90	19,9	2.455,00	5.669.670,23	2.309,44
4	0,80	26,5	2.455,00	4.535.736,18	1.847,55
5	0,70	33,1	2.455,00	3.175.015,33	1.293,29
6	0,60	39,8	2.455,00	1.905.009,20	775,97
7	0,50	46,4	2.455,00	952.504,60	387,99
8	0,40	53,0	2.455,00	381.001,84	155,19

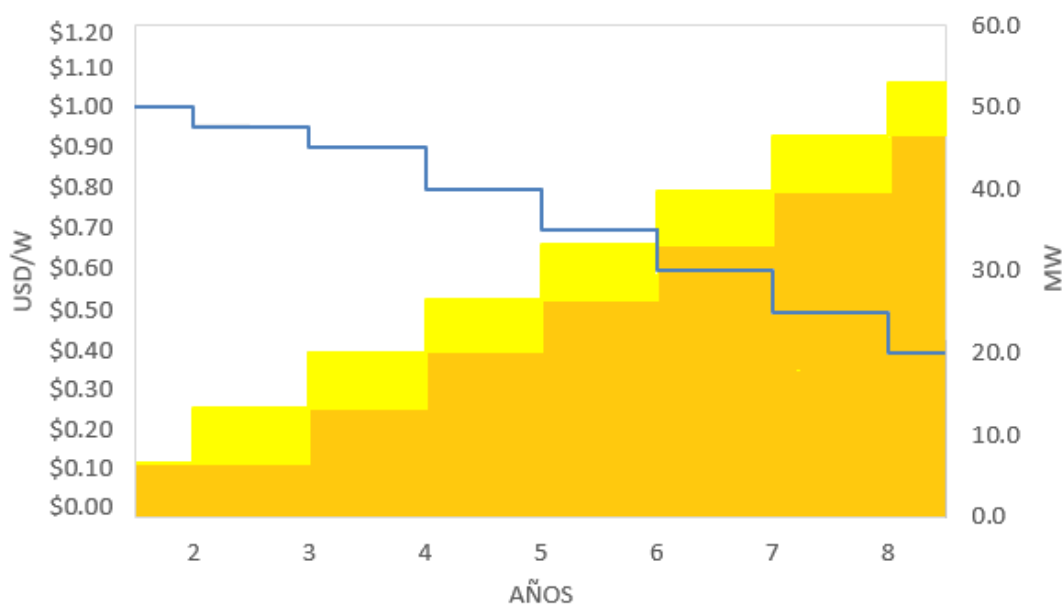


Figura 72. Disminución de los incentivos en el tiempo y capacidad instalada en el escenario 2.

Escenario 3

Para este escenario el Estado necesitaría instalar 106 MW de sistemas solares residenciales en diez años (75% de la capacidad de la central Jaramijó). Esto representaría usar un 20% de los hogares (39.283) de las áreas propuestas. La Tabla 22 resume estas consideraciones.

Tabla 22. Principales consideraciones del escenario 3.

	Penetración	N° viviendas	Capacidad Instalada	Mecanismo de soporte	Años	Subsidio base (MUSD)
Escenario 2	20%	39.283	106 MW	Balance Neto	10	7,3

La Tabla 23 y la Figura 73 muestran el esquema de subsidios para este escenario. Se ha propuesto utilizar un subsidio de 1 dólar por vatio instalado durante el primer año; después se aplicará una reducción de 0,1 ¢USD durante los siguientes años, a excepción del último, en el cual se aplicará una reducción de 0,05 ¢USD. Mediante la aplicación de este esquema, el estado ecuatoriano habría gastado 53,7 MUSD en diez años. No obstante, la cantidad de electricidad producida alcanzaría los 203,8 GWh/año, doblando la producción del escenario 1. Por lo tanto, esto representaría el 57,8% del total de la electricidad producida en la provincia durante el 2017. Además, con esta producción, el ahorro del estado alcanzaría los 4,4 MUSD anuales, alcanzado los 133,3 MUSD durante toda la vida útil de la planta.

Tabla 23. Esquema de subsidios a la energía solar fotovoltaica con el escenario 3.

Años	Subsidio (USD/W)	Capacidad Instalada (MW)	N° viviendas por año	Total Susidio - USD	Subsidio por vivienda - USD
1	1,00	7,4	2.738,00	7.393.433,84	2.700,31
2	0,90	15,6	3.042,00	7.392.680,54	2.430,21
3	0,80	24,9	3.422,00	7.392.764,24	2.160,37
4	0,70	35,5	3.928,00	7.392.847,94	1.881,95
5	0,60	47,8	4.563,00	7.393.433,84	1.620,30
6	0,50	62,6	5.476,00	7.393.433,84	1.350,15
7	0,40	74,2	4.326,00	6.151.438,61	1.421,97
8	0,30	84,9	3.929,00	3.183.057,00	810,14
9	0,20	95,5	3.929,00	2.121.951,60	540,07
10	0,15	106,1	3.929,00	1.591.402,95	405,04

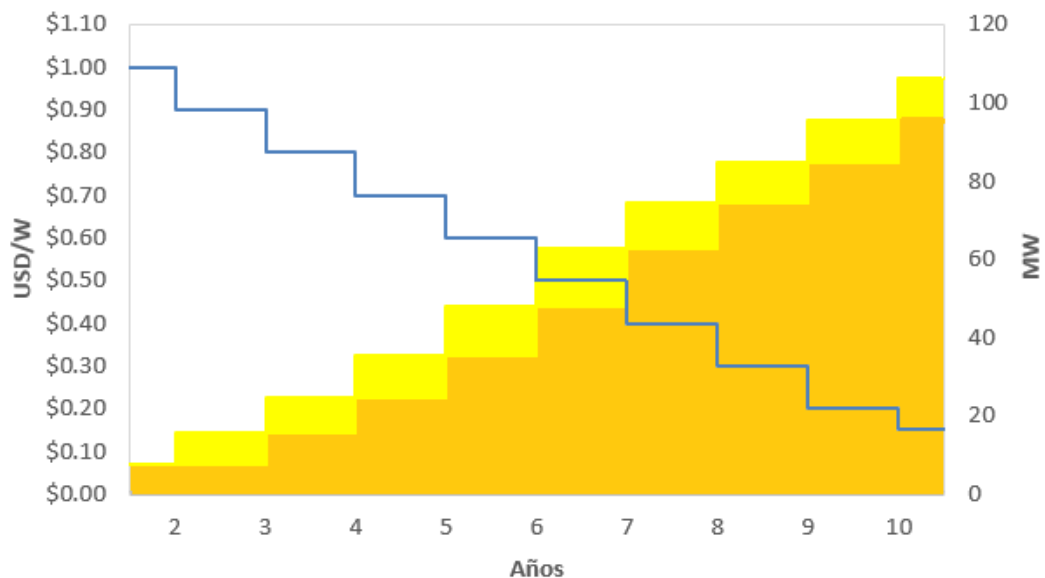


Figura 73. Disminución de los incentivos en el tiempo y capacidad instalada en el escenario 3.

En este último escenario podría ser importante considerar otros tipos de financiamiento y de política energética que de un soporte mucho más fuerte a la penetración de la energía solar fotovoltaica. Por ejemplo, una alternativa podría ser la incorporación de mandatos o decretos que obligue a las viviendas de nueva construcción a instalar sistemas solares fotovoltaicos para satisfacer su propia demanda e inyección a la red de cierta cantidad de energía como se está realizando en otros países (Blastingnews, 2018) (Theguardian, 2015) (TWC, 2017). Estas medidas políticas podrían fortalecer la penetración de la energía solar fotovoltaica sin intervenir directamente en el diseño y funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano. Sin embargo, esta última política agregaría un aumento de los costos de la

vivienda en un porcentaje igual al costo de la instalación fotovoltaica, lo cual significaría un peso extra para el ciudadano promedio del país y deberían estudiarse con más detalle.

En la Figura 74 se muestra el comportamiento de las curvas de producción según los tres escenarios planteados. Además, se muestra cómo se vería abastecida la curva de la demanda de la provincia (Anexo 7) en función de cada uno de estos escenarios.

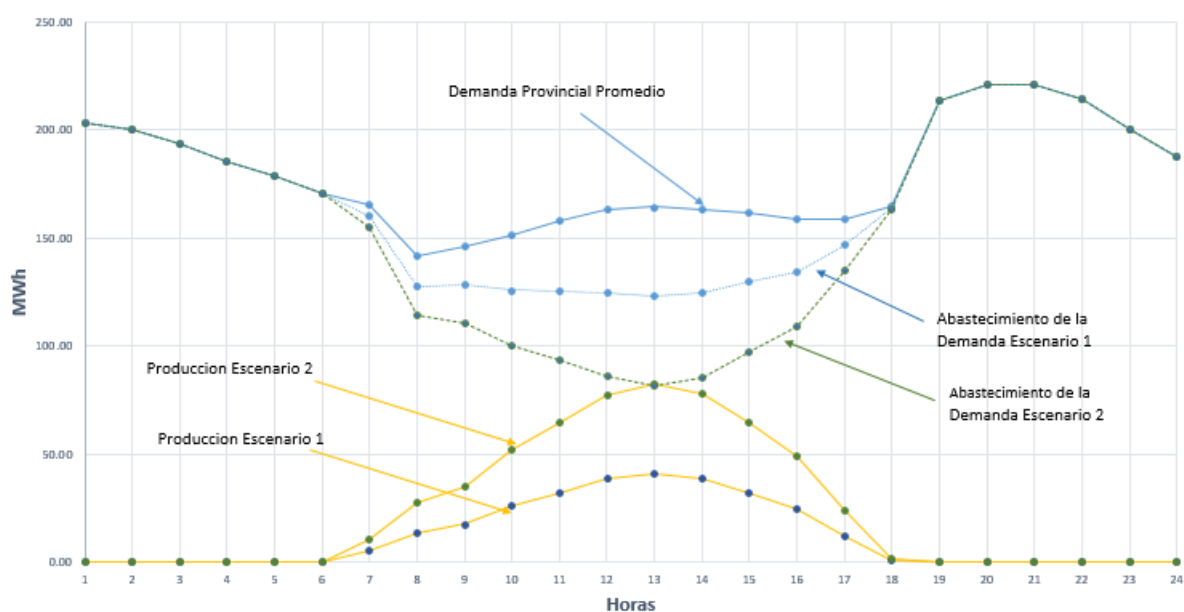


Figura 74. Curvas de producción y demanda para los escenarios propuestos.

5.8. Conclusiones

La energía hidroeléctrica es la fuente de electricidad más importante de Ecuador. La mayoría de las centrales hidroeléctricas están ubicadas en la zona de los Andes y parte de la Amazonia, mientras que la región costera se encuentra abastecida principalmente por fuentes térmicas. Si bien la energía solar es la fuente más accesible y homogénea en el territorio ecuatoriano, su uso todavía es muy bajo, debido a la falta de incentivos, mecanismos de apoyo y políticas orientadas a su despliegue y aplicación.

El estudio económico realizado mediante el “*Levelized Cost of Energy*” (LCOE) ha demostrado que la tasa de descuento (o WACC), el ciclo de vida del proyecto y los costos de la tecnología solar fotovoltaica son los parámetros más relevantes a considerar en el cálculo del LCOE. El resultado del estudio reveló que actualmente la energía solar fotovoltaica no es una fuente competitiva en comparación con las dos condiciones establecidas: el precio medio de la electricidad para uso residencial y el costo de producción de las plantas térmicas. Para que la energía solar fotovoltaica desplace parte de la producción termoeléctrica de la

provincia, es necesario establecer un escenario en el que el costo de producción de la energía solar fotovoltaica sea lo más cercano posible al costo de producción de las centrales térmicas (FO) de Manabí.

La competitividad de la energía solar fotovoltaica podría lograrse incorporando un plan de ajuste económico en el que la subvención a los combustibles fósiles para generar electricidad pueda ser transferida para impulsar la energía solar fotovoltaica distribuida para uso residencial y con inyección a red. La aplicación de este ajuste se exploró en los escenarios 2 y 3. En ambos escenarios existen importantes ahorros económicos para el Estado durante el ciclo de útil de la Planta. Incluso, estos ahorros podrían ser mayores si se tuvieran en cuenta los costos ambientales en los que se podría incurrir para evitar la emisión de los gases de efecto invernadero provocados por las centrales térmicas en el país.

Una nueva regulación sobre la tecnología solar fotovoltaica se está promoviendo por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), la cual se encuentra en debate. Esta propuesta contempla permitir el autoconsumo y la venta de excedentes de energía a la red para sistemas residenciales con energía solar fotovoltaica de hasta 100 kWp de capacidad. Este nuevo reglamento podría implicar el primer paso para el despliegue de la energía solar fotovoltaica en el país. No obstante, como se ha demostrado, existen muchos retos que solucionar antes que esta alternativa sea viable.

6. Conclusiones y líneas futuras

En esta tesis se ha abordado el estudio y análisis de la energía solar fotovoltaica distribuida con aplicación en Ecuador para uso residencial, utilizando el concepto de REI de trasfondo, como modelo para diversificar la matriz eléctrica ecuatoriana. Para ello, este trabajo se estructuró en dos partes bien diferenciadas: (1) el estudio sobre el estado actual y perspectivas sobre las redes eléctricas y las REI a nivel global, para de esta manera contextualizar la posición de Ecuador en este escenario; y (2) el estudio de las políticas energéticas y esquemas de soportes utilizados para fomentar el uso de las ERNC en Sudamérica, con el fin de buscar los mecanismos más adecuados para aplicarlos en Ecuador.

Aunque ya se han presentado las conclusiones específicas de cada capítulo, en este último apartado se resumirán las aportaciones más importantes obtenidas a lo largo de la Tesis Doctoral, intentando dar una visión general del panorama ecuatoriano en cuanto a su estado actual, sus desafíos y perspectivas sobre su sector eléctrico y en especial sobre la energía solar fotovoltaica.

Perspectiva de Ecuador sobre las REI, mix eléctrico y cambio climático

Dentro de los patrones históricos de desarrollo de las redes eléctricas de los países en vías de desarrollo analizados, Ecuador parece encajar en casi todas sus fases: (1) periodo de colonialismo con dominación de lobbies extranjeros; (2) periodo de independencia marcado por la inestabilidad política; e (3) intervención estatal para fortalecer el sistema eléctrico del país. Además, al igual que estos, todavía depende de las importaciones y del desarrollo de tecnología de los países desarrollados, lo cual retrasa cualquier avance rápido en materia de redes eléctricas. Asimismo, por pertenecer al conjunto de países en vías de desarrollo, Ecuador ha mostrado tener las mismas dificultades que estos, como son: (1) disminuir la pobreza extrema; (2) falta de capital de inversión; (3) robos de energía; (4) mejorar la cobertura de la red eléctrica; y (5) motivaciones políticas que dificultan el desarrollo de las REI y del uso de las energías renovables. No obstante, a diferencia de Brasil e India, Ecuador

parece haber solucionado gran parte de estos problemas durante la última década; así hoy, Ecuador cuenta con una de las matrices eléctricas más limpias de Sudamérica, habiendo reducido notoriamente sus pérdidas eléctricas y robos de energía, mejorado el acceso a la electricidad, así como su enfoque hacia las REI. Este cambio de paradigma, al igual que en años anteriores, ha estado respaldado por el sector petrolero, el cual ha subvencionado el desarrollo del sector eléctrico a partir de las regalías del petróleo y últimamente (2007-2017) a partir de los acuerdos con China de créditos por petróleo. Contradictoriamente en Ecuador, la única vía hacia una matriz energética más limpia pasa por el uso indirecto de combustibles fósiles para tal cometido. Por tanto, uno de los grandes retos del país a corto y mediano plazo es encontrar nuevas vías de financiamiento, así como la disminución de la dependencia del petróleo como principal impulsor de la economía.

El camino trazado hacia las REI en el Ecuador es relativamente nuevo (2013), en el están involucrados las diferentes unidades de negocio del país, ministerios, universidades e institutos de investigación. El mapa de ruta trazado para transformar el sistema eléctrico ecuatoriano es ambicioso, y como primeros pasos se han incluido muchos de los proyectos en curso y finalizados durante esta última década (Tabla 9 y 10). Estos constituyen los pilares fundamentales de avances en el país. Así, el modelo ecuatoriano se ha orientado hacia la utilización masiva de energía hidroeléctrica, la cual ha permitido desplazar gran parte de la producción de electricidad de las plantas térmicas del país. No obstante, en este panorama energético y a pesar de haber sido uno de los primeros países sudamericanos en adoptar mecanismos de soporte como las FIT (activo del 2000-2016), las ERNC han jugado un papel figurativo con una aportación mínima en la matriz eléctrica del país.

En cuanto a la contribución en la lucha contra el cambio climático, aunque Ecuador siempre ha tomado parte en los compromisos internacionales como el Protocolo de Kioto o el Acuerdo de París, sus objetivos e implicación siempre han estado muy poco definidos y ha tomado muy poca responsabilidad en este asunto. Principalmente por reclamar su derecho a desarrollarse como lo han hecho los países desarrollados, quienes tienen el peso histórico de responsabilidad. Aunque se ha percibido un giro importante en la visión del país en la última década, como se puede constatar en el artículo 440 de la Constitución Nacional²¹ o en el objetivo n°7 del “*Plan Nacional del Buen Vivir (2013-2017)*”²², en primera instancia el cambio de la matriz energética parece estar basado en los altos costos que representa para el estado subsidiar la producción de energía eléctrica mediante plantas térmicas, que

²¹ Se reconoce el papel del gobierno para adoptar medidas para mitigar el cambio climático.

²² Se establecen lineamientos para la sostenibilidad ambiental y la restructuración de las actividades económicas para disminuir la dependencia de las industrias petroleras y alcanzar mayor contribución de las EE.RR.

realmente por las implicaciones medioambientales. Sin embargo, este es uno de los pilares de reducción de emisiones de gases efecto invernadero propuestos en su INDC (compromiso de reducir entre el 20 y 30% las emisiones del sector eléctrico para el 2025). Sin embargo, con el ritmo de crecimiento actual del país, los problemas con la seguridad energética, y la presión internacional ante el cambio climático, hacen de vital importancia la incorporación de nuevas alternativas de fuentes de energía renovable (diferente a la energía hidroeléctrica) apoyadas en los avances hacia las REI y en políticas energéticas eficaces. No obstante, no se encuentran signos claros de que el gobierno quiera dar un impulso sostenido en el tiempo a las ERNC.

Políticas energéticas y mecanismos de soporte hacia la energía solar fotovoltaica

Hasta principios del 2007 la energía solar fotovoltaica en Ecuador estuvo destinada a promover la electrificación rural (por ejemplo, proyecto Euro-Solar y proyecto Yatsa Li Etsari) en zonas remotas de la amazonia y en lugares donde no era viable la llegada del tendido eléctrico. En Ecuador, las experiencias con este tipo de proyectos reportan haber encontrado muchas dificultades y la gran mayoría han caído en desuso o abandono. Durante los años posteriores, (periodo 2007-2013), se observaron leves cambios en cuanto a su uso, no obstante, meramente representativos (3,88 MW instalados). La experiencia ecuatoriana puede ser extrapolada a los demás países del continente, donde la participación en el conjunto de países hasta el 2013 era de escasamente 165 MW de capacidad instalada.

Después del año 2013, Ecuador experimentó un crecimiento significativo en la cantidad de energía solar fotovoltaica instalada, alcanzando los 25,94 MW en el 2014. Este crecimiento coincide con la aplicación de las regulaciones CONELEC 009/06 y 004/11, periodo en el que se ofreció un escenario de inversión atractivo, y se percibió una relativa recuperación económica durante la subida de precios del barril de petróleo (periodo 2007-2015). No obstante, desde entonces su crecimiento ha sido mínimo. De hecho, de los 91 proyectos con energía solar fotovoltaica (355 MW) que recibieron certificados habilitantes, solo 23 de fueron aprobados y ejecutados. En contraposición, a nivel de Sudamérica se observó un incremento sustancial alcanzando los 3,6 GW de potencia instalada en tan solo cuatro años. Este crecimiento ha estado liderado principalmente por Chile, y recientemente por Brasil, Uruguay, Perú, y en menor proporción por Argentina. Se prevé que estos países en conjunto podrían llegar a aportar hasta 21 GW de capacidad instalada en los próximos 10 años.

Por el contrario, históricamente la energía eólica y la energía de biomasa han sido las fuentes que más inversión y representación a nivel sudamericano han tenido. Desde el año 2007, el crecimiento de la energía eólica en el continente sudamericano puede ser entendida básicamente por la aportación de Brasil, país que paso de 247 MW en el 2007 a 12,2 GW en el 2017; en menor proporción participan Uruguay, Chile, Argentina y Perú. En cuanto al crecimiento de la energía de Biomasa, Brasil es también el principal contribuyente de la región con aproximadamente 14,5 GW de potencia instalada de los 16 GW que posee en el continente.

Las políticas enfocadas a impulsar las ERNC y que han llevado a configurar este panorama energético, empezaron a implantarse alrededor del año 2000; no obstante, en general se puede afirmar que no han tenido los resultados esperados. Prueba de ello es la desigualdad con la que estas fuentes han crecido, y la bajísima participación que han tenido en la matriz eléctricas del continente; tan solo 4,5% del total de la capacidad instalada. Del conjunto de políticas energéticas aplicadas desde el año 2000, las subastas, el balance neto y las FIT son los principales mecanismos de soporte a las ERNC en Sudamérica. De estos mecanismos, la subasta es el que ha permitido una mayor penetración de energía solar fotovoltaica durante los pasados cuatro años. En Ecuador, la única política enfocada a las ERNC fue FIT (activa hasta el 2016), sin embargo esta política no funcionó como se esperaba. Algunas de las razones más importante tienen que ver con la excesiva burocracia, a la crisis económica e inestabilidad política durante el periodo 2000-2006, cambios en las prioridades gubernamentales, los altos precios de la energía solar fotovoltaica, y a la falta de (1) financiamiento, (2) un marco regulatorio claro, y (3) un fuerte apoyo estatal. Actualmente FIT no parece ser la política más adecuada para el país; otras políticas como las subastas o el balance neto podrían ser consideradas para impulsar las ERNC en Ecuador, debido a que podrían encajar en su marco político y financiero del momento.

Al observar el desarrollo de la energía renovable en América del Sur, queda de manifiesto que la energía hidroeléctrica ha sido y será la principal fuente de energía del continente, aún y habiéndose presentado tendencias a la baja en cuanto a su uso. En Ecuador, esta es la principal fuente con la que se pretende abastecer la demanda del país en los próximos 10 años. Por su lado, no se prevé un crecimiento a corto y mediano plazo para la energía solar fotovoltaica, a excepción de la región Insular, la cual debido a las políticas de protección y conservación han asegurado un desarrollo sostenible para su sistema eléctrico. Actualmente, a nivel institucional y financiero, las políticas enfocadas hacia la energía hidroeléctrica, los subsidios a los combustibles fósiles para generar electricidad, y la falta de financiamiento, son las principales barreras que enfrenta la tecnología solar fotovoltaica a gran escala en el país. Sin embargo, se sugiere que mediante un cambio en el uso de los

subsidios para los combustibles fósiles para generar electricidad podría ayudar a que la tecnología solar fotovoltaica sea competitiva y por tanto ayudar a fomentar el despliegue de esta energía en el país.

De las ERNC en Ecuador, la energía solar se ha identificado como la fuente más accesible y homogénea en el territorio. Se identificó la región costa, en concreto la provincia de Manabí, como una de las zonas más susceptibles para impulsar la energía solar fotovoltaica. Primeramente, debido a que por sus características geográficas esta no posee otro recurso energético renovable con potencial directo para ser explotado. Además, debido a que la mayoría de la capacidad instalada de esta región es térmica, esta representa un buen punto de partida para evaluar la viabilidad de incorporar la energía solar fotovoltaica como medio para desplazar parte de la producción térmica del país. Los resultados del estudio revelaron que actualmente la energía solar fotovoltaica no es una fuente competitiva en comparación con el precio medio de la electricidad para uso residencial y el costo de producción de las plantas térmicas. No obstante, incorporando mecanismos de incentivos basados en la cantidad de dinero gastado en el 2017 para los combustibles fósiles utilizados en las plantas térmicas de Manabí, se ha conseguido que el costo de producción de la energía solar fotovoltaica sea más bajo que el costo de producción de las centrales térmicas alimentadas por FO. A través de tres escenarios se demostró que existen importantes ahorros económicos para el Estado durante el ciclo de vida útil de la Planta. Incluso, estos ahorros podrían ser mayores si se tuvieran en cuenta los costos ambientales en los que se podría incurrir para evitar la emisión de los gases de efecto invernadero provocados por las centrales térmicas en el país.

Una nueva regulación sobre la tecnología solar fotovoltaica se está promoviendo por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), la cual se encuentra en debate. Esta propuesta contempla permitir el autoconsumo y la venta de excedentes de energía a la red para sistemas residenciales con energía solar fotovoltaica de hasta 100 kWp de capacidad. Este nuevo reglamento podría implicar el primer paso para el despliegue de la energía solar fotovoltaica en el país. No obstante, como se ha demostrado, existen muchos retos que solucionar antes que esta alternativa sea viable.

Líneas futuras

La entrada en funcionamiento de nuevas regulaciones que promuevan el concepto “*prosumer*” en el mercado eléctrico regulado de Ecuador, podría encontrar serias dificultades para desplegar eficazmente la energía solar fotovoltaica en el país. Como se ha

demostrado, este tipo de energía no es competitiva aún, y por tanto su aplicabilidad podría quedar relegada a un pequeñísimo sector de la sociedad. Además, de la experiencia con la FIT se identificaron serios problemas burocráticos, vacíos regulatorios y falta de soporte mediante mandatos o leyes, lo cual dificultó la penetración de esta fuente de energía. Por tanto, el trabajo a desarrollar estaría enfocado primeramente a estudiar y diseñar mecanismos políticos que permitan que la energía solar fotovoltaica sea competitiva en el país, similar a la propuesta de la presente tesis. Además, los esfuerzos tendrían que encaminarse en encontrar vías para fortalecer el marco regulatorio, así como la propuesta de mandatos o leyes que ayuden a asegurarán una penetración sostenible en el tiempo de este tipo de energía.

El sistema eléctrico ecuatoriano ha funcionado siempre de forma tradicional. Las fuentes de ERNC conectadas a red de forma distribuida han sido inexistentes, y se desconocen estudios de cómo estas interactuarían con la red eléctrica actual. Aunque existen numerosos estudios que explican que parámetros podrían influir cuando se incorporan numerosas fuentes de ERNC a la red eléctrica, se hace necesario desarrollar un estudio enfocado a determinar el comportamiento de las redes eléctricas ecuatorianas con la incorporación de diferentes niveles de energía solar distribuida. De esta manera se podrían identificar sus fortalezas y debilidades a la hora de desplegar estas fuentes de energía en el país.

7. Publicaciones realizadas en el Marco de la Tesis Doctoral

Publicaciones en Revistas y congresos 2017

Autores: Ponce-Jara M.A., Ruiz E., Gil R., Sancristóbal E., Pérez-Molina C., Castro M.

Título: Smart Grid: Assessment of the past and present in developed and developing countries. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.011>

Fecha de Publicación: Diciembre 2017

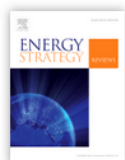
Revista: Energy Strategy reviews – Q1 (Posición 18 de las revistas indexadas en el JCR para el área de conocimiento Energía)

Factor de Impacto: 2.164 (2017) - **Factor de Impacto (5 años):** 2.547

SCImago Journal Rank (SJR): 1.009



Home > Journals > Energy Strategy Reviews



ISSN: 2211-467X

Submit Your Paper

View Articles

Guide for Authors

Abstracting/ Indexing

Track Your Paper

Order Journal

Sample Issue

Journal Metrics

CiteScore: 2.38

More about CiteScore

Impact Factor: 2.164

5-Year Impact Factor: 2.547

Source Normalized Impact per Paper (SNIP): 1.290

SCImago Journal Rank (SJR): 1.009

Energy Strategy Reviews

> Supports Open Access

Editor-in-Chief: [Mark Howells](#)

> View Editorial Board

Read journal on ScienceDirect

Energy Strategy Reviews provides authoritative content on **strategic decision-making** and vision-sharing related to society's **energy** needs. The journal stimulates the exchange and sharing of knowledge and best practice in **energy strategy** planning and implementation, preferably based on quantitative studies...

Read more

Most Downloaded Recent Articles Most Cited Special Issues

[Oil, economic growth and strategic petroleum stocks](#) Carmine Difiglio

[Strategic partnering in oil and gas: A capabilities perspective](#) Rodrigo Garcia | Donald Lessard | ...

[Dynamic capabilities in the upstream oil and gas sector: Managing next generation competition](#) Amy Shuen | Paul F. Feller | ...

> View All Most Downloaded Articles

News

[Energy Strategy Reviews now covered by Thomson Reuters JCR, SCIE and Current Contents indexes](#)

> View All

PlumX Metrics

Below is a recent list of 2017/2018 articles that have had the most social media attention. The



Review

Smart Grid: Assessment of the past and present in developed and developing countries



M.A. Ponce-Jara ^{a,*}, E. Ruiz ^b, R. Gil ^b, E. Sancristóbal ^b, C. Pérez-Molina ^b, M. Castro ^b

^a Electrical Engineering Department, Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí, Av. Circunvalación S/N, Ecuador

^b Electrical and Computer Engineering Department, Spanish University for Distance Education, C/ Juan del Rosal 14, 28040, Madrid, Spain

ARTICLE INFO

Article history:

Received 7 March 2016

Received in revised form

19 June 2017

Accepted 12 September 2017

Keywords:

Smart Grid

Power energy mix analysis

Developing and developed countries

ABSTRACT

The modern struggle to generate electricity reducing our dependence on fossil fuels and decreasing greenhouse gas emissions has found an ally in Smart Grid technology. This new trend involves a renewed perspective on how to generate, transmit, distribute and manage electricity networks, which not only helps to reduce power demand and cost, but can also improve efficiency, reliability, quality and security.

This paper aims to study comprehensively the Smart Grid power system by comparing experiences and success stories from around the world. Developed countries, like the United States and those in the European Union, and developing countries, like India and Brazil, have been taken as examples of the current development and state of the Smart Grid concept. Europe and the U.S. lead the development of Smart Grids systems, while Brazil and India strongly depend on foreign technology and investment for their development in their countries. Climate change represents an extra challenge for developing countries, in addition to other issues related to economic and social advancement. Nevertheless, Smart Grids offer an array of possibilities and opportunities that work towards climate change international goals. However, state motivations and national energy resources limit the advancement of Smart Grids on this matter.

© 2017 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Contents

1. Introduction	39
2. Early development of the electric grid	40
2.1. Developed regions	40
2.2. Developing regions	41
3. Motivations for smart grids	42
3.1. Energy mix and climate change in the U.S. and Europe	42
3.2. Energy mix and climate change in Brazil and India	43
4. Smart Grid initiatives	44
4.1. Trajectory in the U.S.	44
4.2. Trajectory in Europe	45
4.3. Trajectory in Brazil	46
4.4. Trajectory in India	46
5. Smart Grid 2.0	47
6. Conclusions	48
Contribución	49
Acknowledgements	49
References	49

* Corresponding author.

E-mail addresses: marcosponce@uleam.edu.ec (M.A. Ponce-Jara), elena@issiuenedes (E. Ruiz), rgil@ieccuned.es (R. Gil), elio@ieccunedes (E. Sancristóbal), clarapm@ieccunedes (C. Pérez-Molina), mcastro@ieccuned.es (M. Castro).

<http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.011>

2211-467X/© 2017 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Autores: Ponce-Jara, M.A., Moreano Alvarado M., Acebo Arcentales A.

Título: Las Redes Eléctricas Inteligentes y su Importancia Para mitigar los alcances de los desastres naturales.

Congreso: II Congreso Internacional de Electromecánica y Eléctrica. Universidad Técnica del Cotopaxi, Latacunga, Ecuador, Junio 2017.

ISBN: 978-9942-759-09-2



Las redes eléctricas inteligentes y su importancia para mitigar los alcances de los desastres naturales

Ponce-Jara, Marcos A.
Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí
marcos.ponce@uleam.edu.ec

Moreano Alvarado, Milton A.
Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí
milton.moreano@uleam.edu.ec

Acebo Arcentales Alep
Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí
aleph.acebo@uleam.edu.ec

Resumen

En el mundo actual dependemos casi por completo de la energía para cubrir la mayoría de nuestras necesidades, desde la generación de electricidad, pasando por el transporte, hasta la generación de calor. La electricidad ocupa un rol importantísimo en este escenario, debido a que la sociedad moderna depende fuertemente de ella, llegando a incluso a paralizarse cuando el sistema eléctrico falla. En este sentido, la seguridad energética se ha convertido en uno de los temas más importantes que ocupan las agendas nacionales e internacionales. Las Redes Eléctricas Inteligentes (REI) se plantean como una de las soluciones para proteger, monitorear y optimizar el trabajo de todos los elementos interconectados, proporcionando de esta manera un sistema moderno de gestión que incluso podrían mitigar el impacto de los diferentes desastres naturales que pueden afectar a un país.

Palabras clave: Redes Eléctricas Inteligentes, Desastres Naturales, seguridad energética.

Abstract

Nowadays we rely almost entirely on energy to cover most of our needs, from electricity generation, transportation, to the generation of heat. Electricity occupies an important role in this scenario, due to modern society's dependence on its delivery, even becoming paralyzed when the electrical system fails. In this sense, energy security supply has become one of the most important issue on national and international agendas. Smart Grid are considered as one of the solutions to protect, monitor and optimize the work of all interconnected elements, thus providing a modern management system that could even mitigate the impact of natural disasters that can affect the country.

Keywords: Smart Grid, Natural Disasters, Energy Security supply

Autores: Ponce-Jara, M.A., Velásquez Figueroa C., Thi Nguyen M.

Título: Las Redes Eléctricas Inteligentes: el camino hacia el internet de la energía

Congreso: V Congreso Internacional de investigación y Actualización en Ingenierías. Corporación Universidad Remington. Centro de información de Energías Renovables (CIER), Galápagos, Octubre 2017

ISBN: 978-9942-759-18-4



Redes Eléctricas Inteligentes: el camino hacia el Internet de la Energía

Marcos A. Ponce Jara

marcos.ponce@uleam.edu.ec
Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí

Carlos Velásquez

carlos.velasquez@uleam.edu.ec
Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí

Mai Thi Nguyen

thi.nguyens@uleam.edu.ec
Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí

Resumen

La modernización del sistema eléctrico tradicional hacia las Redes Eléctricas Inteligentes (REI) se está llevando a cabo de forma acelerada a nivel mundial. Tanto países desarrollados como países en vías de desarrollo han dado el paso hacia la digitalización progresiva de sus Redes Eléctricas (RE). A través de la integración de las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TICs), las REI se convertirán en una moderna red automática capaz de proteger, monitorear y optimizar el trabajo de todos los elementos interconectados, donde además, tanto la energía como la información fluirán de forma bidireccional. La presente investigación busca describir la capacidad que tienen las REI para transformar el sistema eléctrico tradicional hacia un sistema de energía más amigable con el medio ambiente, seguro y confiable. Además, plantea el Internet de la Energía (IoE) como una evolución natural desde las REI. Así la implementación de las REI es el trasfondo del IoE donde la energía fluye hacia los consumidores como los paquetes de datos lo hacen en internet. Además, plantea cuáles serán las posibles implicaciones de este nuevo paradigma en un futuro próximo.

Palabras clave: Redes Eléctricas Inteligentes, Internet de la Energía, Monopolio Energético.

Abstract

The modernization of the traditional electrical system towards Smart Grids (SG) is being accelerated worldwide. Both developed and developing countries have taken the step towards the progressive digitization of their Electricity Grids (EG). Through the integration of Information and Communication Technologies (ICT), SG will become a modern automatic network capable to protect, monitor and optimize the work of all interconnected elements where both energy and information will flow bidirectionally. The present research seeks to describe the ability of SG to transform the traditional electrical system into a more environmentally friendly, safe and reliable energy system. In addition, the Internet of Energy (IoE) is seen as a natural evolution from the SG. Thus, the implementation of SG is the backbone of IoE where energy flows to consumers as data packages do on the Internet. Furthermore, it exposes the possible implications of this new paradigm in the near future.

Keywords: Smart Grid, Internet of Energy, Energy Monopoly.

Introducción

En el siglo XXI las redes eléctricas han crecido de forma acelerada, convirtiéndose en gigantescos sistemas interconectados, donde cientos de centrales de generación entregan energía a los lejanos centros de carga a través de líneas de transmisión de alto voltaje. Este sistema de entrega de energía se ha visto fortalecido durante

Publicaciones en Revistas y congresos 2018

Autores: Ponce-Jara M.A., Castro M., Peláez-Samaniego M.R., Espinoza-Abad J.L., Ruiz E.

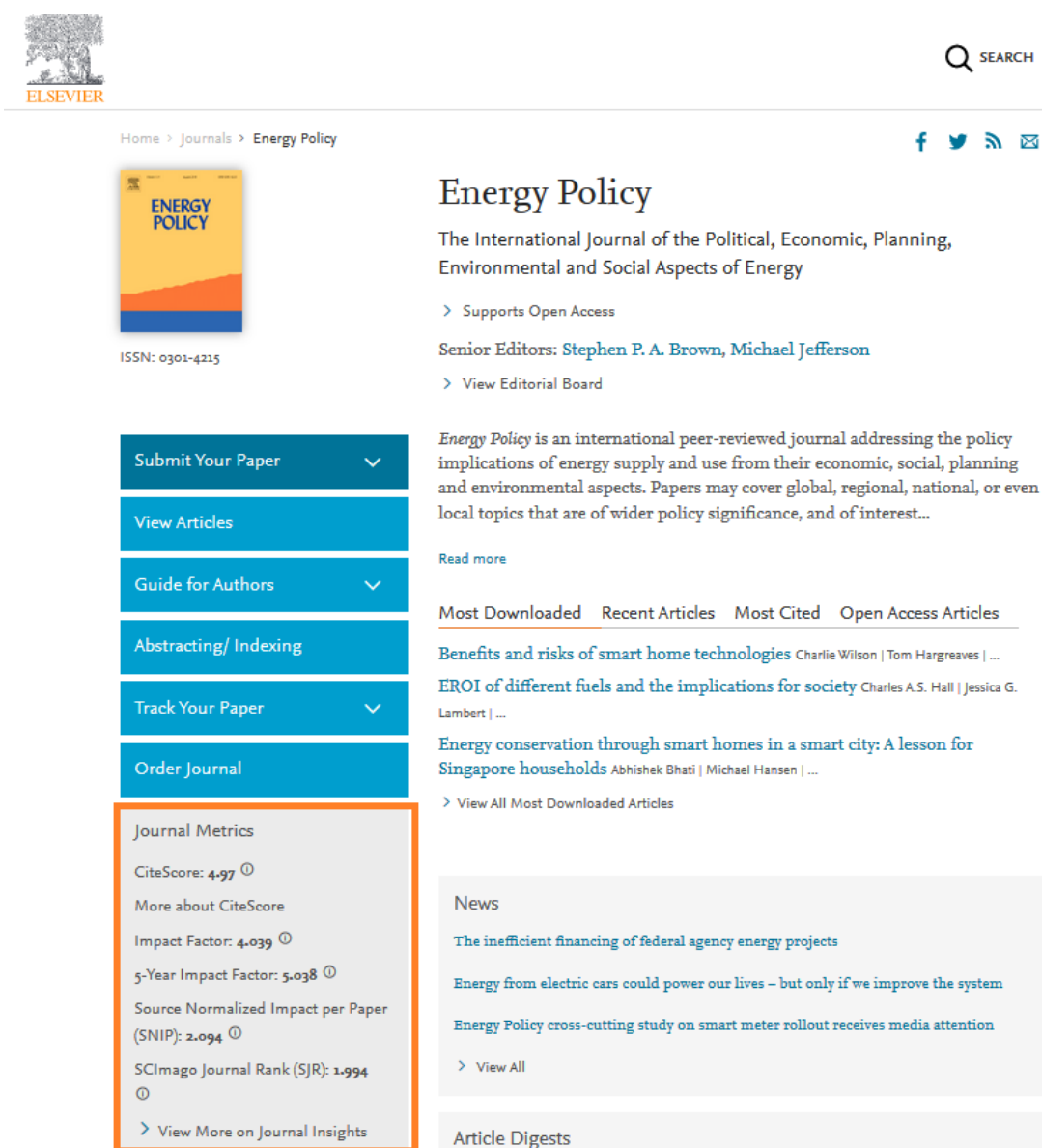
Título: Electricity sector in Ecuador: an overview of the 2007-2017 decade.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.036>

Fecha de Publicación: Febrero 2018

Revista: Energy Policy – Q1 (Posición 5 de las revistas indexadas en el JCR para el área de conocimiento Energía)

Factor de Impacto: 4.039 (2017) - **Factor de Impacto (5 años):** 5.038

SCImago Journal Rank (SJR): 1.994



The screenshot displays the journal's website with the Elsevier logo at the top left and a search bar at the top right. The breadcrumb trail reads "Home > Journals > Energy Policy". A social media bar includes icons for Facebook, Twitter, RSS, and Email. The journal cover image is shown with the ISSN: 0301-4215. A vertical menu on the left contains buttons for "Submit Your Paper", "View Articles", "Guide for Authors", "Abstracting/ Indexing", "Track Your Paper", and "Order Journal". The "Journal Metrics" section is highlighted with an orange border and lists: CiteScore: 4.97, Impact Factor: 4.039, 5-Year Impact Factor: 5.038, Source Normalized Impact per Paper (SNIP): 2.094, and SCImago Journal Rank (SJR): 1.994. The main content area features the journal title "Energy Policy" and its description: "The International Journal of the Political, Economic, Planning, Environmental and Social Aspects of Energy". It lists senior editors Stephen P. A. Brown and Michael Jefferson. A list of "Most Downloaded" articles includes "Benefits and risks of smart home technologies", "EROI of different fuels and the implications for society", and "Energy conservation through smart homes in a smart city: A lesson for Singapore households". A "News" section highlights "The inefficient financing of federal agency energy projects", "Energy from electric cars could power our lives – but only if we improve the system", and "Energy Policy cross-cutting study on smart meter rollout receives media attention". An "Article Digests" section is also visible at the bottom.



Electricity sector in Ecuador: An overview of the 2007–2017 decade

M.A. Ponce-Jara^{a,*}, M. Castro^b, M.R. Peláez-Samaniego^c, J.L. Espinoza-Abad^d, E. Ruiz^b

^a Faculty of Engineering, Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí (ULEAM), Ecuador

^b Electrical and Computer Engineering Department, Spanish University for Distance Education (UNED), Spain

^c Faculty of Chemical Sciences, Universidad de Cuenca (UC), Cuenca, Ecuador

^d Faculty of Engineering, DEET, Universidad de Cuenca (UC), Cuenca Ecuador



ARTICLE INFO

Keywords:

Energy policies
Electricity reform
Renewable energies
Ecuador

ABSTRACT

The Ecuadorian electricity sector has undergone several changes during the past decade. The objective of this paper is twofold: a) to show how the Ecuadorian electricity sector has evolved from 2007 to 2017, and b) to discuss the relationship between energy policies and their impacts on electricity supply, management, tariffs, and the country's economy. Although oil remains as the main energy source and the leading driver for economic revenue, several hydropower projects have been built or are under construction intending in part to reduce the country's dependence on oil. The installed hydropower capacity in the country in 2017 is approximately 81% higher than in 2007 and it is expected that, by 2018, approximately 93% of the electricity will be produced from hydropower. Currently, biomass and biogas contribute with 1.8% of the total electricity generation, but only 0.6% of the electricity is produced in wind and solar farms. Adoption of smart grid technologies is key to transform the Ecuadorian electricity network and to positively impact the quality of the electricity supply. The future of the Ecuadorian electricity sector relies on the successful implementation of the new Organic Law of Public Service of Electricity and on external financing for new energy projects.

1. Introduction

Historically, the Ecuadorian electricity sector has undergone several changes on its management and operation model. These changes have heavily depended upon oil prices, since oil has been the major source of exports, and thus, a key source of revenue for the Ecuadorian State. For instance, during the oil price boom (2007–2014) the revenues of oil exports reached an average of 56% of the total exports of the country (BCE, 2017). Part of the oil profits have been invested on developing other energy areas, particularly the electricity sector.

The evolution of the electricity sector in Ecuador, from a management and operation point of view, can be divided into three periods: 1961–1999, 1999–2007, and 2007–2017. In the first and third periods, the Ecuadorian electric sector has been operated and controlled by public institutions owned by the State. The first period corresponded to a vertical model of state-owned monopoly, and the third one has been characterized by the existence of a regulated wholesale market model, where the vertical model was partially disintegrated but the influential role of the Ecuadorian State has remained intact. The period from 1999 to 2007, conversely, ended the State monopoly of the first period and established a liberalized wholesale market model. The history before 2007 and its description have been presented by Peláez-Samaniego and

colleagues in their study on the Ecuadorian energy sector (Peláez-Samaniego et al., 2007).

Since the left-wing political party Alianza País won the elections in 2007, Ecuador has taken a variety of political and economic steps, motivated in part by the necessity of embracing some social policies to reduce inequality in the country (IWGIA, 2008). Those steps have led to important changes in the Ecuadorian energy sector. Besides economic changes, the energy policies in the country have promoted the development of new hydroelectricity plants at different scales, which aim to reduce the dependence on oil and the onerous costs associated to thermoelectric generation. As a result, the matrix of electricity generation has been changing constantly since 2007. At the same time, new energy sources, including solar and wind, have been explored with the intent of diversifying the electricity generation mix (MEER, 2017a).

Table 1 shows the main differences between the characteristics of the Ecuadorian electricity sector in the period 1999–2007 and the period 2007–2017. These differences are analyzed in detail on the following sections. Every adjustment can be tied to shifts in the Ecuadorian energy policies. The objective of this paper is twofold: a) to show how the Ecuadorian electricity sector has evolved from 2007 to 2017, and, b) to discuss the relationship between the Ecuadorian new energy policies and their impacts on electricity supply, management, tariffs,

* Corresponding author.

E-mail address: marcosponce@uleam.edu.ec (M.A. Ponce-Jara).

<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.036>

Received 23 August 2017; Received in revised form 17 November 2017; Accepted 18 November 2017

0301-4215/ © 2017 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Bibliografía

- 110th US Congress. 2007. *Energy Independence and Security Act (EISA07)*.
- Acharjee, P. 2013. «Strategy and implementation of Smart Grids in India». *Energy Strategy Reviews* 1(3):193-204. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2012.05.003>).
- Ackermann, T. 2001. «Distributed Generation: A Definition Distributed generation: a definition». 7796(August 2016):195-204. ([http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)).
- Aguilera Ortiz, E., y M. Peláez Samaniego. 2015. «Estado de la exploración de la energía geotérmica en Ecuador». en *Energías renovables en el Ecuador. Situación actual, tendencias y perspectivas*. Cuenca: Universidad de Cuenca.
- Álvarez, O., A. Ghanbari, y J. Markendahl. 2014. «A comparative study of smart grid development in developed and developing countries». Pp. 44-51 en *7th annual CMI conference*. Aalborg.
- Andes. 2016. «Agencia Pública de Noticias del Ecuador y Suramérica. Ecuador: nueva hidroeléctrica ahorrará 280 millones de dólares al año». Recuperado 28 de enero de 2017 (<http://www.andes.info.ec/es/noticias/ecuador-ahorrara-280-millones-anales-electricidad-nueva-hidroelectrica.html>).
- ANEEL. 2010. «Agência Nacional de Energia Elétrica. Chamada nº 011/2010 - Projeto Estratégico: “Programa Brasileiro De Rede Elétrica Inteligente”». 21. Recuperado 5 de abril de 2016 (http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2008-ChamadaPE11-2010.pdf).
- ANEEL. 2013. «Agência Nacional de Energia Elétrica. Preliminary result of Inova Energia Program published». Recuperado 5 de abril de 2016 (http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_area/arquivo.cfm?tipo=PDF&idNoticia=6883&idAreaNoticia=347).
- ANEEL. 2016. «Agência Nacional de Energia Elétrica. Matriz de Energia Eletrica 2016». Recuperado 23 de febrero de 2016 (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>).
- ANEEL. 2017. «Agência Nacional de Energia Elétrica. Preguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012–atualizado em 25/05/2017». Recuperado 7 de febrero de 2018 (http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+-V3_20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86).
- ARCONEL. 2014. «Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Cobertura Anual del Servicio 2005-2014». Recuperado 14 de febrero de 2017 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/produccion-anual-2/>).
- ARCONEL. 2015. «Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Estadística Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano». 104-15. Recuperado 1 de octubre de 2017 (<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00343.pdf>).
- ARCONEL. 2016a. «Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano».

- ARCONEL. 2016b. *Informe de sustento al proyecto de regulación sobre la presentación del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica*. Quito.
- ARCONEL. 2017a. «Agencia de Control y Regulación de la Electricidad. Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano 1999-2008». Recuperado 27 de marzo de 2017 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/>).
- ARCONEL. 2017b. «Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Balance Nacional de Energía». Recuperado 16 de febrero de 2018 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/balance-nacional/>).
- ARCONEL. 2017c. «Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Pérdidas anuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)». Recuperado 30 de marzo de 2017 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/perdidas/>).
- ARCONEL. 2017d. «Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Producción mensual de energía eléctrica a nivel nacional por tipo de fuente energética (Gwh)». Recuperado 28 de marzo de 2017 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/produccion/>).
- ARCONEL. 2017e. «Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2016». *Atlas del sector eléctrico Ecuatoriano* 1:113. Recuperado 30 de abril de 2018 (http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/08/Atlas2016BajaV6_baja_113_1era_parte.pdf).
- ARCONEL. 2017f. «Cobertura anual del servicio eléctrico». Recuperado 8 de septiembre de 2017 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/produccion-anual-2/>).
- ARCONEL. 2018a. «Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Demanda anual de energía eléctrica nacional por grupo de consumo». Recuperado 30 de abril de 2018 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/estadistica-del-sector-electrico/demanda-mensual/>).
- ARCONEL. 2018b. «Agencia de regulación y control de electricidad. Planilla eléctrica». Recuperado 2 de mayo de 2018 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/planilla-electrica/>).
- ARCONEL. 2018c. «Agencia de regulación y control de electricidad. Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución». Recuperado 1 de mayo de 2018 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/01/2018-01-11-Pliego-y-Cargos-Tarifarios-del-SPEE-20182.pdf>).
- ARCONEL. 2018d. «Agencia de Regulación y Control de la Electricidad. Reglamentos». Recuperado 1 de mayo de 2018 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/reglamentos/>).
- ARCONEL. 2018e. «Mapas del Sector Eléctrico 2016». Recuperado 26 de abril de 2018 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/mapas-del-sector-electrico/>).
- Bale, C. S. E., L. Varga, y T. J. Foxon. 2015. «Energy and complexity: New ways forward». *Applied Energy* 138:150-59. (<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.057>).
- Barroso, L. A., y C. Batlle. 2011. «Review of Support Schemes for Renewable Energy Sources in South America». *IAEE Energy Forum*. (January):27-31.

- Batlle, C., L. A. Barroso, y I. J. Pe. 2010. «The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America». 38:7152-60. (<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.07.037>).
- Bawden, T. 2015. «Global warming: Data centres to consume three times as much energy in next decade, experts warn». *Independent*. Recuperado 1 de junio de 2017 (<http://www.independent.co.uk/environment/global-warming-data-centres-to-consume-three-times-as-much-energy-in-next-decade-experts-warn-a6830086.html>).
- BBC. 2001. «British Broadcasting Corporation. Se agrava desastre en las Galápagos». Recuperado 18 de octubre de 2018 (<http://www.bbc.co.uk/spanish/news/news010124galapagos.shtml>).
- BCE. 2013. *Banco Central del Ecuador. Estadísticas macroeconómicas*. Recuperado 1 de octubre de 2018 (<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorReal/Previsiones/IndCoyuntura/EstMacroEstruc2013.pdf>).
- BCE. 2017. «Banco Central del Ecuador». Recuperado 8 de octubre de 2017 (<https://www.bce.fin.ec/>).
- BCE. 2018a. «Banco Central del Ecuador. Inflacion mensual». Recuperado 12 de junio de 2018 (<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Notas/Inflacion/inf201804.pdf>).
- BCE. 2018b. «Banco Central del Ecuador. Series de información de cuentas nacionales». Recuperado 25 de abril de 2018 (<http://sintesis.bce.ec:8080/BOE/OpenDocument/1602171408/OpenDocument/opendoc/openDocument.faces?logonSuccessful=true&shareId=0>).
- Beate, B., y M. Urquizo. 2015. «Geothermal Country Update for Ecuador: 2010 - 2015 Bernardo». P. 14 en *World Geothermal Congress 2015*. Recuperado 28 de abril de 2018 (<http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0160.pdf>).
- Benson, S., y A. Majumdar. 2016. «Deep decarbonization of the electricity grid: Opportunities and challenges». *Stanford Precourt Institute for Energy*. Recuperado 2 de septiembre de 2016 (<https://energy.stanford.edu/from-directors/deep-decarbonization-electricity-grid-opportunities-and-challenges>).
- Berizzi, A. 2004. «The Italian 2003 blackout». *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*. 2(September):1673-79. Recuperado 2 de marzo de 2018 (<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1373159>).
- Bertani, R. 2015. «Geothermal Power Generation in the World 2010 – 2014 Update Report». *Proceedings World Geothermal Congress 2015*(April):1-19.
- Bikash, K. S., y K. K. Subrat. 2015. «Current smart grid scenario in India». *International Conference on Electrical, Electronics, Signal, Communication and Optimization (EESCO)* 24-25:1-6.
- Blakers, A. 2017. «ELSEVIER SciTech Connect. Solar Is Now the Most Popular Form of New Electricity Generation Worldwide». Recuperado 18 de noviembre de 2017 (http://scitechconnect.elsevier.com/solar-most-popular-new-electricity-generation/?utm_source=Q4EnergySDnewsletter&utm_medium=Email&utm_campaign=EnergySDnewsletter).

- Blastingnews. 2018. «Propuesta de mandato solar de California podría agregar \$ 10,500 dólares». Recuperado 2 de julio de 2018 (<https://mx.blastingnews.com/tecnologia/2018/05/propuesta-de-mandato-solar-de-california-podria-agregar-10500-dolares-002559899.html>).
- BNamericas. 2018a. «Central Hidroeléctrica Belo Monte». Recuperado 11 de abril de 2018 (<https://www.bnamericas.com/project-profile/es/central-hidroelectrica-belo-monte-revision-central-hidroelectrica-belo-monte>).
- BNamericas. 2018b. «Central Hidroeléctrica Cachuela Esperanza». Recuperado 11 de abril de 2018 (<https://www.bnamericas.com/project-profile/es/central-hidroelectrica-cachuela-esperanza-cachuela-esperanza>).
- BNEF. 2017. «Bloomberg New Energy Finance. Investing Trillions in Electricity's Sunny Future». Recuperado 18 de noviembre de 2017 (<https://about.bnef.com/blog/investing-trillions-electricitys-sunny-future/>).
- Bollen, M. H. J. et al. 2010. «Power Quality aspects of Smart Grids». en *Proc. of International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ)*.
- BP. 2016. *Statistical Review of World Energy*. Recuperado 25 de abril de 2018 (<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>).
- Brown, M. H., y R. P. Sedano. 2004. *National Council on Electric Policy. Electricity Transmission, A Primer*. Washington, D.C.: The National Conference of State Legislatures.
- Bui, N., A. P. Castellani, P. Casari, y M. Zorzi. 2012. «The Internet of Energy: A Web-Enabled Smart Grid System». *IEEE Network* (August):39-45.
- Cadavid, L., y C. J. Franco. 2017. «Impact of devaluation on grid parity for residential solar generation in Latin America». *IEEE Latin America Transactions* 15(11):2097-2102.
- Carlson, W. B. 2013. *Tesla: Inventor of the electrical Age*. Princeton University Press.
- Carta González, J. A., R. C. calero Pérez, A. C. Colmenar Santos, y M. A. Castro Gil. 2009. *Centrales de energías renovables*. Madrid: Pearson Prentice Hall & UNED.
- Carvalho, P. 2015. «Smart metering deployment in Brazil». *Energy Procedia* 83:360-69. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.211>).
- CDPC. 2018. «Consejo de Defensa de la Patagonia. Patagonia Chilena Sin Represas». Recuperado 10 de abril de 2018 (<http://www.patagoniasinrepresas.cl/final/>).
- CEA. 2015. «Central Electricity Authority. Executive Summary of Power Sector». Recuperado 15 de enero de 2016 (<http://www.cea.nic.in/monthlyexesummary.html>).
- CELEC.EP. 2017a. «Corporación Electrica del Ecuador. Infraestructura del Sistema Nacional de Transmisión». Recuperado 20 de abril de 2017 (https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php?option=com_content&view=article&id=276&Itemid=557&lang=es).
- CELEC.EP. 2017b. «Corporación Electrica del Ecuador. Sistema de transmisión de extra alta tensión de 500 mil voltios». Recuperado 25 de marzo de 2017 (https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php?option=com_content&view=article&id=481&Itemid=534&lang=es).

- CELEC.EP. 2017c. «Corporación Electrica del Ecuador». Recuperado 28 de abril de 2017 (<https://www.celec.gob.ec/>).
- CENACE. 2018. «Operador Nacional de Electricidad. Informe anual 2017». 1-188. Recuperado 9 de mayo de 2018 (http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanauales&Itemid=50).
- Cevallos-Sierra, J. y J. Ramos-Martin. 2018. «Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81(September 2017):1154-65. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.015>).
- Chile. 2008. «Boletín No. 4977-08. Ley 20257. Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía con fuentes de energías no convencionales». Recuperado 7 de febrero de 2018 (<https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=270212&idParte=0>).
- CIE. 2017. «Corporación para la Investigación Energética. Estudio de prefactibilidad eólica en la Provincia de Manabí». Recuperado 2 de mayo de 2018 (<http://energia.org.ec/cie/estudio-de-prefactibilidad-eolica-provincia-de-manabi/>).
- Clastres, C. 2011. «Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives». *Energy Policy* 39(9):5399-5408. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.024>).
- CLIMATESCOPE. 2017. «Latin America & The Caribbean». Recuperado 13 de noviembre de 2017 (<http://global-climatescope.org/en/region/lac/>).
- CNEL.EP. 2017. «Corporación Nacional de Electricidad. ¿Quiénes somos?» ¿*Quiénes somos?* Recuperado 28 de abril de 2017 (<http://www.cnelep.gob.ec/quienes-somos/>).
- Colak, I., G. Fulli, S. Sagiroglu, M. Yesilbudak, y C. F. Covrig. 2015. «Smart grid projects in Europe: Current status, maturity and future scenarios». *Applied Energy* 152:58-70. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.098>).
- El Comercio. 2013. «Los proyectos fotovoltaicos se estancaron». Recuperado 2 de agosto de 2017 (http://www.elcomercio.com/app_public.php/actualidad/negocios/proyectos-fotovoltaicos-se-estancaron.html).
- El Comercio. 2015. «Ecopaís se comercializará a escala nacional». Recuperado 8 de septiembre de 2017 (<http://www.elcomercio.com/actualidad/ecopais-comercializacion-escala-nacional-ecuador.html>).
- CONELEC. 2007a. «Consejo Nacional De Electricidad. Evaluación Y Perspectivas Para El Sector 2007-2016». 53-109. Recuperado 2 de julio de 2017 (<http://www.regulacioneolica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2007-2016/>).
- CONELEC. 2007b. «Consejo Nacional De Electricidad. Plan Maestro de Electrificación 2007-2016». (Diciembre 2007).
- CONELEC. 2008. «Consejo Nacional De Electricidad. Atlas solar del Ecuador». 1-51. Recuperado 19 de marzo de 2018 (<http://energia.org.ec/cie/wp-content/uploads/2017/09/AtlasSolar.pdf>).
- CONELEC. 2009. «Consejo Nacional de Electricidad. Plan Maestro de Electrificación 2009-2020». 11-14.

- CONELEC. 2013. *Consejo Nacional De Electricidad. Pla Maestro de Electrificación 2013 – 2022*. Quito.
- Correa, R. 2012. *Ecuador: de Banana Republic a la No República*. Quito: DEBATE.
- Da Costa, A. 2016. «India Steps Up Climate Change Efforts». *Worldwatch institute*. Recuperado 3 de septiembre de 2016 (<http://www.worldwatch.org/node/6278>).
- Creamer, B., y R. Becerra. 2016. «Cuantificación de los subsidios de derivados del petróleo a los hidrocarburos en el Ecuador». *Petróleo al día. Boletín Observatorio Estadístico del Sector de Hidrocarburos* 2:1-42. Recuperado 2 de julio de 2017 (<http://www.observatorioenergiayminas.com/archivos/boletin/petroleoaldia02.pdf>).
- Datta, A., y P. Mohanty. 2013. «Enterprise GIS and Smart Electric Grid for India's power sector». en *2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2013*. (<http://dx.doi.org/10.1109/ISGT.2013.6497806>).
- DBMR. 2014. *Deutsche Bank Markets Reserch. Outlook: Let the Second Gold Rush Begin*. Recuperado 2 de julio de 2017 (<http://www.qualenergia.it/sites/default/files/articolo-doc/DBSolar.pdf>).
- Dubey, D. K. 2015. «Issues and challenges in electricity sector in India». *The Business & Management Review* 5(4):132-39.
- DUCH. 2017. «DiarioUchile. Geotermia: la vanguardia energética de Chile dominada por las empresas». Recuperado 12 de abril de 2018 (<http://radio.uchile.cl/2017/04/15/geotermia-en-chile-un-sector-a-la-vanguardia-energetica-pero-dominado-por-privados/>).
- Dulău, L. I., M. Abrudean, y D. Bică. 2014. «Effects of Distributed Generation on Electric Power Systems». *Procedia Technology* 12:681-86. Recuperado 2 de julio de 2017 (<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2212017313007342>).
- EBISA. 2018. «Garabí Panambí». Recuperado 11 de abril de 2018 (<http://www.ebisa.com.ar/garabi-panambi.php>).
- EC. 2014. «European Commision. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social Committee and the Committee of the Regions - A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030». *European Commission* Brussels. Recuperado 15 de octubre de 2015 (<http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2030-energystrategy>).
- EC. 2015a. *European Commission. Achieving the 10% electricity interconnection target - Making Europe's electricity grid fit for 2020*. Recuperado 15 de abril de 2018 (http://web.archive.org/web/20151225022701/http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/interconnectors_en.pdf).
- EC. 2015b. «European Commission. Acuerdo de París». Recuperado 30 de julio de 2017 (https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es).
- EC. 2016. «European Commission. Strategic Energy Technology Plan». Recuperado 25 de noviembre de 2015 (<http://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan>).
- Ecofys. 2017. «Mapping the cost of capital for wind and solar energy in South Eastern European Member States». Recuperado 28 de mayo de 2018 (<https://www.ecofys.com/files/files/ecofys-eclareon-2016-wacc-wind-pv-south-east->

europe.pdf).

- Ecuador. 1996. *Decreto Ejecutivo No. 368 de 3 de Diciembre de 1996. Ley de Régimen del Sector Eléctrico*. Ecuador.
- Ecuador. 2000. «Regulación No. CONELEC 008/00 - Precios de la Energía producida con Renovables Energéticos No Convencionales». Recuperado 20 de marzo de 2018 (https://nanopdf.com/download/5212_pdf).
- Ecuador. 2002. «Regulación No. CONELEC 003/02 - Precios de la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales». Recuperado 20 de marzo de 2018 (http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-PreciosEnergiaRenovable003_02.pdf).
- Ecuador. 2004. «Regulación No. CONELEC 004/04 - Precios de la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales». Recuperado 20 de marzo de 2018 (<http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-PreciosRenovables3.pdf>).
- Ecuador. 2006a. «Regulación No. CONELEC 009/06 - Precios de la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales». Recuperado 20 de marzo de 2018 (<http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-PreciosRenovables4.pdf>).
- Ecuador. 2006b. *Suplemento - Registro Oficial No. 364, de 26 de septiembre de 2006, Ley Reformatoria de la LRSE*. Quito.
- Ecuador. 2008a. *Suplemento - Registro Oficial No. 223, de 15 abril de 2007, Mandato Constituyente No.15*.
- Ecuador. 2008b. «Suplemento - Registro Oficial No. 449, 20 de Octubre de 2008, Constitución de la República del Ecuador». (Constitución de la República del Ecuador):1-216.
- Ecuador. 2012. «Regulación No. CONELEC 004/11 - Energías Renovables No Convencionales».
- Ecuador. 2014a. «Registro Oficial No. 359 - Programa de Eficiencia Energética para Cocción por Inducción y Calentamiento de Agua con Electricidad en Sustitución del GLP en el Sector Residencial - PEC». Recuperado 11 de junio de 2018 (<http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/ecu154827.pdf>).
- Ecuador. 2014b. «Regulación No. CONELEC 001/13 - Energías Renovables No Convencionales». Recuperado 11 de junio de 2018 (http://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/Codificación-Regulación-001_13-Energias-Renovables_.pdf).
- Ecuador. 2015a. «Suplemento - Decreto 1303 - Registro Oficial No. 799, del 28 de Septiembre del 2012, Mandato sobre la mezcla de bioethanol en la Gasolina ECOPAIS, Ecuador». Recuperado 20 de julio de 2018 (<http://www.controlhidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/MARCO-LEGAL-2016/Registro-Oficial-Suplemento-512-Decreto-Ejecutivo-675.pdf>).
- Ecuador. 2015b. «Tercer Suplemento - Registro Oficial N°418, de 16 de enero de 2015, Ley Orgánica Del Servicio Público De Energía Eléctrica.» 1-28.

- Ecuador. 2018. «Instituto Nacional de Estadísticas y Censos». Recuperado 22 de abril de 2018 (http://www.ecuadorencifras.gob.ec/estadisticas/?option=com_content&view=article&id=80).
- EcuadorInmediato. 2009. «Ecuador: opositores demandan al gobierno por cortes de electricidad». Recuperado 20 de enero de 2017 (http://ecuadorinmediato.com/index.php?module=Noticias&func=news_user_view&id=116927&umt=ecuador_opositores_demandan_al_gobierno_por_cortes_electricidad).
- EEA. 2013. *European Environmental Agency. Towards a green economy in Europe - EU environmental policy targets and objectives 2010-2050*. Luxembourg.
- EEQ. 2014. «Breve descripción histórica de la EEQ». Recuperado 20 de mayo de 2016 (<http://www.eeq.com.ec:8080/nosotros/historia>).
- EIA. 2015. *Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2015*. Recuperado 23 de mayo de 2016 ([http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2015\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2015).pdf)).
- EIA. 2016a. «Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2016 Early Release: Annotated Summary of two cases». Recuperado 29 de agosto de 2016 ([https://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/pdf/0383er(2016).pdf)).
- EIA. 2016b. «Energy Information Administration. Fossil fuels still dominate U.S. energy consumption despite recent market share decline». Recuperado 31 de agosto de 2016 (<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=26912>).
- EIA. 2016c. «Energy Information Administration. INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2016». Recuperado 1 de septiembre de 2016 (<http://www.eia.gov/forecasts/ieo/electricity.cfm>).
- EIA. 2016d. «Energy Information Administration. Natural gas expected to surpass coal in mix of fuel used for U.S. power generation in 2016». Recuperado 29 de agosto de 2016 (<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=25392>).
- EIA. 2016e. «Energy Information Administration. U.S. electric system is made up of interconnections and balancing authorities». Recuperado 1 de septiembre de 2016 (<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=27152>).
- EIA. 2018. «U.S. Energy Information Administration. What is U.S. electricity generation by energy source?». Recuperado 14 de diciembre de 2018 (<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=427&t=3>).
- Eisen, J. B. 2013. «Smart Regulation and Federalism for the Smart Grid». *Harvard Environmental Law Review*. Recuperado 9 de diciembre de 2016 (<http://harvardelr.com/wp-content/uploads/2013/05/Eisen.pdf>).
- EJA. 2018. «Environmental Justice atlas. Represa Inambarí -Peru». Recuperado 11 de abril de 2018 (<https://ejatlas.org/conflict/represa-inambarihttps://ejatlas.org/conflict/represa-inambari>).
- Ekanayake, J., K. Liyanage, J. Wu, Y. Akihiko, y N. Jenkins. 2012. «The Smart Grid». Pp. 1-14 en *Smart Grid: Technology and Applications*. UK: A Jhon Wiley & Sons, Ltd.
- Energypedia. 2018. «Renewable Energy Support Mechanisms: Feed-In Tariffs and Auctions». Recuperado 19 de abril de 2018 (https://energypedia.info/wiki/Renewable_Energy_Support_Mechanisms:_Feed-

- In_Tariffs_and_Auctions#cite_ref-Passey.2C_R..2C_Watt.2C_M..26_Woldring.2C_O..2C_2014.._Review_of_International_Renewable_Energy_Support_Mechanisms.2C_Turner:_IT_Power._4-3).
- EPA. 2015. «Environmental Protection Agency. Sources of Greenhouse Gas Emissions». Recuperado 12 de agosto de 2017 (<https://www.epa.gov/ghgemissions/sources-greenhouse-gas-emissions>).
- ER. 2017. «Energías Renovables. Balance neto en América Latina: la historia imparable». Recuperado 24 de abril de 2018 (<https://www.energias-renovables.com/panorama/balance-neto-en-america-latina-la-historia-20171031>).
- ERRA. 2017. «European Energy Research Alliance». Recuperado 1 de noviembre de 2015 (<http://www.eera-set.eu/>).
- Escribano, G. 2013. «Ecuador's energy policy mix: Development versus conservation and nationalism with Chinese loans». *Energy Policy* 57:152-59. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.01.022>).
- Espinoza, J. L., J. Jara-Alvear., y L. Urdiales Flores. 2018. «Sustainability of Renewable Energy Projects in the Amazonian Region». Pp. 107-39 en Tyler ME. (eds) *Sustainable Energy Mix in Fragile Environments. Social and Ecological Interactions in the Galapagos Islands*. Springer, Cham.
- EU. 2013. «European Union. Programa EURO-SOLAR Síntesis Final Energía renovable para un desarrollo sostenible, Ref. Ares(2014)2463428». Recuperado 10 de noviembre de 2017 (http://eeas.europa.eu/archives/delegations/mexico/documents/news/2014/20140725es_uro-solar_brochure_web_12.01.2014.pdf).
- EU. 2014. «International Cooperation and Building partnerships for change in developing countries. EURO-SOLAR Ecuador: Informe País». Recuperado 18 de marzo de 2018 (https://ec.europa.eu/europeaid/sites/devco/files/anexo-iii-informe-ecuador_es.pdf).
- Eurostat. 2014. «Gross-electricity-production-by-fuel-GWh-EU28-2014-TABLE». Recuperado 31 de agosto de 2016 (<http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Gross-electricity-production-by-fuel-GWh-EU28-2014-TABLE.png>).
- Eurostat. 2015. «Energy production and imports». Recuperado 28 de agosto de 2016 (http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_production_and_imports).
- Fraunhofer ISE. 2015. «Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems». *Agora Energiewende* (February):82. Recuperado 29 de mayo de 2018 (https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kosten-Photovoltaik-2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf).
- FRB. 2015. «Federative Republic of Brazil. Intended Nationally Determined Contribution: Towards achieving the objective of the United Nations Framework Convention on Climate Change». 9:6. Recuperado 29 de mayo de 2016 (http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published_Documents/Brazil/1/BRAZIL_INDC_english_FINAL.pdf).
- FRDL. s. f. «Federal Research Division of the Library of Congress. India - Energy».

- Recuperado 2 de septiembre de 2016 (<http://countrystudies.us/india/98.htm>).
- Galbete Goyena, S. 2013. «Tesis Doctoral. Viabilidad Técnico-Económica para un suministro eléctrico 100 % renovable en España». Universidad Pública de Navarra.
- Gaventa, J., M. Dufour, y D. Jones. 2015. «Europe's gas demand is falling. Doesn't anybody notice?» *Energypost*. Recuperado 18 de junio de 2016 (<http://www.energypost.eu/europes-gas-demand-falling-doesnt-anybody-notice/>).
- GD. 2017. «Global Data. Colombia Renewable Energy Policy Handbook 2017». Recuperado 24 de abril de 2018 (<http://www.arena-international.com/Uploads/2017/11/27/m/1/j/Free-Colombia-Renewable-Energy-Policy-Handbook-2017.pdf>).
- GEA. 2015. *Annual U.S. & Global Geothermal Power Production Report*.
- GNC. 2016. «Gobierno Nacional de Colombia. Se mantiene el llamado al ahorro del agua». Recuperado 1 de abril de 2018 (<http://portal.gestiondelriesgo.gov.co/Paginas/Noticias/2016/Gobierno-nacional-mantiene-llamado-al-ahorro-del-agua.aspx>).
- GNP. 2018. «Gobierno Nacional de Paraguay. Plan Nacional de Desarrollo Paraguay 2030». Recuperado 2 de febrero de 2018 (<http://www.stp.gov.py/pnd/wp-content/uploads/2014/12/pnd2030.pdf>).
- Godoy Simoes, M. et al. 2012. «A comparison of smart grid technologies and progresses in Europe and the U.S.» *IEEE Transactions on Industry Applications* 48(4):1154-62.
- GoI. 2010. *Government Of India. National Action Plan on Climate Change*. Recuperado 29 de marzo de 2018 (<http://www.mma.gob.cl/1304/w3-article-49744.html>).
- GoI. 2013. «Government of India. Central Statistics - Energy Statistics». (20):14-73.
- GPM. 2018. «Gobierno provincial de Manabí. Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial 2015-2024». Recuperado 22 de abril de 2018 (<http://www.manabi.gob.ec/>).
- Grágeda, M., M. Escudero, W. Alavia, S. Ushak, y V. Fthenakis. 2016. «Review and multi-criteria assessment of solar energy projects in Chile». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59:583-96. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.149>).
- Guri Bang. 2010. «Energy security and climate change concerns: Triggers for energy policy change in the United States». *Energy Policy* 38(4):1645-53. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.01.045>).
- GWEC. 2016. «Global Wind Energy Council. Global Wind Report 2016». Recuperado 25 de noviembre de 2017 (<http://gwec.net/global-figures/graphs/>).
- Hernández-Moro, J., y J. M. Martínez-Duart. 2013. «Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20:119-32. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082>).
- HI. 2018. «Proyecto Hidroeléctrico Ituango». Recuperado 11 de abril de 2018 (www.hidroituango.com.co/proyectos/proyecto-hidroelectrico-ituango/38).
- Hirth, L., y J. C. Steckel. 2016. «The role of capital costs in decarbonizing the electricity sector». *Environmental Research Letters* 11(11). Recuperado 15 de agosto de 2018 (<http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/11/11/114010/pdf>).

- La Hora. 2018. «Índice ‘Riesgo País’ de Ecuador es el segundo más alto de Latinoamérica». Recuperado 18 de junio de 2018 (<https://lahora.com.ec/noticia/1102132508/indice-riesgo-pais-de-ecuador-es-el-segundo-mas-alto-de-latinoamerica>).
- HUAWEI. 2015. «ICT Boosts the Energy Internet Era». Recuperado 1 de junio de 2017 (http://e.huawei.com/en/publications/global/ict_insights/201510161734/SpecialReport/201510191043).
- IEA. 2010. «International Energy Agency. Renewable Energy Generation Program (GENREN)». Recuperado 8 de febrero de 2018 (<http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/argentina/name-24759-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGF0dXM9T2s,&return=PG5hdiBpZD0iYnJlYWVjcnVtYiI-PGEgaHJlZj0iLyI-SG9tZTWvYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSlvcG9saWNpZXNhbmRtZWZdXJlcy8iPIBvbGljaWVzIGFuZCBNZWFzdXJlcwvYT4gJnJhc>).
- IEA. 2015. *International Energy Agency India Energy Outlook 2015*. Recuperado 2 de abril de 2018 (http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebite/2015/IndiaEnergyOutlook_WE02015.pdf).
- IEA. 2017a. «International Energy Agency. Key World Energy Statistics». 1-97. Recuperado 13 de noviembre de 2017 (<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>).
- IEA. 2017b. «International Energy Agency. Peru Renewable Energy Auctions». Recuperado 8 de febrero de 2018 (<http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/peru/name-161779-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGF0dXM9T2s,&return=PG5hdiBpZD0iYnJlYWVjcnVtYiI-PGEgaHJlZj0iLyI-SG9tZTWvYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSlvcG9saWNpZXNhbmRtZWZdXJlcy8iPIBvbGljaWVzIGFuZCBNZWFzdXJlcwvYT4gJnJhcXVvO>).
- IEA. 2017c. «International Renewable Energy. Renewable energy auctions: A Guide to design». (14):1-17.
- IEEE E&T. 2015. «IEEE Engineering and Technology History Wiki, Pearl Street Station». Recuperado 25 de noviembre de 2015 (http://ethw.org/Pearl_Street_Station).
- INEC. 2010. «Instituto Nacional de Estadística y Censos». Recuperado 26 de octubre de 2017 (<http://www.ecuadorencifras.gob.ec/censo-de-poblacion-y-vivienda/>).
- INER. 2014. «Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables. Biomasa». Recuperado 8 de septiembre de 2017 (http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/12/BIOMASA_DOSSIER.pdf).
- INER. 2015. «Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables. Plan de líneas de investigación para el desarrollo de la geotermia». Recuperado 8 de septiembre de 2017 (http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/07/plan_lineas_investigacion_desarrollo_geotermia.pdf).
- INER. 2017. «ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR». Recuperado 8 de septiembre de 2017 (<http://www.iner.gob.ec/8-metodos-para-el-control-de-calidad-y-complementacion-de-datos-en-parametros-meteorologicos-relacionados-con-la-utilizacion-de-energias-renovables/>).

- INVESTOPEDIA. 2018. «Inflation». Recuperado 11 de junio de 2018 (<https://www.investopedia.com/walkthrough/forex/intermediate/level5/inflation.aspx>).
- IRENA. 2015. «Policy Brief Renewable Energy in Latin America 2015 : An Overview of Policies». (June):1-78. Recuperado 1 de febrero de 2018 (https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Latin_America_Policies/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015.pdf).
- IRENA. 2016a. *International Renewable Energy Agency. Analisis del Mercado de energias Renovables: America Latina*. Abu Dabi, Emiratos Árabes Unidos. Recuperado 17 de agosto de 2018 (http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_summary_ES_2016.pdf).
- IRENA. 2016b. «International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Market Analisis: Latin America». Recuperado 16 de noviembre de 2017 (http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_2016.ashx).
- IRENA. 2017. «International Renewable Energy Agency. Statistics Time Series. Trends in Renewable Energy (Installed capacity)». Recuperado 27 de noviembre de 2017 (<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=16>).
- ISE, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. 2017. «Fraunhofer Institute for solar Energy System. Photovoltaics Report - 2017». (July):44. Recuperado 5 de diciembre de 2017 (<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>).
- ITA. 2015. «International trade administration. United States of America. 2015 Top Markets Report Smart Grid». (July):38. Recuperado 20 de febrero de 2016 (<http://www.utilitypost.com/wp-content/uploads/2015/05/Smart-Grid-Top-Markets-Report.pdf>).
- IWGIA. 2008. *The International Work Group for Indigenous Affairs. The Indigenous world 2008*. editado por Kathrin Wssendorf. Copenhagen.
- Jacobs, D. et al. 2013. «Analysis of renewable energy incentives in the Latin America and Caribbean region: The feed-in tariff case». *Energy Policy* 60:601-10. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.024>).
- Jakob, M. 2017. «Energy for Sustainable Development Ecuador's climate targets : A credible entry point to a low-carbon economy ?» *Energy for Sustainable Development* 39:91-100. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2017.04.005>).
- Jaramillo, M. 1991. *Ecuador siglo XXI: estrategia de desarrollo del sector eléctrico*. 2d ed. Quito: GTZ. Recuperado 1 de septiembre de 2016 (http://repositorio.iaen.edu.ec/bitstream/24000/618/1/ECUADOR_SIGLO_XXI ESTRATEGIA DE DESARROLLO eL SECTOR ELECTRICO EN LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO.pdf).
- Johnson, S., y K. Berndt. 2016. «Hydroelectric plants account for more than 70% of Brazil's electric generation». *U.S. Energy Information Administration (EIA)*. Recuperado 1 de septiembre de 2016 (<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=27472>).

- JP Morgan. 2018. «ECUADOR - Riesgo País». Recuperado 18 de junio de 2018 (<http://www.ambito.com/economia/mercados/riesgo-pais/info/?id=5&desde=18/05/2010&hasta=18/06/2018&pag=8>).
- JREC. 2005. «The Johannesburg Renewable Energy Coalition. Members, Objectives and Approach». Recuperado 6 de noviembre de 2017 (http://ec.europa.eu/environment/archives/jrec/pdf/jrec_info_notemembers_objectives2_6.pdf).
- Knight, M., y N. Brownell. 2010. «How Does Smart Grid Impact the Natural Monopoly Paradigm of Electricity Supply? Part I Knight-Brownell». *Grid-Interop Forum 2010* 1-22. Recuperado 6 de noviembre de 2018 (http://www.gridwiseac.org/pdfs/forum_papers10/knightp_gi10.pdf).
- Koumparou, I., G. C. Christoforidis, V. Efthymiou, G. K. Papagiannis, y G. E. Georghiou. 2017. «Configuring residential PV net-metering policies – A focus on the Mediterranean region». *Renewable Energy* 113:795-812. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.051>).
- Krasko, V. A., y E. Doris. 2013. «State distributed PV policies: Can low cost (to government) policies have a market impact?». *Energy Policy* 59:172-81. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.015>).
- Kumagai, J. 2015. «The long-delayed Tres Amigas superstation would help move up to 20 gigawatts of electricity around the continent». Recuperado 1 de septiembre de 2016 (<http://spectrum.ieee.org/energy/the-smarter-grid/will-the-us-finally-get-a-unified-power-grid>).
- Lagendijk, V. 2009. *Electrifying Europe: the power of Europe in the construction of electricity networks*. Recuperado 17 de octubre de 2016 (<http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=Il3TmNUqs1kC&oi=fnd&pg=PA1&dq=Electrifying+Europe.+The+power+of+Europe+in+the+construction+of+electricity+networks&ots=8df8ITLMnE&sig=cuKLFQ2g-oxHAIAqIgfYmrDQCMg>).
- Lasco Crago, C., y I. Chernyakhovskiy. 2017. «Are policy incentives for solar power effective? Evidence from residential installations in the Northeast». *Journal of Environmental Economics and Management* 81:132-51. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.jeem.2016.09.008>).
- Lee, C. E., y N. Colleen McCain. 2015. «U.S., Brazil Pledge to Combat Climate Change». *The Wall Street Journal*. Recuperado 1 de octubre de 2016 (<http://www.wsj.com/articles/u-s-brazil-pledge-to-combat-climate-change-1435704333>).
- Lee, M., T. Hong, y C. Koo. 2016. «An economic impact analysis of state solar incentives for improving financial performance of residential solar photovoltaic systems in the United States». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58:590-607. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.297>).
- Lloret, A., y J. Labus. 2014. «Geothermal Development in Ecuador : History , Current Status and Future». Pp. 1-11 en *Short Course VI on Utilization of Low- and Medium-Enthalpy Geothermal Resources and Financial Aspects of Utilization*. Santa Tecla, El Salvador.
- López-Rey, A. 2016. «Tesis Doctoral. Influencia del Marco regulatorio en la implantación de la generación distribuida». Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED).

- Lu, D., y K. Soffen. 2017. «The Washington Post. Only two countries aren't part of the Paris climate agreement. The U.S. will be the third.» *The Washington Post*. Recuperado 20 de agosto de 2017 (https://www.washingtonpost.com/graphics/world/paris-climate-agreement-withdrawal/?utm_term=.9aace0aa242f).
- Madan, S., S. Manimuthu, y S. Thiruvengadam. 2007. «History of electric power in India (1890 - 1990)». Pp. 152-65 en *2007 IEEE Conference on the History of Electric Power, HEP 2007*.
- MAE. 2012. «Ministerio del Ambiente. Estrategia Nacional de Cambio Climático del Ecuador ENCC 2012- 2025». 1-29.
- MAE. 2017. «Ministerio del Ambiente. Acciones lideradas por el MAE para contrarrestar el cambio climático en Ecuador». Recuperado 13 de junio de 2017 (<http://www.ambiente.gob.ec/ecuador-demuestra-acciones-concretas-contra-el-cambio-climatico-lorena-tapia-ministra-del-ambiente/>).
- Magalhaes, G., y L. Tomiyoshi. 2011. «Electricity in Brazil — Part 2». *IEEE Industry Applications Magazine*.
- Magalhães, G., y L. Tomiyoshi. 2011. «Electricity in Brazil-Part 1 [History]». *IEEE Industry Applications Magazine* 17(2):8-12.
- Martini, L. 2015. «Trends of smart grids development as fostered by European research coordination: The contribution by the EERA JP on smart grids and the ELECTRA IRP». *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)* 2015-Sept:23-30.
- Mastropietro, P., C. Batlle, L. A. Barroso, y P. Rodilla. 2014. «Electricity auctions in South America: Towards convergence of system adequacy and RES-E support». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40:375-85. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.074>).
- Maurer, L., y L. .. Barroso. 2011. «Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices». *Journal of Economics* 10(3):1-180. Recuperado 22 de enero de 2018 (<http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/8a92fa004aabaa73977bd79e0dc67fc6/Electricity+and+Demand+Side+Auctions.pdf?MOD=AJPERES>).
- MCPEC. 2014. «Ministerio Coordinador de Producción, Empleo y Competitividad. ECOPAÍS: UNA MUESTRA DEL CAMBIO DE LA MATRIZ PRODUCTIVA». Recuperado 8 de septiembre de 2017 (<http://www.produccion.gob.ec/ecopais-una-muestra-del-cambio-de-la-matriz-productiva/>).
- MEER. 2013a. *Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Plan Maestro de Electrificación 2012-2021*.
- MEER. 2013b. «Ministerio de Electricidad y Energías Renovable. Atlas Eólico del Ecuador, con fines de generación eléctrica». 53. Recuperado 10 de octubre de 2016 (<http://www.energia.gob.ec/biblioteca/>).
- MEER. 2013c. «Ministerio de Electricidad y Energías Renovables. Programa de Redes Inteligentes en Ecuador (REDIE) - Mapa de ruta 2013». 72.
- MEER. 2014a. «Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Plan Estratégico Institucional 2014-2017». Recuperado 10 de noviembre de 2017 (<http://www.energia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/09/PLAN-ESTRATÉGICO-2.pdf>).

- MEER. 2014b. «Ministerio de Electricidad y energía Renovable. Atlas bioenergético del Ecuador». Recuperado 2 de mayo de 2018 (<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00194.pdf>).
- MEER. 2015a. «Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Producción de Aceite de Piñón para Plan Piloto de Generación Eléctrica en Galápagos». Recuperado 8 de septiembre de 2017 (<http://www.energia.gob.ec/produccion-de-aceite-de-pinon-para-plan-piloto-de-generacion-electrica-en-galapagos/>).
- MEER. 2015b. «Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Proyectos de Energía Renovable Descentralizado y Potencial de su Integración a la Red en Ecuador». Recuperado 8 de septiembre de 2017 (http://ecuador.ahk.de/fileadmin/ahk_ecuador/Uploads-Webseite/Dienstleistungen/Dokumente/Projekte/2015/Luis_Manzano_MEER.pdf).
- MEER. 2017a. «Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Cero Combustibles Fósiles Galápagos». Recuperado 13 de abril de 2017 (<http://www.energia.gob.ec/cero-combustibles-fosiles-en-galapagos-2/>).
- MEER. 2017b. «Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Central Eólica Villonaco». Recuperado 13 de abril de 2017 (<http://www.energia.gob.ec/villonaco/>).
- MEER. 2017c. «Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Cero Combustibles Fósiles Galápagos». Recuperado 8 de septiembre de 2017 (<http://www.energia.gob.ec/cero-combustibles-fosiles-en-galapagos-2/>).
- MEER. 2017d. «Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Plan Mestro de Electricidad 2016-2025». 433. Recuperado 18 de marzo de 2018 (<http://www.energia.gob.ec/biblioteca/>).
- MEER. 2017e. «Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Programas y Servicios». Recuperado 12 de junio de 2017 (<http://www.energia.gob.ec/category/programas-y-servicios/>).
- MEER. 2017f. «Plan de reducción de pérdidas de energía eléctrica – (PLANREP)». Recuperado 23 de julio de 2017 (<http://www.energia.gob.ec/plan-de-reduccion-de-perdidas-de-energia-electrica-planrep-2/>).
- MEM. 2014a. «Ministerio de Energía y Minas. National Rural Electrification Plan of Peru». Recuperado 7 de febrero de 2018 (http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/OficinaComunicaciones/EventosRealizados/ForoApurimac/2/Plan_Nacional_de_Electrificacion_Rural.pdf).
- MEM. 2014b. «Ministerio de Energías y Minas. Plan energético nacional 2014-2025 (Peru)». Recuperado 7 de febrero de 2018 (<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/2ResEje-2014-2025 Vf.pdf>).
- MEM. 2016a. «Ministerio de Energía y Minas Republica de Argentina. Precios adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2». Recuperado 8 de febrero de 2018 (<https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar>).
- MEM. 2016b. «Ministerio de Energía y Minas Republica de Argentina. RenovA - Plan de energías renovables 2016-2025». Recuperado 8 de febrero de 2018 (https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6548/AS_14695676441.pdf).

- MEM. 2018. «Ministerio de Energía y Minas Republica de Argentina. Represas - Aprovechamientos Hidroeléctricos Río Santa Cruz». Recuperado 11 de abril de 2018 (<https://www.minem.gob.ar/www/839/25793/represas-aprovechamientos-hidroelectricos-rio-santa-cruz>).
- MICSE. 2015. «Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos. Balance Energético Nacional (con base 2014)». Recuperado 11 de abril de 2017 (<https://www.regulacioneolica.gob.ec/boletines-estadisticos/>).
- MICSE. 2016a. «Ministerio Coordinador de Sectores Energéticos. Balance Energético Nacional (año base 2015)». Recuperado 11 de noviembre de 2017 (<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00366.pdf>).
- MICSE. 2016b. «Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos. Agenda Nacional de la Energía 2016-2040». 80. Recuperado 10 de noviembre de 2017 (<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00362.pdf>).
- MIT. 2015. «Massachusetts Institute of technology. The Future of Solar Energy - And Interdisciplinary MIT Study». 356. Recuperado 3 de diciembre de 2017 (<http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2015/05/MITEI-The-Future-of-Solar-Energy.pdf>).
- MMA. 2008. «Ministério de Meio Ambiente. Plano Nacional sobre Mudança Do Clima em Brasil». Recuperado 7 de febrero de 2018 (http://www.mma.gov.br/estruturas/smcq_climaticas/_publicacao/141_publicacao07122009030757.pdf).
- MME. 2013. «Ministério de Minas e Energia – Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Ten-Year Energy Expansion Plan - 2021». 80. Recuperado 11 de febrero de 2017 (<http://www.epe.gov.br/pdee/forms/epeestudo.aspx>).
- MME. 2014. «Ministério de Minas e Energia. Electricity in the 2024 Brazilian Energy Plan (PDE 2024)». Recuperado 7 de febrero de 2018 ([http://www.mme.gov.br/documents/10584/3642013/02+-+Electricity+in+the+2024+Brazilian+Energy+Plan+\(PDF\)/96be552a-4a2c-4a32-839a-f51299c911fb;jsessionid=746214DDE00CF35D18615B00C7AA0E01.srv155?version=1.1](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3642013/02+-+Electricity+in+the+2024+Brazilian+Energy+Plan+(PDF)/96be552a-4a2c-4a32-839a-f51299c911fb;jsessionid=746214DDE00CF35D18615B00C7AA0E01.srv155?version=1.1)).
- MME. 2016a. «Ministério de Minas e Energia. Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro». 37. Recuperado 1 de enero de 2016 (<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>).
- MME. 2016b. «Ministerio de Minas e Energia. Brasil sobe cinco posições em ranking mundial de energia eólica». Recuperado 26 de febrero de 2016 (http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/paginainicial/see-destaques/-/asset_publisher/neRB8QmDsbU0/content/brasilsobe-cinco-posicoes-em-ranking-mundial-de-energiaeolica?redirect=http://www.mme.gov.br/web/guest).
- MoP India. 2016a. «Government of India – Ministry of Power. Smart Grid Forum». Recuperado 5 de febrero de 2016 (<http://www.indiasmartgrid.org/about-us.php>).
- MoP India. 2016b. «Ministry of Power – Government of India. About R-APDRP». Recuperado 1 de febrero de 2016 (http://www.apdrp.ap.gov.in/Forms/Know_More.aspx).

- Moreno, R., B. Bezerra, L. A. Barroso, S. Mocarquer, y H. Rudnick. 2009. «Auctioning adequacy in south America through long-term contracts and options: From classic pay-as-bid to multi-item dynamic auctions». *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09* 1-8.
- MPPEE. 2018. «Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. Central Hidroeléctrica Manuel Piar Tocomá». Recuperado 11 de abril de 2018 (<http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/central-hidroeléctrica-manuel-piar-en-tocoma>).
- El Mundo. 2007. «Los países en vías de desarrollo no se comprometerán a reducir emisiones». Recuperado 4 de agosto de 2017 (<http://www.elmundo.es/elmundo/2007/12/08/ciencia/1197122348.html>).
- Munoz, L. A. Hurtad., J. C. C. M. Huijben, B. Verhees, y G. P. J. Verbong. 2014. «The power of grid parity: A discursive approach». *Technological Forecasting and Social Change* 87:179-90. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.techfore.2013.12.012>).
- NASA. 2017. «Earth Observatory». Recuperado 21 de abril de 2018 (<https://earthobservatory.nasa.gov/NaturalHazards/view.php?id=79765>).
- Neira, E. y E. Ramos. 2003. «Apunte de Economía. Diagnostico del sector eléctrico ecuatoriano». Recuperado 9 de octubre de 2016 (<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Apuntes/ae31.pdf>).
- NERC. 2013. *North America Electric Reliability Corporation. State of reliability*. Recuperado 10 de diciembre de 2015 ([http://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance Analysis DL/2](http://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Performance%20Analysis%20DL/2)).
- NIST. 2010. *National Institute of Standards and Technology. NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards. Special Publication 1108*. Recuperado 1 de mayo de 2016 (http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/smartgrid_interoperability_final.pdf).
- NIST. 2014. *National Institute of Standards and Technology. NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standars, Release 3.0. Special publication 1108r3*.
- Noothout, P., D. Jager, L. Tesnière, S. Van Rooijen, N. Karypidis, R. Brückmann, F. Jirouš, B. Breitschopf, D. Angelopoulos, H. Doukas, I. Konstantinavičiūtė, y G. Resch. 2016. *DiaCore-Program of the European Union. The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies*. Recuperado 28 de mayo de 2018 ([http://diacore.eu/images/files2/WP3-Final Report/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf](http://diacore.eu/images/files2/WP3-Final_Report/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf)).
- NRC. 2018. «Natural Resources Canada. RETScreen - Clean Energy Management Software». Recuperado 15 de mayo de 2018 (<http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>).
- NREL. 2018. «National Renewable Energy Laboratory. System Advisor Model (SAM)». Recuperado 20 de mayo de 2018 (<https://sam.nrel.gov/>).
- OCN&WRI. 2018. «Open Climate Network and World Resources Institute. CAIT Climate Data Explorer». Recuperado 2 de febrero de 2018 (<http://cait.wri.org/indc/#/map>).
- OEM. 2016. «Observatorio de Energía y Minas. Alcance del artículo “Cuantificación de los subsidios de derivados del petróleo a los hidrocarburos en el Ecuador”». Recuperado 13

- de julio de 2018 ([http://www.observatorioenergiayminas.com/archivos/articulos/Petróleo al día 4/Petróleo al Día 4 - Art. Becerra.pdf](http://www.observatorioenergiayminas.com/archivos/articulos/Petróleo%20al%20día%204/Petróleo%20al%20Día%204%20-%20Art.%20Becerra.pdf)).
- OLADE. 2016a. «Clean Energy Corridor of Central America (CECCA) en Panamá». Recuperado 18 de enero de 2018 ([http://www.irena.org/eventdocs/RRA_and_CECCA_Panama/Erika García - OLADE.pdf](http://www.irena.org/eventdocs/RRA_and_CECCA_Panama/Erika_García_OLADE.pdf)).
- OLADE. 2016b. «Organización Latinoamericana de Energía. Energy Economic Information System - Energy Statistics». Recuperado 12 de noviembre de 2017 (<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/hm000658.pdf>).
- OLADE. 2017. «Organización Latinoamericana de Energía. Estadísticas Energéticas». Recuperado 19 de enero de 2017 (<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0396.pdf>).
- Oliver, Jos G. J., G. Janssens-Maenhout, M. Muntean, y Jeroen A. H. W. Peters. 2016. *Trends in Global CO2 Emissions 2016 Report*. Recuperado 25 de abril de 2017 (http://edgar.jrc.ec.europa.eu/news_docs/jrc-2016-trends-in-global-co2-emissions-2016-report-103425.pdf).
- Osinergmin. 2017. «Organismo Supervisor de la Inversión en Energías y Minas. Proyectos relevantes de generación y transmisión de energía eléctrica en construcción.» Recuperado 11 de abril de 2018 (http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Proyectos-Relevantes-GTE-Construccion-setiembre-2017.pdf).
- Overbye, T. J., y J. D. Weber. 2001. «Visualizing the electric grid». *IEEE Spectrum* 38(2):52-58.
- Pachano Mena, A. 2014. «La investigación y desarrollo de energías renovables en el Ecuador. Análisis crítico». Recuperado 6 de septiembre de 2017 (<http://www.energia.org.ec/cie/wp-content/uploads/2014/01/Investigacion-energi-as-renovables-Ecuador.pdf>).
- Pacheco Jaramillo, J. L., y D. Chamba Chamba. 2008. «Universidad Técnica Particular de Loja. Una aproximación CTS a la implementación de la primera empresa de servicio eléctrico público en el Ecuador Resumen». Recuperado 10 de septiembre de 2017 (<https://www.utpl.edu.ec/jorgeluisjaramillo/wp-content/uploads/2008/09/jorgeluis-loja-pionera-de-la-generacion-electrica-junio-2008.pdf>).
- El País. 2017. «Acuerdo de París: claves del pacto sobre cambio climático». Recuperado 30 de julio de 2017 (https://elpais.com/internacional/2016/11/02/actualidad/1478101060_412467.html).
- Paz, J., y M. Cepeda. 2002. «Hágase la luz: la electricidad en el Ecuador. Facultad de Economía, Pontificia Universidad Católica del Ecuador (PUCE).» Recuperado 6 de septiembre de 2017 (<http://the.pazymino.com/benero.html>).
- Pearson, I. L. G. 2011. «Smart grid cyber security for Europe». *Energy Policy* 39(9):5211-18. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.05.043>).
- Peláez-Samaniego, M. R., M. Garcia-Perez, L. A. B. Cortez, J. Oscullo, y G. Olmedo. 2007. «Energy sector in Ecuador: Current status». *Energy Policy* 35(8):4177-89.
- PennState. 2018. «The Pennsylvania State University. Department of energy and mineral engineering. Project Decision Metrics: Levelized Cost of Energy (LCOE)». Recuperado

26 de mayo de 2018 (<https://www.e-education.psu.edu/eme801/node/560>).

- Phuangpornpitak, N., y S. Tia. 2013. «Opportunities and challenges of integrating renewable energy in smart grid system». *Energy Procedia* 34:282-90.
- Planning Commission. 2016. «Twelfth Five Year Plan». Recuperado 29 de enero de 2016 (<http://planningcommission.nic.in/plans/planrel/>).
- Ponce-Jara, M. A. 2015. «Trabajo Final de Master. Ciudades Inteligentes y Sistemas de Movilidad Sostenibles».
- Ponce-Jara, M. A., E. Ruiz, et al. 2017. «Smart Grid: assessment of the past and present in developed and developing countries». *Energy Strategy Reviews*.
- Ponce-Jara, M. A., M. Castro, M. R. Pelaez-Samaniego, J. L. Espinoza-Abad, y E. Ruiz. 2018. «Electricity sector in Ecuador: An overview of the 2007–2017 decade». *Energy Policy* 113(November 2017):513-22. Recuperado 12 de septiembre de 2018 (<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421517307826>).
- Ponce-Jara, M. A., M. Moreano Alvarado, y A. Acebo Arcentales. 2017. «Las redes eléctricas inteligentes y su importancia para mitigar los alcances de los desastres naturales». Pp. 90-104 en *II congreso internacional de Electromecánica y Electrónica*, editado por CIDE. Latacunga, Ecuador.
- Ponce-Jara, M. A., M. Moreano Alvarado, y J. I. Gutierréz Lino. 2016. «Ciudades compactas y difusas: el crecimiento de Manta y su relación con la movilidad humana». Pp. 129-72 en *Análisis Corporativo, Desarrollo y Finanzas*. México.
- Ponce-Jara, M. A., C. Velásquez, y M. Thi Nguyen. 2017. «Las Redes Eléctricas Inteligentes: el camino hacia el internet de la energía». Pp. 274-85 en *V Congreso Internacional de investigación y Actualización en Energías*, editado por CIDE. Guayaquil.
- POWERGRID. 2016. «Power Grid Corporation of India Limited». Recuperado 5 de febrero de 2016 (http://www.powergridindia.com/_layouts/PowerGrid/User/PressRelease.).
- Quinteiro Pica, C., D. Vieira, y G. Dettogni. 2011. «An Overview of Smart Grids in Brazil - Opportunities, Needs and Pilot Initiatives». *ENERGY 2011: The First International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies Communications and IT Energy-aware Technologies* 93-97.
- Radomes, A. A., y S. Arango. 2015. «Renewable energy technology diffusion: An analysis of photovoltaic-system support schemes in Medellín, Colombia». *Journal of Cleaner Production* 92:152-61. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.12.090>).
- REE. 2018. «Red Eléctrica de España. Cómo funciona el sistema eléctrico español». Recuperado 25 de octubre de 2018 (<https://www.ree.es/en/node/7614>).
- relifweb. 2017. «South America: Drought - 2015-2017». Recuperado 1 de abril de 2018 (<https://relifweb.int/disaster/dr-2016-000002-col>).
- RIB. 2016. «Redes Inteligentes Brasil. Projetos Piloto no Brasil». Recuperado 3 de agosto de 2017 (<http://redesinteligentesbrasil.org.br/projetos-piloto-brasil.html>).
- Rihan, M., M. Ahmad, y M. Salim Beg. 2011. «Developing smart grid in India: Background and progress». Pp. 1-6 en *2011 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies - Middle East, ISGT Middle East 2011*.

- Rosenbaum, A., y G. Wenzhong Gao. 2016. «Understanding grid parity». Pp. 1-5 en *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*. IEEE. Recuperado 18 de marzo de 2018 (<http://ieeexplore.ieee.org/document/7519969/>).
- Ruiz-Romero, S., A. Colmenar-Santos, F. Mur-Pérez, y A. López-Rey. 2014. «Integration of distributed generation in the power distribution network: The need for smart grid control systems, communication and equipment for a smart city - Use cases». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38:223-34. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.082>).
- RV. 2017. «RenovablesVerdes. La presa de las Tres Gargantas, la mayor del mundo». Recuperado 11 de abril de 2018 (<https://www.renovablesverdes.com/la-presa-de-las-tres-gargantas-la-mayor-del-mundo/>).
- Sanchez, J. E. 2015. *El Sector Energético del Ecuador y la Diversificación de la Matriz Energética: El caso de Manta*,. 1ra ed. Durango, Méjico: Universidad Juárez del Estado de Durango.
- Di Santo, K. G., E. Kanashiro, S. G. Di Santo, y M. A. Saidel. 2015. «A review on smart grids and experiences in Brazil». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52:1072-82. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.182>).
- Shah, V., y J. Booream-Phelps. 2015. *Crossing the Chasm. Solar Grid Parity in a Low Oil Price Era*. Recuperado 24 de octubre de 2018 (https://www.db.com/cr/en/docs/solar_report_full_length.pdf).
- Simoës, E. Reuters. 2009. «Lula seeks explanations for huge Brazil blackout». Recuperado 1 de abril de 2018 (<http://in.reuters.com/article/idINIndia-43867020091111>).
- Sing Lai, C., y M. D. McCulloch. 2017. «Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage». *Applied Energy* 190:191-203. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>).
- Sinha, A. et al. 2011. «Smart grid initiative for power distribution utility in India». *IEEE Power and Energy Society General Meeting* 1-8.
- SOLARGIS. 2017a. «Global Horizontal Irradiation (GHI)». Recuperado 25 de noviembre de 2017 (<http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/>).
- SOLARGIS. 2017b. «Global Horizontal Irradiation (GHI)». Recuperado 25 de noviembre de 2017 (<http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/world>).
- SPE. 2017. «Solar Power Europe. Global market outlook for solar power 2017-2021». 60. Recuperado 20 de noviembre de 2017 (<https://static1.squarespace.com/static/597512eb579fb3d3de0207aa/t/5980696c46c3c486918975af/1501587836470/Global+market+outlook+2017.pdf>).
- Steward, D., E. Doris, V. Krasko, y D. Hillman. 2014. *The Effectiveness of State-Level Policies on Solar Market Development in Different State Contexts*. Recuperado 4 de octubre de 2018 (<https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61029.pdf>).
- Suryanarayanan, S., Paulo F. Ribeiro, y G. Simões. 2010. «Grid modernization efforts in the USA and Brazil - Some common lessons based on the smart grid initiative». *IEEE PES General Meeting, PES 2010*.
- TE. 2018. «Trading Economics. Credit Rating». Recuperado 17 de abril de 2018

(<https://tradingeconomics.com/country-list/rating>).

El Telegrafo. 2015. «Las pérdidas eléctricas en Ecuador decrecieron a 12,3%». Recuperado 8 de septiembre de 2017 (<http://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/economia/8/las-perdidas-electricas-en-ecuador-decrecieron-a-123>).

El Telégrafo. 2017. «Ecuador presentó informe sobre el cambio climático». Recuperado 9 de septiembre de 2017 (<http://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/sociedad/4/ecuador-presentara-informe-sobre-cambio-climatico-ante-las-naciones-unidas>).

Theguardian. 2015. «France decrees new rooftops must be covered in plants or solar panels». Recuperado 2 de julio de 2017 (<https://www.theguardian.com/world/2015/mar/20/france-decrees-new-rooftops-must-be-covered-in-plants-or-solar-panels>).

TWB. 2014. «The World Bank. Fossil fuel energy consumption (% of total)». Recuperado 3 de septiembre de 2016 (http://data.worldbank.org/indicador/EG.USE.COMM.FO.ZS?end=2013&locations=EU-US-BR-IN&name_desc=false&start=1960&view=chart).

TWB. 2015. «The World Bank. Brazil GDP annual growth». Recuperado 18 de febrero de 2016 (<http://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>).

TWB. 2016. «The World Bank. Access to electricity (% of population)». Recuperado 1 de septiembre de 2016 (<http://data.worldbank.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=IN-BR-EU-US&view=chart>).

TWB. 2017a. «The World Bank. CO2 emissions (kt)». Recuperado 12 de noviembre de 2017 (<https://data.worldbank.org/indicador/EN.ATM.CO2E.KT?locations=BR-CO-EC-CL-PE-UY-PY-AR-SR-BO-VE-GY&view=chart>).

TWB. 2017b. «The World Bank. Electricity production from hydroelectric sources (% of total)». Recuperado 12 de noviembre de 2017 (<https://data.worldbank.org/indicador/EG.ELC.HYRO.ZS?locations=BR-CO-EC-CL-PE-UY-PY-AR-SR-BO-VE-GY&view=chart>).

TWB. 2017c. «The World Bank. Electricity production from natural gas sources (% of total)». Recuperado 13 de noviembre de 2017 (https://data.worldbank.org/indicador/EG.ELC.NGAS.ZS?amp%3Blocations=EU-US-BR-IN&%3Bname_desc=false&%3Bstart=1960&%3Bview=chart&end=2014&locations=ZJ&start=1971&view=chart).

TWB. 2017d. «The World Bank. Electricity production from renewable sources, excluding hydroelectric (% of total)». Recuperado 12 de noviembre de 2017 (<https://data.worldbank.org/indicador/EG.ELC.RNWX.ZS?locations=BR-CO-EC-CL-PE-UY-PY-AR-SR-BO-VE&view=chart>).

TWB. 2017e. «The World Bank. Total greenhouse gas emissions (kt of CO2 equivalent)». Recuperado 4 de agosto de 2017 (<http://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.GHGT.KT.CE?end=2012&start=1970>).

TWC. 2017. «The Weather Channel. South Miami Just Made a Huge Rooftop Solar Decision». Recuperado 2 de julio de 2018 (<https://weather.com/science/environment/news/miami>).

- solar-rooftop-requirement-climate-central).
- U.S. Department of Energy. 2015. «Office of Electricity Delivery and Energy Reliability (OE)». Recuperado 19 de diciembre de 2015 (<https://www.smartgrid.gov>).
- U.S. EP. 2015. *United States Environmental Protection Agency. OVERVIEW OF THE CLEAN POWER PLAN*. Recuperado 9 de diciembre de 2016 (<https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-08/documents/fs-cpp-overview.pdf>).
- U.S. Global Investors. 2014. «4 Areas Revved Up for a Resources Boom». Recuperado 2 de septiembre de 2016 (<http://www.usfunds.com/investor-library/frank-talk/4-areas-revved-up-for-a-resources-boom/#.V9G33PnhDcc>).
- U.S. ITC. 2000. *International Trade Commission. Electric Power Services: Recent Reforms in Selected Foreign Markets*. Washington. Recuperado 9 de diciembre de 2015 (<https://www.usitc.gov/publications/332/pub3370.pdf>).
- UEMI. 2015. «Union Environment Ministry India. India's Intended Nationally Determined Contribution». *Unfccc/Indc* (October):1-38. Recuperado 9 de noviembre de 2016 (<http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published Documents/India/1/INDIA INDC TO UNFCCC.pdf>).
- UN&ESC. 2013. «United Nations and Economic and Social Council. Key drivers for renewable energy within future energy system». (May 2012):1-6. Recuperado 3 de febrero de 2018 (https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/gere/GERE_October_2016/5._E_CE_ENERGY_GE7_2016_5_Dena_Final.pdf).
- UN. 2017. «United Nations. Status of Ratification of the Kyoto Protocol». Recuperado 19 de diciembre de 2018 (http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php).
- UNED. 2016. «Universidad Nacional de Educación a Distancia. Energía y Desarrollo Sostenible». Recuperado 1 de agosto de 2017 (<http://www2.uned.es/biblioteca/energiarenovable3/sostenibilidad.htm>).
- UNEP. 2017a. «Programa de las Naciones Unidas. Resumen de las evaluaciones regionales del sexto informe sobre las perspectivas del medio ambiente mundial: Resultados principales y mensajes políticos. GEO-6». Recuperado 16 de noviembre de 2017 (https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/7688/-Resumen_de_las_evaluaciones_regionales_del_sexto_informe_sobre_las_perspectivaas_del_medio_ambiente_mundial_GEO-6_Resultados_principales_y_mensajes_.pdf?sequence=3&isAllowed=y).
- UNEP. 2017b. «United Nations Environment Programme - Bloomberg New Energy Finance. Global Trends in Renewable Energy Investment 2016». 84. Recuperado 20 de noviembre de 2017 (http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsrenewableenergyinvestment2016lowres_0.pdf).
- El Universo. 2002. «Historia de la Empresa». Recuperado 6 de septiembre de 2017 (<http://www.eluniverso.com/2002/05/08/0001/9/1C2EE6B1571E4583B1827B11CBF7E9A1.html>).
- El Universo. 2009. «Ya empezaron los racionamientos de energía en el país». Recuperado 17 de marzo de 2018 (<https://www.eluniverso.com/2009/11/05/1/1447/ya-empezaron->

racionamientos-energia-pais.html).

- Uruguay - MIEM. 2010. «Decree No. 173-010. Promotion of Renewable microgeneration (net-metering)». Recuperado 8 de febrero de 2018 (http://archivo.presidencia.gub.uy/sci/decretos/2010/06/miem_56.pdf).
- Uruguay - MIEM. 2013a. «Decree No. 113/013. Promotion of Renewable microgeneration (net-metering)». Recuperado 8 de febrero de 2018 (http://archivo.presidencia.gub.uy/sci/decretos/2013/04/miem_69.pdf).
- Uruguay - MIEM. 2013b. «Decree No. 2497/13. Promotion of Renewable microgeneration (net-metering)». Recuperado 8 de febrero de 2018 ([http://www.miem.gub.uy/documents/48237/1351158/RES del MIEM 2497 13 Aprob Metodol Eval Comp Invers FV.pdf](http://www.miem.gub.uy/documents/48237/1351158/RES%20del%20MIEM%202497%2013%20Aprob%20Metodol%20Eval%20Comp%20Invers%20FV.pdf)).
- Uruguay - MIEM. 2013c. «Decree No. 420/013. Private generation of photovoltaic energy (Auctions and Feed-in Tariffs)». Recuperado 8 de febrero de 2018 (http://archivo.presidencia.gub.uy/sci/decretos/2013/05/miem_840.pdf).
- Uruguay XXI. 2017. «Oportunidades de inversión en Energías Renovables». Recuperado 8 de febrero de 2018 (<http://www.uruguayxxi.gub.uy/informacion/wp-content/uploads/sites/9/2017/10/Informe-de-Energías-Renovables-Setiembre-de-2017-Uruguay-XXI.pdf>).
- Varas, P., M. Tironi, H. Rudnick, y N. Rodriguez. 2013. «Latin America Goes Electric». *IEEE Power & Energy Magazine* 11(3):66-75.
- Vásquez Calero, F., L. Urdiales Flores, J. L. Espinoza Abad, y M. García Renté. 2015. «Energía Solar en el Ecuador». en *Energías renovables en el Ecuador. Situación actual, tendencias y perspectivas*, editado por J. L. Peláez Samaniego, M.R. y Espinoza Abad. Cuenca: Universidad de Cuenca, Ecuador.
- Vela, María de la Paz. 2013. «Plan Maestro de Electrificación 2010 - 2020. Promesas cargadas de energía y opciones de crecer». *Gestion Economía y Sociedad* 224:9. Recuperado 8 de febrero de 2017 (<http://www.revistagestion.ec/?p=2657>).
- Vermensan, O., y P. Friess. 2013. *Internet of Things: Covering Technologies for Smart Environment and Integrated Ecosystems*. Aalborg: River Publishers.
- Vieira, D., R. A. Shayani, y M. A. De Oliveira. 2016. «Net metering in Brazil: Regulation, opportunities and challenges». *IEEE Latin America Transactions* 14(8):3687-94.
- Voice of America. 2015. «New NASA Data Shows Brazil's Drought Deeper Than Thought». Recuperado 1 de abril de 2018 (<https://www.voanews.com/a/new-nasa-data-shows-brazil-drought-deeper-than-thought/3030433.html>).
- WEC. 2013. *World Energy Resources: 2013 survey*. Recuperado 8 de febrero de 2017 (http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/Complete_WER_2013_Survey.pdf).
- WEF. 2016. «World Economic Forum. Renewable Infrastructure Investment Handbook: A Guide for Institutional Investors». *World Economic Forum Industry Agenda* (December):43. Recuperado 19 de noviembre de 2017 (http://www3.weforum.org/docs/WEF_Renewable_Infrastructure_Investment_Handbook.pdf).

- WEF. 2017a. «World Economic Forum. ¿Qué países forman parte del Acuerdo de París?» Recuperado 30 de julio de 2017 (<https://www.weforum.org/es/agenda/2017/06/que-paises-forman-parte-del-acuerdo-de-paris>).
- WEF. 2017b. «World Economic Forum. The Future of Electricity: New Technologies Transforming the Grid Edge». Recuperado 5 de junio de 2017 (<https://www.weforum.org/reports/the-future-of-electricity-new-technologies-transforming-the-grid-edge>).
- Zaheeruddin, y M. Manas. 2015. «Development of self-sustainable technologies for smart grid in India». Pp. 563-68 en *Proceedings - 2015 IEEE International Conference on Computational Intelligence and Communication Technology, CICT 2015*.
- Zhang, J., y M. Cenk Gursoy. 2012. «The Impact of Renewable Energy Resources on Demand Response Management in a Smart Grid». Pp. 475-79 en *IEEE 13th International Workshop on Signal Processing Advances in Wireless Communications*.
- Zhongcheng, L., y Y. Tong. 2010. «Renewable energy basing on smart grid». *2010 6th International Conference on Wireless Communications, Networking and Mobile Computing, WiCOM 2010* 1-4.
- Zhou, K., C. Fu, y S. Yang. 2016. «Big data driven smart energy management : From big data to big insights». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56:215-25. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.050>).
- Zhou, K., S. Yang, y Z. Shao. 2016. «Energy Internet : The business perspective». *Applied Energy* 178:212-22. (<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.052>).
- Zinaman, O. et al. 2017. *Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics (No. NREL/BR-6A20-68469)*. Recuperado 30 de julio de 2018 (<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68469.pdf>).
- Zuboff, S. 2010. «Creating value in the age of distributed capitalism». *McKinsey Quarterly*. Recuperado 28 de mayo de 2017 (<https://glennas.files.wordpress.com/2010/12/creating-value-in-the-age-of-distributed-capitalism-shoshana-zuboff-september-2010.pdf>).

Currículum

Nombre **Marcos Antonio Ponce Jara**
Dirección URB. MANTA BEACH, CALLE 13, MANTA, ECUADOR
E-mail marcos.ponce@uleam.edu.ec / ponce.jara.marcos@gmail.com

EDUCACIÓN

Fecha Septiembre 2015 al 2019.
Universidad Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED), España.
Programa ***Programa de Doctorado: Tecnologías Industriales. Línea: Energías Renovables y Sostenibilidad. Colegio de Ingenieros Industriales***

Fecha Septiembre 2012 al 2014.
Universidad Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED), España.
Título ***Máster Universitario en Investigación en Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Control Industrial.***

Fecha Septiembre 2008 a Junio 2010.
Universidad Universidad Politécnica de Cataluña, España.
Título ***Ingeniero Superior en Automática y Electrónica Industrial***

Fecha Septiembre 2004 a Junio 2008.
Universidad Universidad Politécnica de Cataluña, España.
Título ***Ingeniero Técnico en Telecomunicaciones. Especialidad en sistemas electrónicos.***

EXPERIENCIA LABORAL

Fecha Febrero 2015 - Presente
Empresa Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí, Ecuador
Cargo **PROFESOR A TIEMPO COMPLETO: AUTOMÁTICA, CONTROL Y ELECTRÓNICA**

Fecha Octubre 2013 – Enero 2015
Empresa Universidad Estatal del Sur Manabí, Ecuador
Cargo **PROFESOR A TIEMPO COMPLETO: ELECTRÓNICA**

Fecha Agosto 2011 – Febrero 2013
Empresa Microsoft European Operation Centre/Arvato. Dublin, Ireland.
Cargo **Transactional Specialist**

Fecha Diciembre 2008 – Febrero 2011
 Empresa Technical Research Centre for Dependency Care and Autonomous Living (CETpD). Universidad Politécnica de Cataluña, España.
 Cargo **ASISTENTE DE INVESTIGACIÓN**

Fecha Marzo 2005 – Septiembre 2016
 Empresa Clima3 S.L. Barcelona, España.
 Cargo **INGENIERO JUNIOR**

PUBLICACIONES

Artículos en Revistas Indexadas

- Ponce-Jara. Marcos, E. Ruiz. R. Gil, E. Sancristóbal, C. Pérez-Molina, M. Castro. 2017. Smart Grid: Assessment of the past and present in developed and developing countries. Energy Strategy Review. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.011>

- Ponce-Jara. Marcos, M. Castro, M.R. Peláez-Samaniego, J.L. Espinoza-Abad, E. Ruiz. 2018. Electricity Sector in Ecuador: An overview of the 2007-2017 decade. Energy Policy. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.036>

-Moreano Alvarado Milton, Ponce-Jara Marcos. Paredes-Fernández Tatiana, Cedeño-Chávez Steven. 2018. Diagnóstico de los niveles de iluminación como estrategia de eficiencia energética: Caso ULEAM. Revista Investigar. ISSN: 2528-777X (Latindex).

Artículos en Congresos

- Ponce-Jara M.A., Moreano Alvarado. M., Acebo Arcentales. A. Las Redes Eléctricas Inteligentes y su Importancia Para mitigar los alcances de los desastres naturales. II Congreso Internacional de Electromecánica y Eléctrica. Universidad Técnica del Cotopaxi, Latacunga, Ecuador, Junio 2017. ISBN: 978-9942-759-09-2

- Ponce-Jara M.A., Velásquez Carlos, Mai Thi Nguyen. Las Redes Eléctricas Inteligentes: el camino hacia el internet de la energía. V Congreso Internacional de investigación y Actualización en Ingenierías. Corporación Universidad Remington. Centro de información de Energías Renovables (CIER), Galápagos, Octubre 2017. ISBN: 978-9942-759-18-4

Capítulos de libro

- Ponce Jara Marcos, Moreano Alvarado Milton, Cano Gordillo Carlo. Vehículos propulsados por hidrógeno. Este artículo forma parte del libro: Energía, gobernanza y sostenibilidad. ISBN: 978-9942-959-29-4. Sello Editorial: Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí y Universidad Juárez del Estado de Durango, México, 2015.

- Ponce Jara, Marcos, Moreano Alvarado Milton, Gutiérrez Iván. Ciudades Compactas y Difusas: El crecimiento de Manta y su relación con la Movilidad Humana. Este artículo forma parte del libro: Análisis Corporativo, Desarrollo y Finanzas. ISBN: 978-607-503-183-5. Editorial Martínez, México, 2016.

- Moreano Alvarado Milton, Ponce Jara Marcos, Cedeño Villaprado Juan. El esquema "vehicle to Grid" y su impacto en las actuales redes eléctricas. Este artículo forma parte del libro: Estudios Estratégicos del Sector Energético. ISBN: 978-607-9749-71-2. Editorial Martínez, México, 2017.

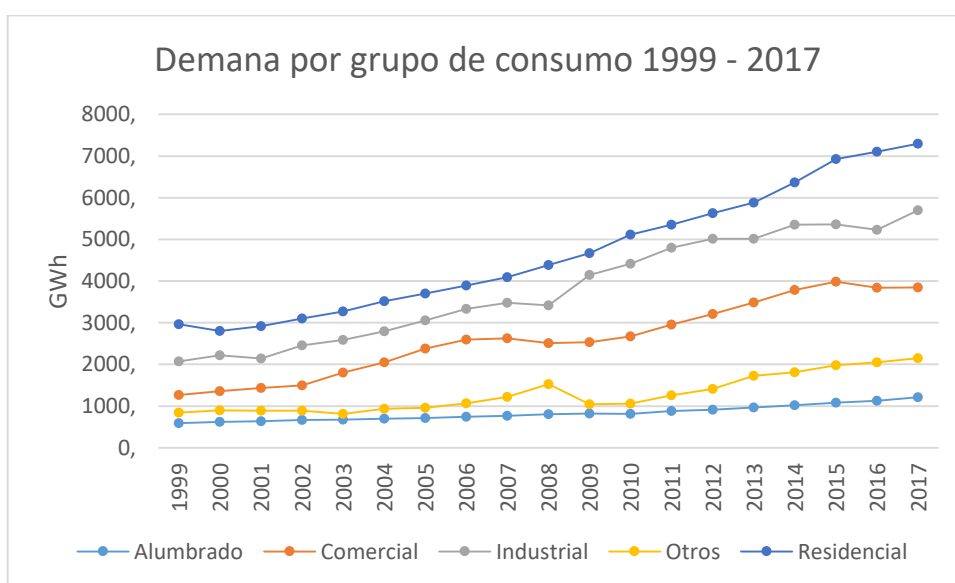
Revistas técnicas no indexadas

- MSc. Ponce Jara, Marcos. Dr. Castro Gil, Manuel. Evolución de las energías renovables y las Smart grid. Energías Renovables, Octubre 2014, Nº135. Depósito Legal M.41.475-2001. ISSN: 1578-6951.

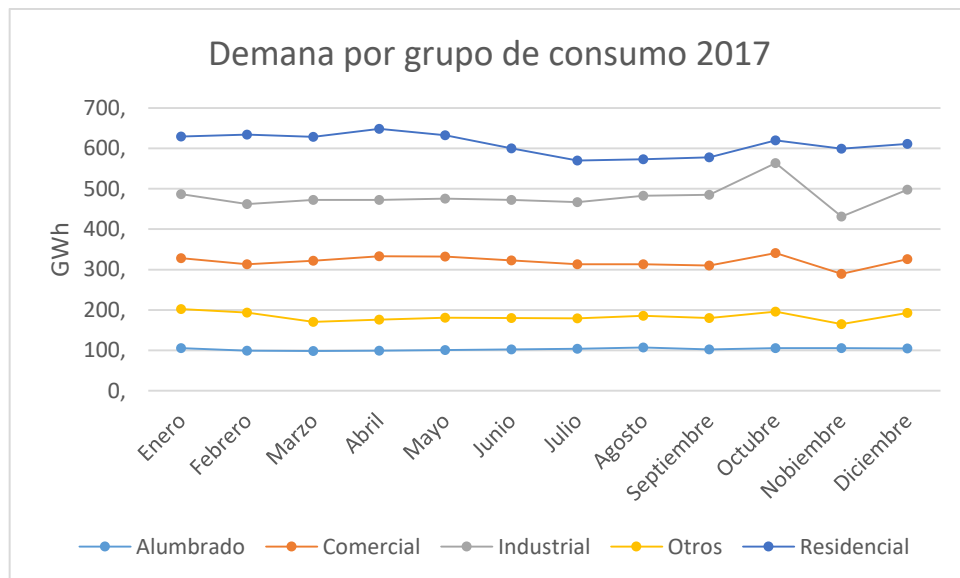
- MSc. Ponce Jara, Marcos. Dr. Castro Gil, Manuel. Ciudades inteligentes y sistemas de movilidad sostenibles. Ciencia, Rias Baixas. Edición anual 2014, Nº14. Depósito legal: VG 232-200

Anexo 1. Demanda en bornes de Generación por sectores de consumo en GWh en Ecuador (1999 – 2017)

Facturación (GWh)					
Grupo Consumo					
	Alumbrado	Comercial	Industrial	Otros	Residencial
1999	593,21	1.263,99	2.072,56	840,63	2.960,3
2000	620,24	1.362,01	2.218,43	900,29	2.803,32
2001	634,09	1.432,41	2.139,39	888,61	2.915,74
2002	663,68	1.496,52	2.460,19	893,74	3.098,3
2003	675,04	1.805,04	2.589,59	812,0	3.269,65
2004	696,54	2.051,34	2.792,61	938,17	3.515,64
2005	715,82	2.377,57	3.052,41	962,7	3.702,24
2006	741,24	2.595,11	3.332,52	1.068,81	3.896,09
2007	765,46	2.625,56	3.478,32	1.216,52	4.095,19
2008	806,4	2.511,11	3.418,36	1.524,2	4.384,86
2009	819,57	2.532,71	4.147,86	1.045,5	4.672,28
2010	812,03	2.672,33	4.416,76	1.061,3	5.114,18
2011	882,97	2.955,82	4.797,85	1.261,22	5.350,95
2012	913,08	3.209,49	5.012,48	1.411,18	5.628,67
2013	963,73	3.486,02	5.013,34	1.728,01	5.881,39
2014	1.023,34	3.786,1	5.353,43	1.810,68	6.364,0
2015	1.081,32	3.981,6	5.360,44	1.979,83	6.927,71
2016	1.127,1	3.839,12	5.231,38	2.049,14	7.104,85
2017	1.213,27	3.843,88	5.699,62	2.149,01	7.298



Facturación (GWh)					
Grupo Consumo					
2017	Alumbrado	Comercial	Industrial	Otros	Residencial
1	105,42	328,43	486,19	201,8	629,27
3	99,01	312,97	461,98	193,83	633,77
3	98,67	321,88	472,21	170,48	628,44
4	99,22	332,65	471,97	175,79	647,94
5	100,89	331,91	475,31	180,96	632,51
6	102,19	322,35	472,19	180,09	599,82
7	104,27	313,22	467,03	179,28	569,48
8	106,97	313,09	482,53	185,44	573,22
9	102,15	310,28	485,24	179,8	577,55
10	105,55	340,74	563,54	196,06	619,85
11	105,32	289,45	431,16	164,87	599,11
12	104,92	325,9	497,42	192,88	610,96



Anexo 2. Pliego tarifario 2018



PERIODO: ENERO - DICIEMBRE *

EMPRESAS ELÉCTRICAS:

CNEL EL ORO-CNEL ESMERALDAS-CNEL GUAYAS LOS RÍOS-CNEL LOS RÍOS-CNEL MANABÍ-CNEL MILAGRO-CNEL SANTA ELENA-CNEL SANTO DOMINGO-CNEL SUCUMBIOS-GALÁPAGOS

CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS JUNIO - NOVIEMBRE **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	
CATEGORÍA RESIDENCIAL				
NIVEL TENSIÓN BAJA Y MEDIA TENSIÓN				
1-50		0,091	1,414	
51-100		0,093		
101-150		0,095		
151-200		0,097		
201-250		0,099		
251-300		0,101		
301-350		0,103		
351-500		0,105		
501-700		0,1285		
701-1000		0,1450		
1001-1500		0,1709		
1501-2500		0,2752		
2501-3500		0,4360		
Superior		0,6812		
RESIDENCIAL TEMPORAL				
		0,1285		
CATEGORÍA GENERAL				
NIVEL TENSIÓN BAJA TENSIÓN SIN DEMANDA				
COMERCIAL				
1-300		0,092	1,414	
Superior		0,103		
E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO				
1-300		0,082		
Superior		0,093		
BOMBEO AGUA				
1-300		0,072		
Superior		0,083		
BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE				
1-300		0,058		
Superior		0,066		
INDUSTRIAL ARTESANAL				
1-300		0,073		
Superior		0,089		
ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO				
1 - 100		0,034		
101-200		0,036		
201-300		0,038		
Superior		0,063		
NIVEL TENSIÓN BAJA TENSIÓN CON DEMANDA				
COMERCIALES				
	4,750	0,090	1,414	
INDUSTRIALES				
	4,750	0,080		
ENTIDADES OFICIALES, ESCENARIOS DEPORTIVOS				
SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES				
	4,750	0,080		
BOMBEO AGUA				
	4,750	0,070		

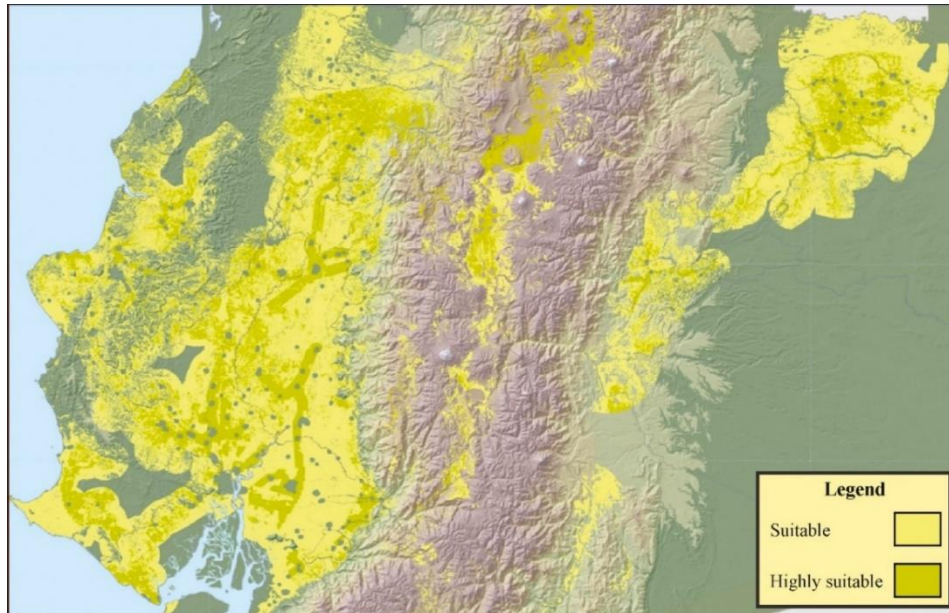
CARGOS TARIFARIOS ÚNICOS DICIEMBRE - MAYO **

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
CATEGORÍA RESIDENCIAL			
NIVEL TENSIÓN BAJA Y MEDIA TENSIÓN			
1-50		0,091	1,414
51-100		0,093	
101-150		0,095	
151-200		0,097	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-500		0,105	
501-700		0,105	
701-1000		0,1450	
1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812	

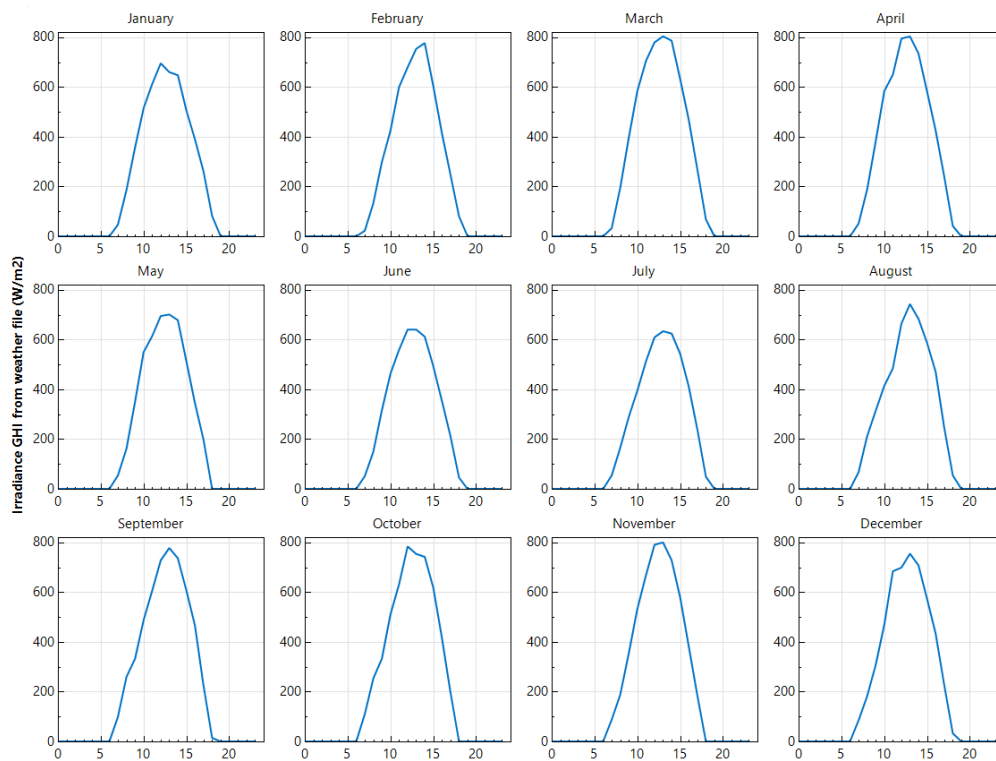
COSTO DEL SERVICIO ELÉCTRICO - 2015
COSTOS UNITARIOS Y PARTICIPACIÓN EN PORCENTAJE DE LA GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Empresa	EMPRESAS	GENERACIÓN		TRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN		TOTAL		
		US\$/kWh	US\$/kWh	US\$/kWh	US\$/kWh	CALIDAD %	CAO&M %		PROPIO %	
Empresa Eléctrica	AMBATO	3,762	0,615	5,163	42,36%	6,44%	18,99%	33,21%	51,20%	100,00%
	AZOGUES	3,762	0,615	5,218	34,01%	6,41%	17,58%	42,01%	59,59%	100,00%
	CENTRO SUR	3,762	0,615	4,144	45,57%	7,21%	9,53%	36,68%	46,21%	100,00%
	COTOPAXI	3,762	0,615	3,921	44,81%	7,41%	13,34%	35,44%	47,78%	100,00%
	NORTE	3,762	0,615	5,310	42,40%	6,35%	9,94%	42,31%	51,25%	100,00%
	QUITO	3,762	0,615	4,232	46,66%	7,14%	19,81%	26,40%	46,20%	100,00%
	RIOBAMBA	3,762	0,615	5,533	40,30%	6,20%	13,80%	39,70%	53,50%	100,00%
	SUR	3,762	0,615	7,087	37,09%	5,36%	14,17%	44,38%	57,55%	100,00%
	GALAPAGOS	3,762	-	13,615	20,70%	0,00%	10,86%	68,44%	79,30%	100,00%
	CNEL - BOLIVAR	3,762	0,615	21,130	13,23%	2,41%	47,66%	36,70%	84,36%	100,00%
	CNEL - GUAYAQUIL	3,762	0,615	2,420	62,24%	9,04%	6,52%	22,19%	28,71%	100,00%
	CNEL - EL ORO	3,762	0,615	4,500	47,66%	6,92%	16,06%	29,36%	45,42%	100,00%
	CNEL - GUAYAS LOS RIOS	3,762	0,615	3,479	56,32%	7,83%	10,82%	25,03%	35,85%	100,00%
	CNEL - ESMERALDAS	3,762	0,615	7,256	38,03%	5,28%	24,47%	33,22%	56,69%	100,00%
	CNEL - LOS RIOS	3,762	0,615	7,746	38,75%	5,07%	21,06%	35,12%	56,18%	100,00%
	CNEL - MANABI	3,762	0,615	4,132	51,33%	7,22%	11,38%	31,06%	41,45%	100,00%
CNEL - MILAGRO	3,762	0,615	5,241	45,90%	6,39%	16,92%	30,78%	47,71%	100,00%	
CNEL - SANTA ELENA	3,762	0,615	5,001	44,35%	6,55%	20,59%	27,51%	48,10%	100,00%	
CNEL - SANTO DOMINGO	3,762	0,615	5,779	42,20%	6,05%	19,17%	32,58%	51,75%	100,00%	
CNEL - SUCUMBIOS	3,762	0,615	8,693	32,90%	4,70%	19,36%	43,03%	62,40%	100,00%	
TOTAL		3,762	0,613	4,201	48,88%	7,15%	14,33%	29,64%	43,97%	100,00%

Anexo 3. Mapa de idoneidad para instalación de tecnología solar fotovoltaica e irradiación global por mes en Manta



Fuente: (Cevallos-Sierra y Ramos-Martin, 2018)



Fuente: (NRC 2018)

Anexo 4. Cotización de precios con empresas Ecuatorianas

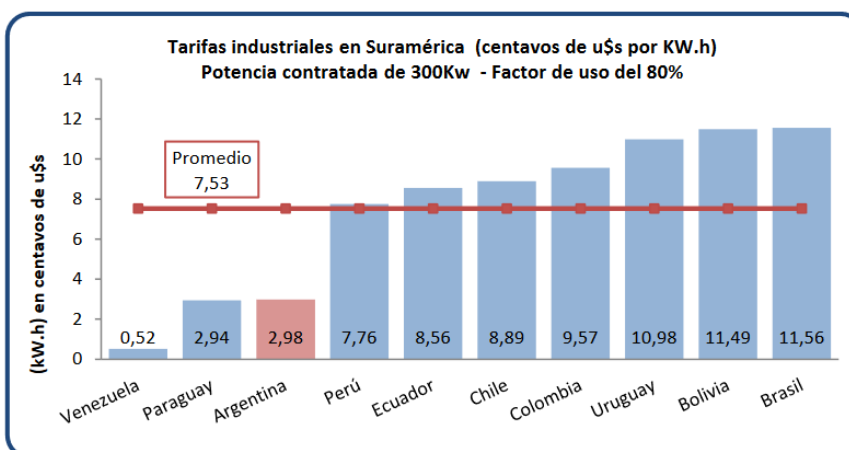
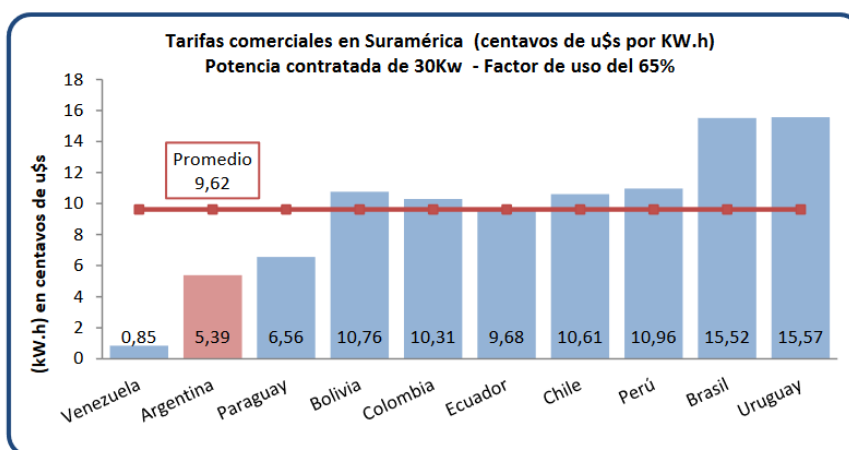
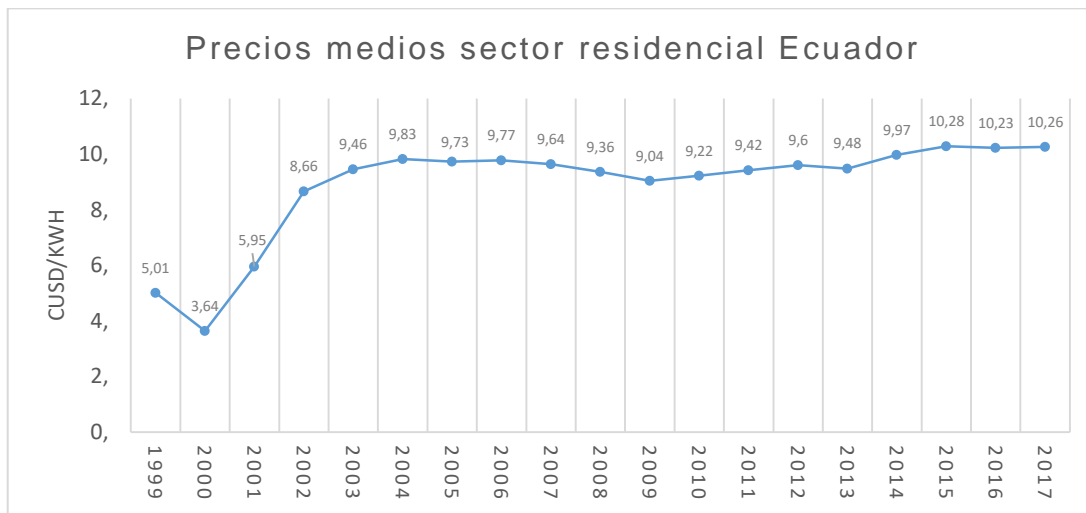
Ecuador cuenta con pocas empresas dedicadas a la comercialización e instalación de sistemas solares residenciales. A través de llamada telefónica y/o email se pidieron precios referenciales sobre los costos incurridos en una instalación solar de hasta 4kW a las siguientes empresas:

	PROVIENTO S.A. Quito, Ecuador	proviento.com.ec
	RENOVAENERGÍA S.A Quito, Ecuador	renova-energia.com
	ENERCITY S.A. Quito, Ecuador	enercitysa.com
	TECHNOVASOL S.A Quito, Ecuador	technovasol.com
	ELECTROCUENCA SA Cuenca, Ecuador	electrocuencarenovables.es
	Ingeniería Verde S.A Loja, Ecuador	ingenieriaverde.org
	AV Renewable Energy S.A. Guayaquil, Ecuador	avrenewableenergy.com

Ejemplo de proforma de la empresa RENOVAENERGÍA S.A. para una instalación de 2,7 kW

OFERTA ECONÓMICA						
Equipos	Código y Modelo	Q	Precio Unitario	Precio Unitario incluido IVA	SUBTOTAL	TOTAL (IVA)
Paneles	MD074 JINKO SOLAR JKM270PP-60, 270Wp 24Vdc nominal, 24 V, 270 W	10	272,48 \$	305,18 \$	2.724,80 \$	3.051,78 \$
Inversores Red	IR007 SMA Sunny Boy 3.0-1SP-US-40, 0, 3000W	1	2.598,75 \$	2.910,60 \$	2.598,75 \$	2.910,60 \$
Otros Bienes	Otros Servicios					
	Estructura soporte sobre techo para 10 paneles de 270Wp, ,	1	320,00 \$	358,40 \$	320,00 \$	358,40 \$
	Kit de material electrico para instalacion y protecciones, ,	1	270,00 \$	302,40 \$	270,00 \$	302,40 \$
	Mano de obra de instalacion aproximadamente 3 dias, ,	1	450,00 \$	504,00 \$	450,00 \$	504,00 \$
SIETE MIL CIENTO VEINTE Y SIETE CON 18/100					Subtotal:	6.363,55 \$
DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE NORTE AMÉRICA					Neto:	7.127,18 \$
INCLUYE IMPUESTO AL VALOR AGREGADO IVA						0,00 \$
					Subtotal IVA 12%	6.363,55 \$
					Subtotal IVA 0%:	0,00 \$
					IVA 12%	763,63 \$
					Total:	7.127,18 \$

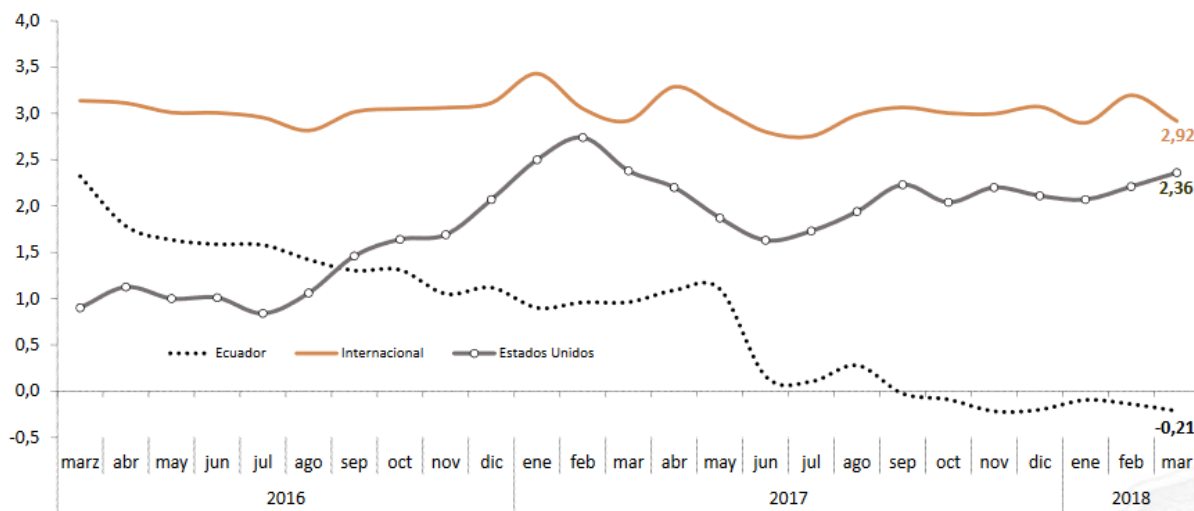
Anexo 5. Precios medios de la energía eléctrica en Sudamérica



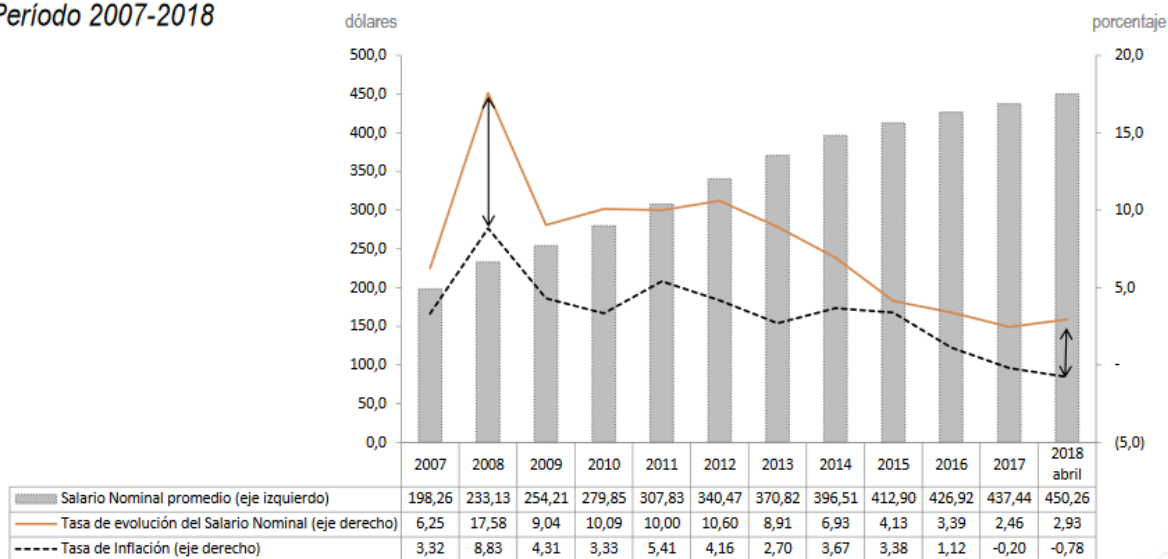
Fuente: (MICSE 2015) (MICSE 2016a) (CENACE 2018)

Anexo 6. Inflación anual en Ecuador

INFLACIÓN ANUAL: INTERNACIONAL, ECUADOR Y ESTADOS UNIDOS (Porcentajes)

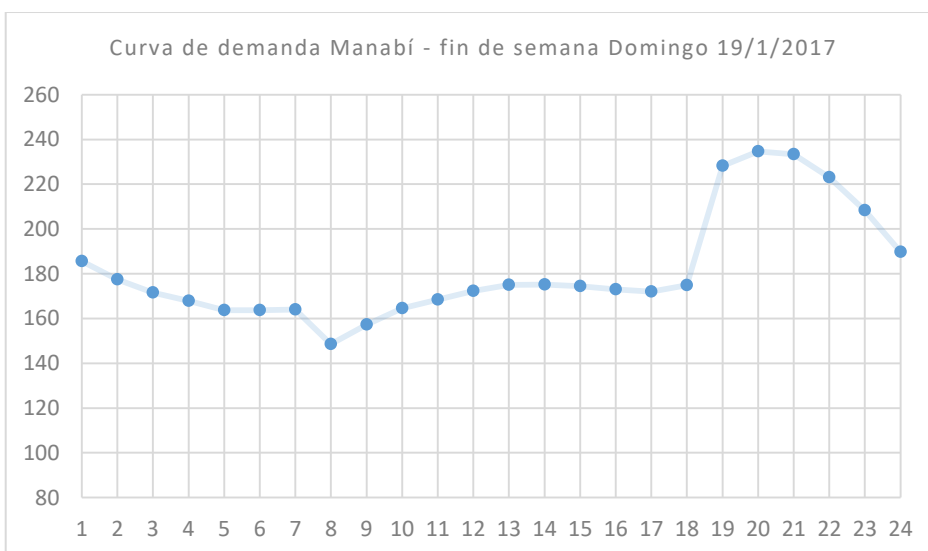
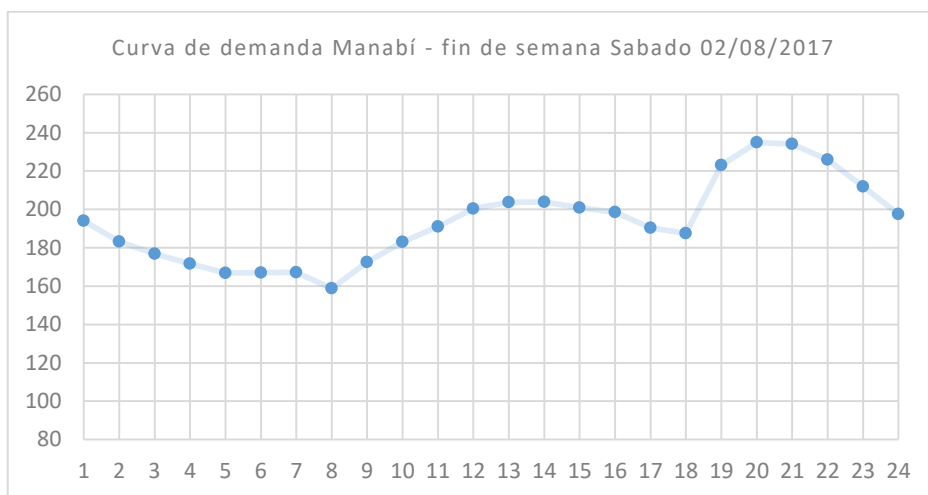
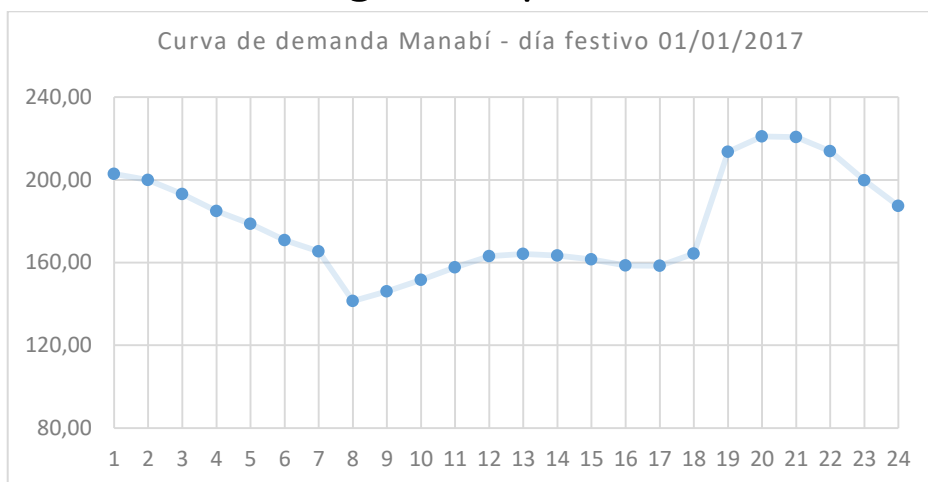


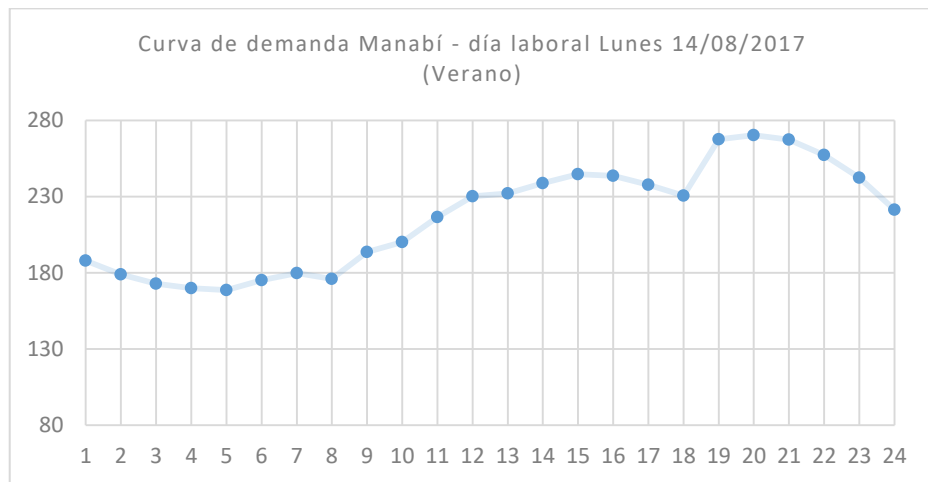
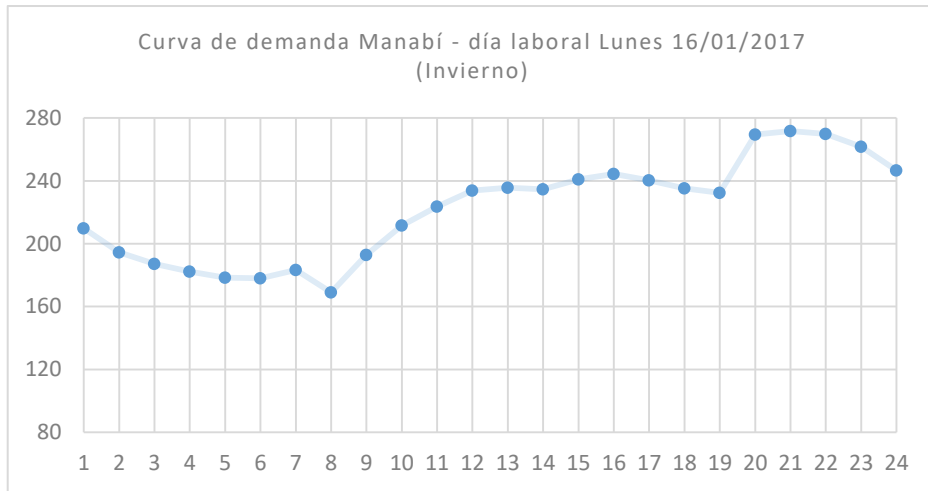
EVOLUCIÓN DEL SALARIO NOMINAL PROMEDIO E INFLACIÓN ANUAL Período 2007-2018



Fuente: (BCE 2018a)

Anexo 7. Curvas de carga de la provincia de Manabí 2017





Fuente: (Elaborados a partir de los datos cedidos por CNEL Manabí EP)