

Plan de Expansión del Sistema de **GENERACIÓN Y TRANSPORTE** 2018-2032





Plan de Expansión
Indicativo del
**SISTEMA DE
GENERACIÓN**
2018-2032

**Plan de Expansión
Indicativo del
SISTEMA DE
GENERACIÓN
2018-2032**

PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Jimmy Morales Cabrera

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

MINISTRO

Luis Alfonso Chang Navarro

VICEMINISTRO DEL ÁREA ENERGÉTICA

Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez

VICEMINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS

Julio Salvador Contreras Amaya

VICEMINISTRO DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Alan Alfredo González de León

UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO

DIRECTOR TÉCNICO

Gabriel Armando Velásquez Velásquez

EQUIPO DE TRABAJO

Jesús Fernando Alvarez Perén
Giancarlo Alexander Guerrero Isem
Cristian Iván Samayoa Chávez
Marvin Yovani López y López

Con el apoyo de:

DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA

Oswaldo Garcia
Franz Ottoniel Choc Ortiz
Jose Pablo Abad

USAID/DESARROLLO CON BAJAS EMISIONES

Luis Miguel Lepe Díaz

CONTENIDO

PRESENTACIÓN	9
RESUMEN EJECUTIVO.....	10
SECCIÓN 1. PERSPECTIVA DEL PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.....	11
1. ENTORNO ECONÓMICO EN GUATEMALA.....	12
1.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO.....	12
1.2. ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR -IPC-.....	13
1.3. TIPO DE CAMBIO	14
1.4. CRECIMIENTO POBLACIONAL	14
2. SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL	16
2.1. MARCO LEGAL Y ESTRUCTURA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	16
2.1.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM)	17
2.1.2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CNEE)	17
2.1.3. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM)	18
2.2. FUNDAMENTO LEGAL.....	18
2.3. POLÍTICA ENERGÉTICA	19
2.3.1. EJES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA	19
2.4. BALANCE ENERGÉTICO HISTÓRICO	20
2.4.1. CONSUMO ENERGÉTICO NACIONAL	20
2.4.2. CONSUMO DE ELECTRICIDAD	21
2.4.3. DERIVADOS DEL PETRÓLEO	21
2.4.4. CONSUMO DE LEÑA	22
2.5. CONSIDERACIONES SOCIOAMBIENTALES	23
2.5.1. PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO (PANCC).....	23
2.5.2. AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS).....	23
2.5.3. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO K'ATUN NUESTRA GUATEMALA 2032	24
2.6. DEMANDA HISTÓRICA DE ELECTRICIDAD	24
2.7. HISTÓRICO DE DEMANDA DE POTENCIA	27
2.8. ÍNDICES DE COBERTURA ELÉCTRICA	28
2.9. COBERTURA ELÉCTRICA	30
2.10. PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	31
2.11. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA	32
2.12. SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE	33
2.13. PLANTAS DE GENERACIÓN EXISTENTES E INVERSIONES EN GENERACIÓN	34
2.14. ENERGÍA HIDRÁULICA	37
2.15. ENERGÍA SOLAR	38
2.16. ENERGÍA EÓLICA	39
2.17. ENERGÍA GEOTÉRMICA	40
2.18. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO -GEI-	41
2.18.1. EMISIONES DE GEIs DERIVADAS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.....	44
SECCIÓN 2. PROSPECTIVA DEL PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	46
3. PREMISAS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	47
3.1. OBJETIVOS.....	47
3.2. PREMISAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	48
3.2.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	48
3.2.1.1. METODOLOGÍA	48
3.2.1.2. GRANDES USUARIOS	48

3.2.1.3. EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES (EEMs)	49
3.2.1.4. DISTRIBUIDORAS	50
3.2.1.5. RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE DEMANDA	51
3.2.1.6. PROYECCIÓN DE LA POTENCIA	51
3.2.2. CONSIDERACIONES DE COMBUSTIBLES	52
3.2.2.1. PRECIOS DE COMBUSTIBLES	52
3.2.2.2. CARBÓN	53
3.2.2.3. DERIVADOS DE PETRÓLEO	54
3.2.2.4. GAS NATURAL	55
3.2.3. ASPECTOS HIDROLÓGICOS	55
3.2.4. COSTO DEL DÉFICIT	56
3.2.5. CONSIDERACIONES AMBIENTALES	56
3.2.6. PLANTAS CANDIDATAS	56
3.2.7. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN	59
3.3. RESULTADOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	61
3.3.1. CRONOGRAMA DE INGRESO DE PLANTAS PROPUESTAS	62
3.3.2. CAPACIDAD A INSTALAR	63
3.3.3. COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ DE CAPACIDAD INSTALADA (MW) POR ESCENARIO	65
3.3.4. DESPACHO DE ENERGÍA	68
3.3.5. MATRICES ENERGÉTICAS RESULTANTES (POR ESCENARIO)	73
3.3.6. EVOLUCIÓN DE LAS MATRICES ENERGÉTICAS POR AÑO (POR ESCENARIO)	75
3.3.7. INDICADORES DE DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA	80
3.3.8. COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA	81
3.3.9. CONSUMO DE COMBUSTIBLES	85
3.3.10. EMISIONES DE CO ₂ e ANUALES.....	90
3.3.11. RESULTADOS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LOS ESCENARIOS PLANTEADOS	90
3.3.12. COSTOS DE INVERSIÓN DE LOS PLANES INDICATIVOS	91
3.3.13. CAPACIDAD A INSTALAR POR ESCENARIOS PROPUESTOS	92
3.3.14. COSTO PROMEDIO Y MARGINAL DE LARGO PLAZO	92
3.3.15. PROMEDIO DEL COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA	93
4. CONCLUSIONES.....	95
5. RECOMENDACIONES.....	96
ANEXOS	97
A – Referencias	97
B – Acrónimos, Múltiplos y Unidades de Medida	98

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Producto Interno Bruto (Base 2001) Período 2000 al 2017	12
Gráfica 2: Índice de precio al consumidor, período 2001 - 2017	13
Gráfica 3: Tipo de cambio del Quetzal contra el Dólar (Período 2000-2016)	14
Gráfica 4: Crecimiento Demográfico Histórico del año 1995 al año 2017	14
Gráfica 5: Pirámide de Población Urbano/Rural de Guatemala para el año 2017	15
Gráfica 6: Consumo energético Nacional 2016 en kBEP	20
Gráfica 7: Consumo energético Nacional, período 2009-2016.	21
Gráfica 8: Histórico del consumo energético de electricidad 2009-2016.	21
Gráfica 9: Histórico del consumo energético de derivados del petróleo 2009 - 2016	22
Gráfica 10: Histórico del consumo energético de leña 2009 - 2017	22
Gráfica 11: Demanda desagregada del SNI en GWh	26
Gráfica 12: Demanda total del SNI del año 2016.	26
Gráfica 13: Curvas Monómicas Históricas del SNI.	27
Gráfica 14: Comparación de las curvas de carga horarias del SNI, año 2013 y año 2016	27
Gráfica 15: Índice de la cobertura eléctrica año 2016, por departamento.	28
Gráfica 16: Índice de cobertura eléctrica por viviendas en el año 2016.	29

Gráfica 17: Índice de cobertura eléctrica por usuarios en el año 2016.	29
Gráfica 18: Evolución de la Tarifa social por distribuidora trasladada al valor presente neto, años 2005 - 2016.	31
Gráfica 19: Evolución de la Tarifa No Social por distribuidora trasladada al valor presente neto, años 2005 al 2016.	31
Gráfica 20: Transacciones internacionales netas de energía eléctrica, Guatemala - Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano.	32
Gráfica 21: Transacciones internacionales netas de energía eléctrica Guatemala - Mercado Eléctrico Regional.	32
Gráfica 22: Costo de importación histórico de los combustibles usados para generación de energía eléctrica.	33
Gráfica 23: Porcentaje de generación según tecnología utilizada.	36
Gráfica 24: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero SNI por tipo de combustible, 2010.	41
Gráfica 25: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero SNI por tipo de combustible, 2011.	41
Gráfica 26: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero SNI por tipo de combustible, 2014.	42
Gráfica 27: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero SNI por tipo de combustible, 2015.	42
Gráfica 28: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero SNI por tipo de combustible, 2016.	43
Gráfica 29: Participación de las emisiones de GEI por combustibles fósiles, 2016.	43
Gráfica 30: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (CO2e) anuales por la generación eléctrica del SNI.	44
Gráfica 31: Pérdidas del sistema de transmisión del SNI y sus emisiones de GEI asociadas.	44
Gráfica 32: Pérdidas de los sistemas de distribución del SNI y sus emisiones de GEI asociadas.	45
Gráfica 33: Grandes Usuarios.	49
Gráfica 34: Empresas Eléctricas Municipales.	49
Gráfica 35: Distribuidoras.	50
Gráfica 36: Proyección de la Demanda de Energía.	51
Gráfica 37: Proyección de la Máxima Demanda de Potencia.	52
Gráfica 38: Proyección de los precios de Carbón Térmico.	53
Gráfica 39: Proyección de los precios de Diésel.	54
Gráfica 40: Proyección de los precios de Fuel Oil Residual (Bunker).	54
Gráfica 41: Proyección de los precios de Gas Natural.	55
Gráfica 42: Potencia de las Plantas Candidatas, en MW.	58
Gráfica 43: Capacidad Instalada del escenario de Política Energética en MW (1).	63
Gráfica 44: Capacidad Instalada del escenario NDC 11% en MW (2).	63
Gráfica 45: Capacidad Instalada del escenario NDC 22% (3).	63
Gráfica 46: Capacidad Instalada del escenario Sin Hidroeléctricas (4).	64
Gráfica 47: Capacidad Instalada del escenario de Todos los Recursos (5).	64
Gráfica 48: Capacidad Instalada del escenario de Plantas Base (6).	64
Gráfica 49: Capacidad Instalada del escenario de Alta Demanda (7).	65
Gráfica 50: Porcentajes de participación de la matriz energética para el escenario Política Energética 2013-2027; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.	65
Gráfica 51: Porcentajes de participación de la matriz energética para el escenario NDC 11%; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.	65
Gráfica 52: Porcentajes de participación de la matriz energética para el escenario NDC 22%; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.	66
Gráfica 53: Porcentajes de participación en la matriz energética para el escenario Sin Hidroeléctricas; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.	66
Gráfica 54: Porcentajes de participación de la matriz energética para el escenario Todos los Recursos en MW; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.	66
Gráfica 55: Porcentajes de participación por tipo de energético para el escenario de Plantas Base; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.	67
Gráfica 56: Porcentajes de participación para el escenario de Alta Demanda; anillo interno, año 2018; anillo externo, año 2032.	67
Gráfica 57: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario.	67
Gráfica 58: Comparación de los Porcentajes de Capacidad Instalada de cada escenario.	68
Gráfica 59: Despacho de Energía del escenario Política Energética 2013-2027.	68
Gráfica 60: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario Política Energética 2013-2027.	68
Gráfica 61: Despacho de Energía del escenario de NDC's -11%.	69
Gráfica 62: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario NDC's -11%.	69
Gráfica 63: Despacho de Energía del escenario de NDC's -22%.	69
Gráfica 64: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario de NDC's -22%.	70

Gráfica 65: Despacho de Energía del escenario Sin Hidroeléctricas.	70
Gráfica 66: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario Sin Hidroeléctricas.	70
Gráfica 67: Despacho de Energía del escenario Todos los Recursos.	71
Gráfica 68: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario Todos los Recursos.	71
Gráfica 69: Despacho de Energía del escenario de Plantas Base.	71
Gráfica 70: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario de Plantas Base.	72
Gráfica 71: Despacho de Energía del escenario de Alto Crecimiento de la Demanda.	72
Gráfica 72: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario de Alto Crecimiento de la Demanda.	73
Gráfica 73: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de Política Energética 2013-2027.	73
Gráfica 74: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de NDC's -11%.	73
Gráfica 75: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de NDC's -22%.	74
Gráfica 76: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario Sin Hidroeléctricas.	74
Gráfica 77: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de Todos los Recursos.	74
Gráfica 78: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de Plantas Base.	75
Gráfica 79: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de Alto Crecimiento de la Demanda.	75
Gráfica 80: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de Política Energética 2013-2027.	75
Gráfica 81: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de Política Energética 2013-2027.	76
Gráfica 82: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de NDC's -11%.	76
Gráfica 83: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de NDC's -11%.	76
Gráfica 84: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de NDC's -22%.	77
Gráfica 85: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de NDC's -22%.	77
Gráfica 86: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario Sin Hidroeléctricas.	77
Gráfica 87: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario Sin Hidroeléctricas.	78
Gráfica 88: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de Todos los Recursos.	78
Gráfica 89: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de Todos los Recursos.	78
Gráfica 90: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de Plantas Base.	79
Gráfica 91: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de Plantas Base.	79
Gráfica 92: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de Alto Crecimiento de la Demanda.	79
Gráfica 93: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de Alto Crecimiento de la Demanda.	80
Gráfica 94: Índice Shannonn Wiener de Diversificación de las Matrices Energéticas de los Escenarios Planteados.	80
Gráfica 95: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración de las Matrices Energéticas de los Escenarios Planteados.	80
Gráfica 96: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario Política Energética (1)	81
Gráfica 97: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario Política Energética (1)	81
Gráfica 98: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario NDC 11% (2)	81
Gráfica 99: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario NDC 11% (2)	82
Gráfica 100: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario NDC 22% (3)	82
Gráfica 101: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario NDC 22% (3)	82
Gráfica 102: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario Sin Hidros (4)	83
Gráfica 103: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario Sin Hidros (4)	83
Gráfica 104: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario de Todos los Recursos (5).....	83
Gráfica 105: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario de Todos los Recursos (5)	84
Gráfica 106: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario de Plantas Base (6)	84
Gráfica 107: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario de Plantas Base (6)	84
Gráfica 108: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario de Alta Demanda (7)	85
Gráfica 109: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario de Alta Demanda (7)	85
Gráfica 110: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del escenario de Política Energética (1)	85
Gráfica 111: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del escenario de Política Energética (1)	86
Gráfica 112: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del escenario NDC-11% (2)	86
Gráfica 113: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del escenario NDC-11% (2)	86
Gráfica 114: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del escenario NDC-22% (3)	87
Gráfica 115: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del escenario NDC-22% (3)	87
Gráfica 116: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del escenario Sin Hidroeléctricas (4).....	87
Gráfica 117: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del escenario Sin Hidroeléctricas (4)	88
Gráfica 118: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del escenario de Todos los Recursos (5)	88
Gráfica 119: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del escenario de Todos los Recursos (5)	88

Gráfica 120: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del escenario de Plantas Base (6)	89
Gráfica 121: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del escenario de Plantas Base (6)	89
Gráfica 122: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del escenario de Alta Demanda (7)	89
Gráfica 123: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del escenario de Alta Demanda (7)	90
Gráfica 124: Comparación de Emisiones de CO ₂ e de cada escenario	90
Gráfica 125: Costos Anualizados por Escenario	91
Gráfica 126: Costos de Inversión aproximados de las Plantas Candidatas, por escenarios, en millones de dólares de 2018	91
Gráfica 127: Costo Promedio de Largo Plazo	92
Gráfica 128: Costo Marginal de Largo Plazo	93

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Marco Legal y Estructura del Subsector Eléctrico	16
Ilustración 2: Composición del Subsector Eléctrico de Guatemala	17
Ilustración 3: Portada de la Política Energética 2013 - 2027	19
Ilustración 4: Ejes de la Política Energética 2013 2027	20
Ilustración 5: Portada del Plan de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC)	23
Ilustración 6: Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, PNUD	23
Ilustración 7: Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032	24
Ilustración 8: Representación de la Demanda de Energía Eléctrica del SNI	24
Ilustración 9: Departamentos adjudicados a cada distribuidora para prestar el servicio de energía eléctrica	25
Ilustración 10: Cobertura eléctrica, años 2014 y 2016	30
Ilustración 11: Ubicación de proyectos hidroeléctricos actualmente existentes en Guatemala	37
Ilustración 12: Ubicación de proyectos de generación solar actualmente en Guatemala	38
Ilustración 13: Ubicación de proyectos de generación eólica existentes en Guatemala	39
Ilustración 14: Mapa de área con potencial geotérmico y ubicación de centrales generadoras con energía geotérmica	40
Ilustración 15: Variables de los Distintos Escenarios	59

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Porcentaje de crecimiento según actividad económica	12
Tabla 2: Ubicación de Empresas Eléctricas Municipales	25
Tabla 3: Índice de cobertura eléctrica 2016	28
Tabla 4: Costo de importación histórico de los combustibles de importación usados para generación de energía eléctrica	33
Tabla 5: Consumos históricos anuales de energéticos empleados para generación de energía eléctrica	33
Tabla 6: Capacidad efectiva de las plantas de generación que actualmente están operando en Guatemala	34
Tabla 7: Potencia efectiva según la tecnología del generador	36
Tabla 8: Potencia Coeficiente de Emisión de CO ₂ e en la generación eléctrica por tipo de combustible a nivel nacional	43
Tabla 9: Análisis económico para la mitigación de emisiones de GEI debido a las pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y distribución del SNI	45
Tabla 10: Resumen de los Escenarios Propuestos	47
Tabla 11: Energía Grandes Usuarios en GWh	49
Tabla 12: Proporción de Consumo de Energía Histórica	50
Tabla 13: Demanda de Energía Eléctrica en GWh	51
Tabla 14: Demanda de Energía Eléctrica en GWh	52
Tabla 15: Escalones de Reducción de Demanda	56
Tabla 16: Coeficientes de emisión de CO ₂ e	56
Tabla 17: Plantas en Construcción	57
Tabla 18: Plantas Candidatas	58
Tabla 19: Plantas Candidatas por Recurso	59
Tabla 20: Resumen de Escenarios	60
Tabla 21: Cronograma	62
Tabla 22: Costos Anualizados Aproximados de los Escenarios 2018-2032, en millones de dólares	90
Tabla 23: Costos de Inversión aproximados de las Plantas Candidatas, por escenarios, en millones de dólares de 2018	91
Tabla 24: Capacidad Instalada en 2032 de los escenarios planteados	92
Tabla 25: Promedio del Costo Marginal de la Demanda según estacionalidad (USD/MWh)	93
Tabla 26: Promedio del Costo Marginal de la Demanda según estacionalidad (USD/MWh)	94

PRESENTACIÓN

Guatemala con los objetivos claros de priorizar las energías renovables, diversificar su matriz energética, reducir los gases efecto invernadero, dar seguridad al abastecimiento de electricidad a precios competitivos, en su segunda edición el órgano técnico especializado del Ministerio de Energía Minas, la Unidad de Planeación Energético Minero -UPEM-, presenta el Plan de Expansión del Sistema de Generación 2018-2032.

Dicho plan contempla las alternativas del abastecimiento más idóneo de la demanda de energía eléctrica; la Unidad de Planeación Energético Minero -UPEM- realiza bianualmente este Plan de expansión, el cual se alimenta de los proyectos en construcción, precio de los combustibles y las proyecciones de demanda de energía y potencia de Guatemala.

En cada uno de los escenarios, se presentan los supuestos, la proyección de precios de los combustibles, Despacho de energía, Demanda de energía, Cronograma de Ingreso de Plantas, Comparación de costos, Capacidad Instalada durante el Plan de Generación, Emisiones de CO₂, entre otros análisis.

Por lo que la Unidad de Planeación Energético Minero -UPEM- presenta el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2018-2032, el cual fue elaborado con la asesoría de PSR, información de los distintos Agentes del Subsector Eléctrico y el apoyo del Proyecto Desarrollo con Bajas Emisiones

Ing. Luis Alfonso Chang Navarro
Ministro de Energía y Minas

RESUMEN EJECUTIVO

La Unidad de Planeación Energético Minero, realiza el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación en un periodo comprendido del año 2018 al año 2032 el cual se ha llevado a cabo teniendo como objetivo principal, darle cumplimiento a la Política Energética 2013-2027, específicamente a sus ejes uno y cuatro, Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos y Ahorro y uso eficiente de la Energía, respectivamente.

El presente Plan de Expansión del Sistema de Generación tiene su fundamento en el artículo 15 BIS del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, conforme a lo establecido al Órgano Técnico Especializado.

Otro de los desafíos que tiene el país, es posicionar a Guatemala como país líder en el Mercado Eléctrico Regional, y como meta a largo plazo se tiene estimado exportar 300 MW a la región.

Este documento consta de dos secciones y fue elaborado con base a información proporcionada por los distintos agentes y participantes del subsector eléctrico así como entes gubernamentales y privados. La primera sección contiene un análisis del entorno económico en Guatemala, análisis del sistema de generación, la demanda histórica de la energía y potencia, el potencial de generación de energía eléctrica con el que cuenta el país, la cobertura eléctrica nacional, los precios históricos de la energía en valor presente y las emisiones de gases de efecto invernadero -GEI-, expresadas en toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente (CO₂e), que produce el parque de generación.

En la segunda sección se presentan las premisas de planificación y los escenarios planteados para poder dar cumplimiento a la política energética y a los compromisos adquiridos por parte del país, utilizando los software de optimización y despacho hidro-térmico, OPTGEN y SDDP, se realizaron siete escenarios de generación, mismos que generaron resultados interesantes para el subsector eléctrico.



Sección

1

PERSPECTIVA DEL PLAN
DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL
SISTEMA DE GENERACIÓN
2018-2032

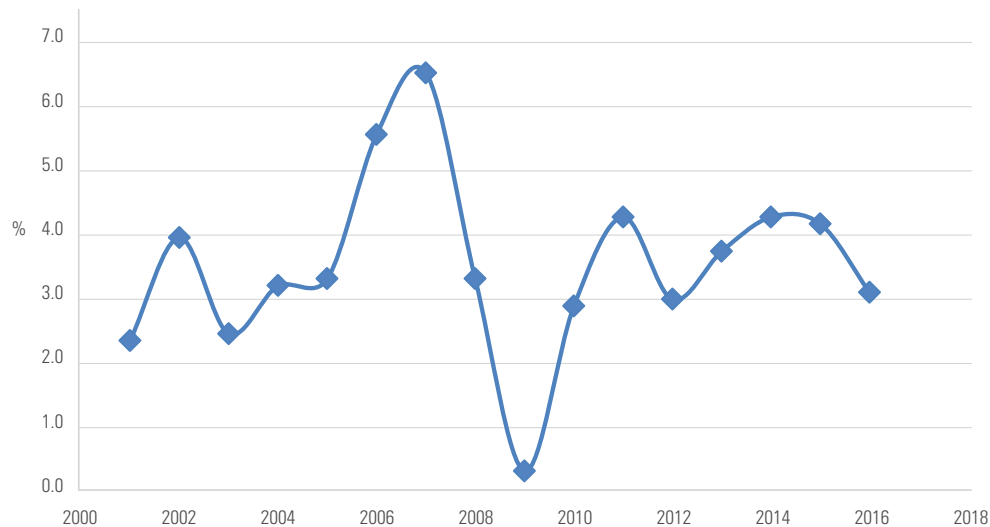
1

ENTORNO ECONÓMICO EN GUATEMALA

1.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO

Durante el año 2016 el Producto Interno Bruto (PIB) para Guatemala fue de Q.522,593.90 millones en valores corrientes, que equivalen a Q248,067.80 millones en valores constantes del año 2001. En la siguiente gráfica se puede observar la tasa de variación del PIB desde el año 2001 al 2017:

Gráfica 1: Producto Interno Bruto (Base 2001) Período 2000 al 2017



FUENTE: BANCO DE GUATEMALA

Como se observa en la gráfica el PIB durante el año 2017 ha tenido su valor máximo que es de 6.3% y en el año 2009 ha presentado el valor mínimo que es de 0.5%, así como el comportamiento del PIB entre el año 2015 y 2016 se registró un decremento del 1%.

Tabla 1: Porcentaje de crecimiento según actividad económica

ACTIVIDADES ECONÓMICAS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	5.9	0.9	3.8	0.6	3.6	4.6	3.7	3.2	3.8	2.9
Exploración de minas y canteras	13.9	-4.3	4.2	0.1	14.0	-24.1	-1.2	47.5	6.6	-8.5
Industrias manufactureras	3.0	2.0	-0.9	3.3	2.7	3.1	3.5	3.2	3.7	3.3
Suministro de electricidad y captación de agua	6.3	1.6	0.7	-0.4	2.9	6.8	4.2	5.2	4.3	5.4
Construcción	8.8	-0.5	-10.9	-11.8	0.9	1.5	0.6	4.6	3.4	1.8

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Comercio al por mayor y al por menor	4.1	2.0	-2.1	4.4	3.6	3.2	3.2	3.3	5.1	3.7
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	22.8	14.6	2.5	2.3	2.8	5.0	3.6	2.8	3.5	2.6
Intermediación financiera, seguros y actividades auxiliares	9.9	7.8	4.1	3.1	6.3	13.4	11.8	7.8	12.1	7.8
Alquiler de vivienda	3.9	3.6	3.1	2.9	2.8	3.0	3.0	3.0	3.1	3.1
Servicios privados	6.6	6.2	1.1	3.6	3.8	3.0	3.4	3.2	3.9	2.9
Administración pública y defensa	4.6	4.3	12.8	9.2	6.2	4.3	7.3	0.8	3.0	2.5
PRODUCTO INTERNO BRUTO	6.3	3.3	0.5	2.8	3.8	3.0	3.5	4.0	4.1	3.1

FUENTE: DATOS DEL BANCO DE GUATEMALA "POLÍTICA MONETARIA, CAMBIARIA Y CREDITICIA". WWW.BANGUAT.GOB.GT

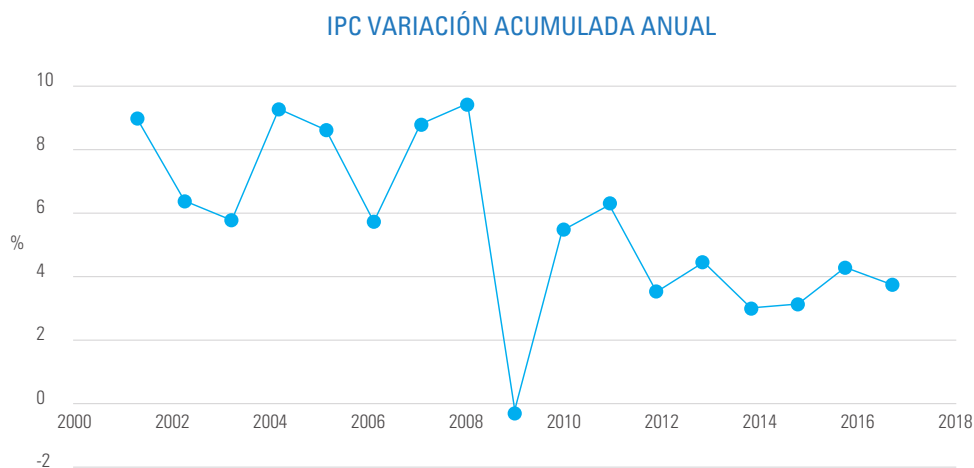
Se puede percibir que la actividad económica en el 2016 medida por el PIB, como se dijo anteriormente tuvo un decremento del 1% registrado en el 2015 en todas las actividades económicas; esto debido a diversas situaciones que se han presentado en el país, por lo que en las actividades que a continuación se citan se puede apreciar el comportamiento específico de la caída del PIB, tales como: la relevancia que la explotación de minas y canteras así como construcción han decrecido en 15.1%; intermediación financiera, seguros y actividades auxiliares ha decrecido 4.3%; el suministro de electricidad y captación de agua incremento 1.1%.

1.2. ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR -IPC-

De acuerdo a lo indicado por el Instituto Nacional de Estadística –INE- de Guatemala, el Índice de Precios al Consumidor (IPC) determina la variación promedio en los precios de un grupo de bienes y servicios que responden a los de mayor importancia dentro del gasto de consumo final de los hogares según la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos Familiares 2009-2010). Este índice tiene como base para su cálculo, diciembre de 2010.

En la gráfica siguiente se observa cómo ha ido cambiando la variación acumulada del IPC desde el año 2001 hasta el mes de agosto del año 2017.

Gráfica 2: Índice de precio al consumidor, período 2001 - 2017



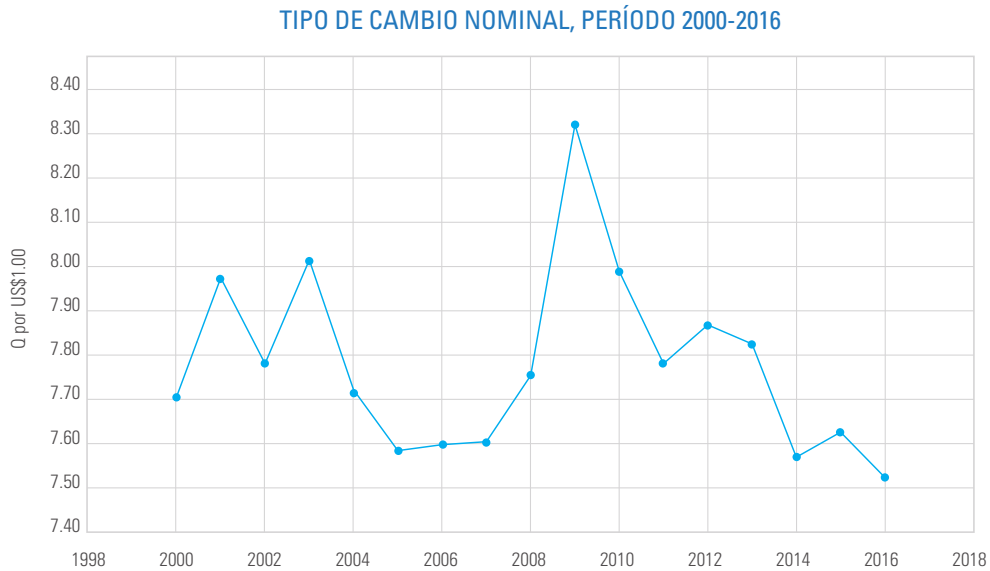
FUENTE: ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR, INE, WWW.INE.GOB.GT

1.3. TIPO DE CAMBIO

En la gráfica subsiguiente se observa como ha sido el comportamiento que ha tenido el tipo de cambio del quetzal contra el dólar, y se puede ver que ha permanecido en niveles estables, a excepción del periodo de 2008 al 2009 debido a

la crisis económica. Además entre el año 2015, el cambio fue de Q.7.62 por un US\$ y en el 2016 el cambio fue de Q.7.52 por un US\$, por lo que se tiene una caída del dólar con respecto al quetzal de Q.0.10 con respecto al tipo de cambio.

Gráfica 3: Tipo de cambio del Quetzal contra el Dólar (Período 2000-2016)

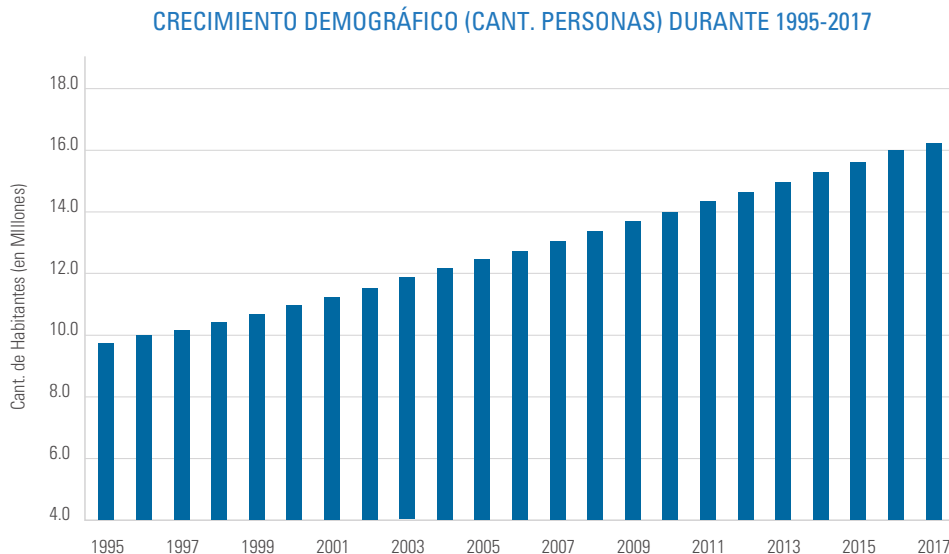


FUENTE: BANCO DE GUATEMALA

1.4. CRECIMIENTO POBLACIONAL

En la gráfica siguiente se observa cómo ha ido aumentando la población desde el período de 1995 con 10, 049,852 habitantes y para el año 2017 se tiene 16, 536,036. Por lo que el crecimiento población de la población es de 3,87% con respecto al año 2015.

Gráfica 4: Crecimiento Demográfico Histórico del año 1995 al año 2017

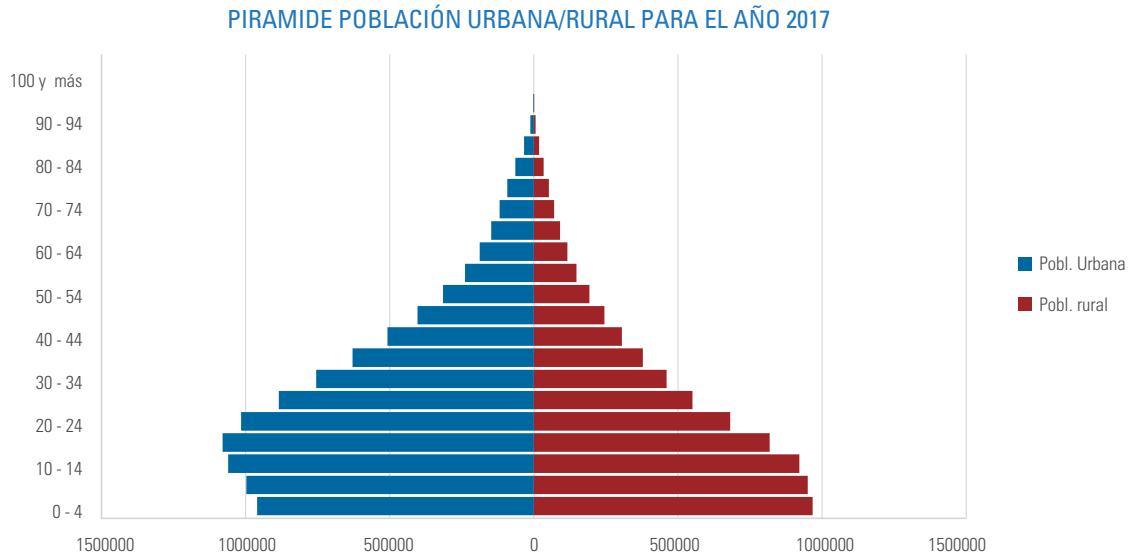


FUENTE: CELADE-DIVISIÓN DE POBLACIÓN DE LA CEPAL. REVISIÓN 2017

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

El crecimiento de la población a nivel urbano y rural en Guatemala en el 2017, de acuerdo a la información del CELADE división de Población de la CEPAL se tiene que porcentaje que entre las edades comprendidos entre 15-19 años es el más alto con 11.37% en el área urbana, mientras que en el área rural el rango de 5-9 años tiene el porcentaje más alto con 13.56%

Gráfica 5: Pirámide de Población Urbano/Rural de Guatemala para el año 2017

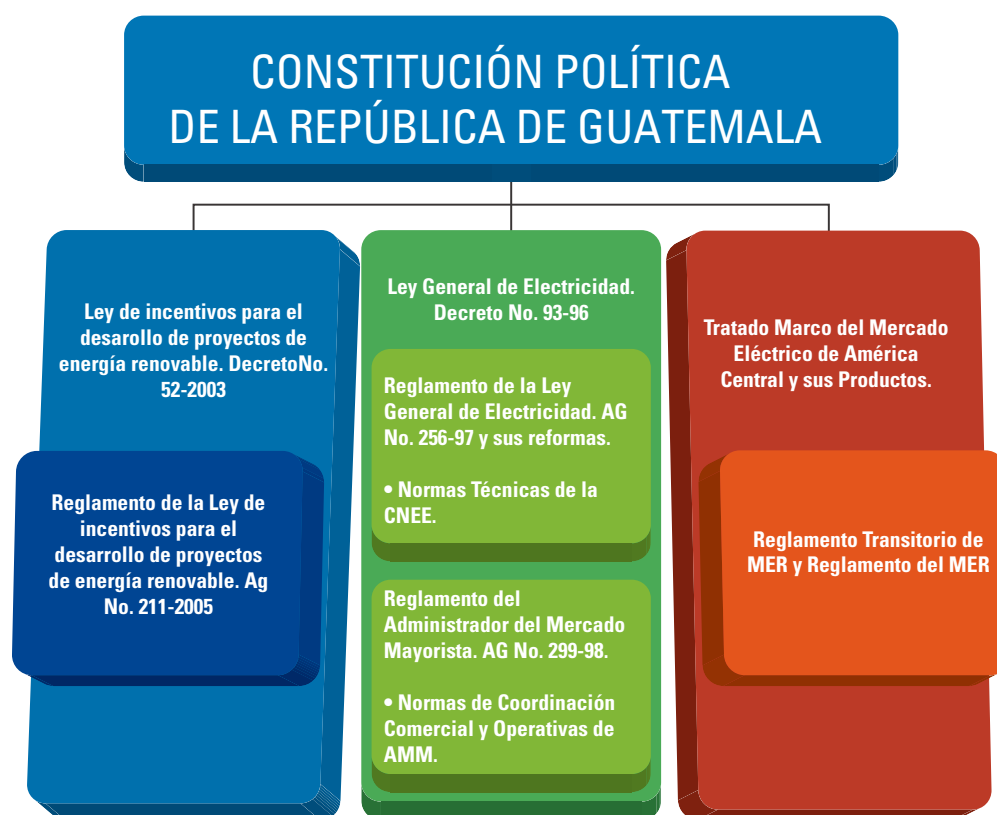


FUENTE: CELADE-DIVISIÓN DE POBLACIÓN DE LA CEPAL. REVISIÓN 2017

2 SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

2.1. MARCO LEGAL Y ESTRUCTURA DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

Ilustración 1: Marco Legal y Estructura del Subsector Eléctrico



FUENTE: UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO, MEM.

La Ley General de Electricidad, la cual guía todos los ámbitos entorno a electricidad en Guatemala establece los principios siguientes:

- La generación de electricidad es libre y no requiere, para tal efecto, autorización o condición por parte del Estado, requiriendo únicamente las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. Sin embargo, para poder utilizar con éste objeto cualquiera de los bienes del Estado, se necesitará de la respectiva autorización del Ministerio, esto en todos aquellos casos en los cuales la potencia de la central sea superior a 5MW (artículos 1y 8 LGE)
- El transporte de electricidad es libre, siempre y cuando para tal efecto, no sea necesario utilizar bienes de dominio público. (artículo 1, LGE).

- c) El transporte de electricidad que requiera la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, dependerán de la previa autorización respectiva. (artículo 1, LGE)
- d) Los precios por la prestación del servicio de electricidad son libres, exceptuando los servicios de distribución y transporte, dependientes de autorización previa. Las transferencias de energía entre generadores, importado-

res, exportadores y comercializadores que sean producto de la operación del Mercado Mayorista, tendrán una regulación sujeta a los términos que la ley establece (artículo 1, LGE).

Las instituciones que constituyen el subsector eléctrico en Guatemala así como están organizadas, se muestran en el esquema siguiente:

Ilustración 2: Composición del Subsector Eléctrico de Guatemala



FUENTE: UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO, MEM.

2.1.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM)

Es el órgano del Estado responsable de aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. De igual forma, es el encargado de exponer y organizar las políticas, planes de estado y programas indicativos relativos al subsector eléctrico y al subsector de hidrocarburos así como la explotación de los recursos Mineros.

El Ministerio, en el subsector eléctrico, dentro de sus funciones está:

- Otorgar autorizaciones para uso de bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte y distribución final de electricidad.
- Elaboración de informes de evaluación socioeconómica, que es un requisito indispensable para que se pueda ges-

tionar el financiamiento parcial o total de proyectos de electrificación rural, de las instituciones que ejecutan los proyectos anteriormente citados.

- Inscripción y actualización de Grandes Usuarios y Agentes del Mercado Mayorista.
- La promoción del desarrollo de proyectos de energía renovable y calificar proyectos de fuentes renovables de energía, al amparo de la ley de incentivos.

2.1.2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CNEE)

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada por la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996, como órgano

técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:

- Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- Definir las tarifas de transmisión y distribución, de acuerdo a la Ley General de Electricidad, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- Arbitrar las controversias entre los agentes del subsector eléctrico actuando como mediador entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo.
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas así como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo establecido en la ley y su reglamento.

2.1.3. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM)

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista, cuyas funciones principales son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre sus agentes, cuando estas no corresponden a contratos de largo plazo libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país, así como la de crear las disposiciones generales para la operación de los agentes del mercado mayorista.

2.2. FUNDAMENTO LEGAL

El Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en su artículo 15 bis hace énfasis de la elaboración del Plan de Expansión de Generación, el cual indica lo siguiente:

Artículo 15 Bis. Plan de Expansión de Generación. (Adicionado por el artículo 6, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El Ministerio, a través de un Órgano Técnico especializado, con participación de las instituciones que intervienen en el mercado eléctrico nacional, incluyendo a la Comisión, elaborará el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación, utilizando criterios de eficiencia económica y de garantía de suministro.

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación deberá elaborarse cada dos años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez (10) años.

Para la elaboración del referido Plan, se contará con la asesoría técnica del Administrador del Mercado Mayorista, la que consistirá en realizar los estudios técnicos y proporcionar la información necesaria que se le solicite para analizar el comportamiento del Mercado Mayorista y del Sistema Nacional Interconectado, con el objetivo de identificar las necesidades de generación para el cubrimiento de la demanda del sistema. El Administrador del Mercado Mayorista deberá presentar ante el Órgano Técnico la información antes del uno (1) de mayo del año que corresponda.

El Plan será elaborado antes del treinta (30) de septiembre del año que corresponda y su resultado será presentado a la Comisión y al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), durante la primera semana de octubre; quienes podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el Órgano Técnico especializado, dentro de los siguientes quince (15) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

El Ministerio deberá resolver sobre la procedencia o improcedencia del Plan de Expansión del Sistema de Generación. En caso de aprobación, será publicado por el Ministerio en la primera quincena de enero del año siguiente.

El Ministerio de Energía y Minas por medio del Acuerdo Gubernativo 631-2007, de fecha 27 de diciembre de 2007 en su artículo 9 crea a la Unidad de Planeación Energético Minero, como órgano técnico especializado, y dentro de sus funciones se puede citar lo que está indicado en el inciso "c" y "n" lo siguiente:

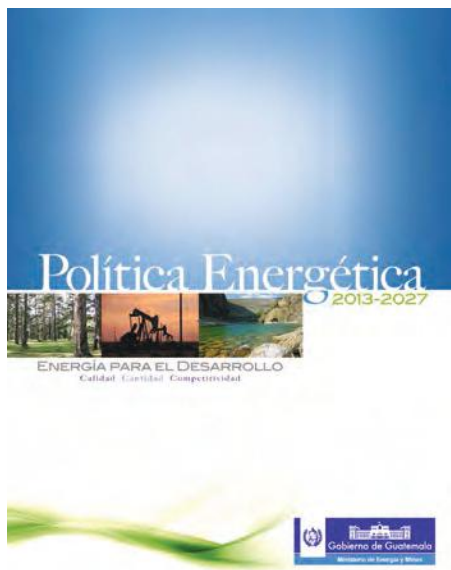
- c. Elaborar el Plan Nacional de Desarrollo Minero, Plan Nacional de Hidrocarburos y los Planes de Expansión del Sistema Eléctrico considerando los planes de desarrollo social y económico del país y en consulta con entidades del marco institucional y los agentes del mercado de acuerdo a lo señalado en las leyes y reglamentos;
- n. Trabajar conjuntamente con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Administrador del Mercado Mayorista y los agentes de dicho mercado, en la elaboración de los planes de expansión de la generación y transmisión del subsector eléctrico nacional, de acuerdo a lo señalado en los reglamentos de la Ley General de Electricidad.

2.3. POLÍTICA ENERGÉTICA

El 26 de febrero de 2013 se dio a conocer la Política Energética 2013-2027, que tiene entre sus objetivos principales fortalecer las condiciones del país para que sea más competitivo, eficiente y sostenible en el uso y aprovechamiento de los recursos, dirigido hacia la conservación de las reservas estratégicas nacionales, la satisfacción de necesidades y el desarrollo tecnológico.

Además el impulso espacios de diálogo interinstitucional que permitan diligenciar en el marco democrático las iniciativas de desarrollo social y económico, con lo cual se pretende garantizar una visión integral en su implementación, seguimiento y evaluación, además priorizando el uso de energías limpias, amigables con el medio ambiente para el consumo nacional.

Ilustración 3: Portada de la Política Energética 2013 - 2027



FUENTE: POLÍTICA ENERGÉTICA 2013 – 2027, MEM.

La Política Energética ha conseguido durante los últimos 4 años de su promulgación que Guatemala goce de un servicio de electricidad de alta calidad, permanente y a precios estables, priorizando el respecto del medio ambiente y de las comunidades donde se desarrollan los Proyectos.

Con esta visión, el país ha conseguido la estabilidad de los precios de la electricidad, reduciendo así la tarifa no social del servicio de energía eléctrica en un promedio de 28.21% en comparación a los precios del año 2016, con respecto al año 2013, donde los valores de ambos años han sido trasladados al valor presente neto.

Además, entre los avances a destacar sobresale que en el año 2016 92.06% del índice de cobertura eléctrica nacional alcanzado en relación al 89.58% que se tenía en el 2013, con lo cual se avanzó 2.48%.

2.3.1. EJES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA

Para poder cumplir con el objetivo general de la Política se han considerado y detallado las líneas de injerencia, las cuales orientarán el accionar del MEM y de las instituciones públicas relacionadas al sector. Las mismas se listan a continuación.

Ilustración 4: Ejes de la Política Energética 2013-2027.



FUENTE: POLÍTICA ENERGÉTICA 2013 – 2027, MEM.

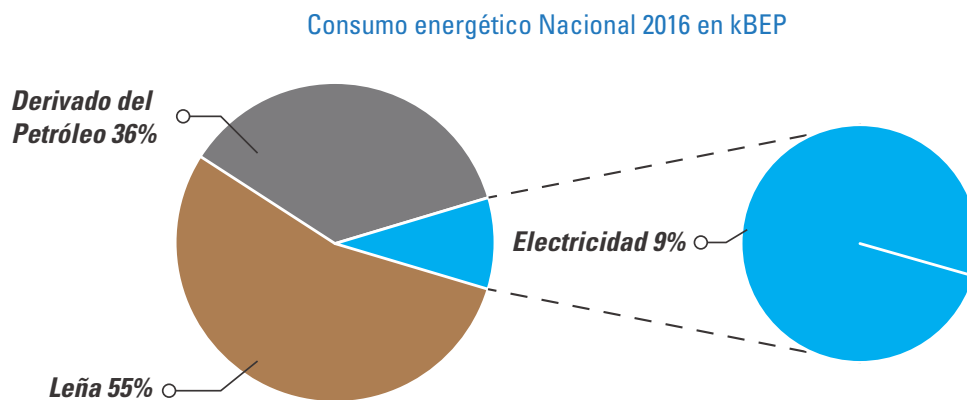
2.4. BALANCE ENERGÉTICO HISTÓRICO

2.4.1. CONSUMO ENERGÉTICO NACIONAL

El consumo energético nacional se clasifica en tres grupos como lo son: Electricidad, Derivados del Petróleo y la leña. El consumo de electricidad representa el 9%, los derivados del petróleo el 36% y la leña el 55%, según datos del balance

energético del año 2016 elaborado por el MEM. Por lo general el consumo de la leña es representativo en todo el país, primordialmente en las áreas rurales del país, ya que este energético se utiliza para la cocción de alimentos y el precio de adquisición en comparación con los demás energéticos es relativamente menor. Se puede apreciar la evolución del consumo energético nacional analizando la gráfica 6 del consumo energético nacional del año 2016.

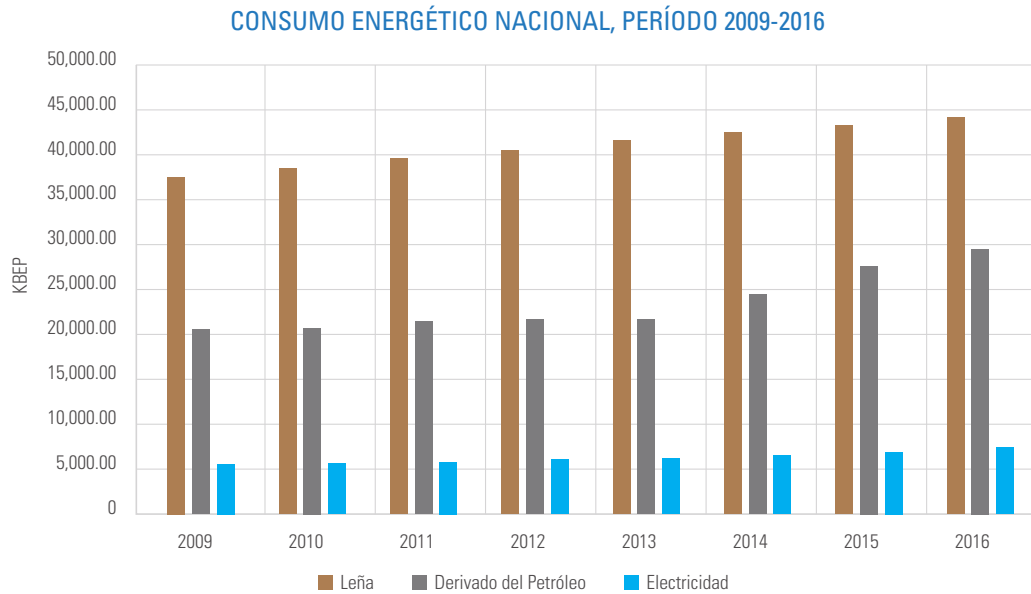
Gráfica 6: Consumo energético Nacional 2016 en kBEP



FUENTE: UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO - MEM.

En la gráfica 7 se muestra el consumo energético nacional durante el período anual 2009-2016 del sector electricidad, Derivados del Petróleo y la leña.

Gráfica 7: Consumo energético Nacional, período 2009-2016.

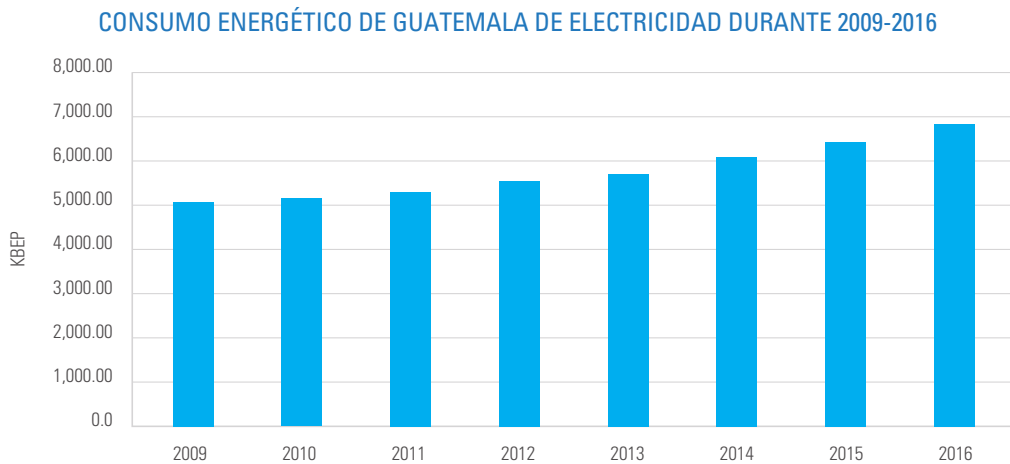


FUENTE: DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS 2009.

2.4.2. CONSUMO DE ELECTRICIDAD

La Electricidad es uno de los energéticos de mayor relevancia ya que éste representa la calidad de vida y está muy relacionado con las actividades económicas del país. Como se puede observar en la gráfica 8 en el año 2017, la electricidad es un energético que se ha ido desarrollando de manera ascendente en nuestro país.

Gráfica 8: Histórico del consumo energético de electricidad 2009-2016.

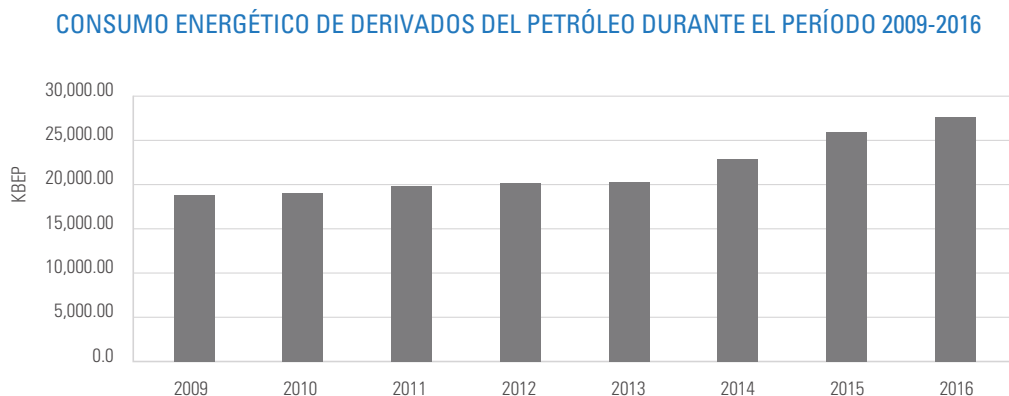


FUENTE: DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DE GUATEMALA, ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS

2.4.3. DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Este tipo de energético ocupa el segundo lugar en consumo energético, a pesar que son energéticos que no dependen de ellos mismos, sino que dependen del precio del barril del crudo a nivel internacional el cual durante los últimos años ha tenido un precio bajo en comparación al año 2009; en la gráfica 9 se puede apreciar el desarrollo de estos energéticos durante el periodo 2009-2016, por lo que se observa que para el año 2016 estos derivados del petróleo representaron el 36 % del consumo de todo el país en comparación del consumo realizado en el año 2009.

Gráfica 9: Histórico del consumo energético de derivados del petróleo 2009 - 2016



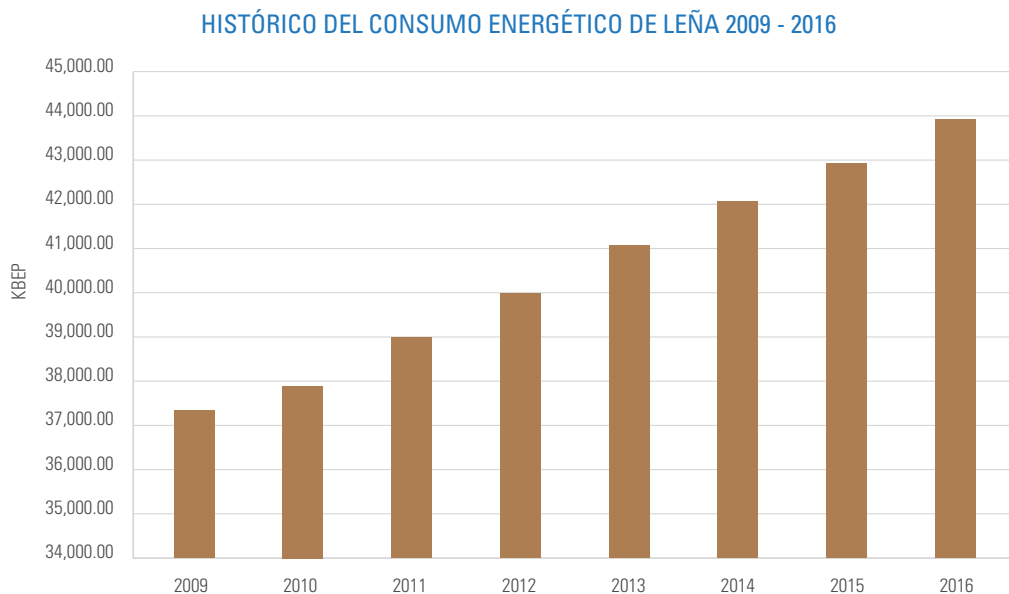
FUENTE: DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DE GUATEMALA, ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS

2.4.4. CONSUMO DE LEÑA

La leña es el energético que más se utiliza en Guatemala, en el año 2016 su consumo alcanzó el 55% del total del consumo energético en todo el país. Este energético se utiliza más en el área rural del país en donde por las condiciones topográficas de los terrenos, en algunos casos resulta difícil el acceso a la energía eléctrica, razón por la cual en las comunidades lejanas no se cuenta con este tipo de servicio, por lo que se utiliza la leña para la cocción de alimentos. En la gráfica 10 se muestra el consumo histórico de leña en el país.

Como se puede observar el consumo de leña ha ido aumentando y es porque es el energético que más utiliza la población del área rural del país, dado que también es el principal energético del sector más pobre, el consumo de leña de 2009 a 2016 ha aumentado un 18%.

Gráfica 10: Histórico del consumo energético de leña 2009 - 2017



FUENTE: DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DE GUATEMALA, ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS

2.5. CONSIDERACIONES SOCIOAMBIENTALES

El subsector eléctrico en Guatemala está conformado por generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. El parque de generación se conforma de centrales generadoras hidroeléctricas, eólicas, solar fotovoltaica, turbinas de vapor o de gas, motores de combustión y centrales geotérmicas.

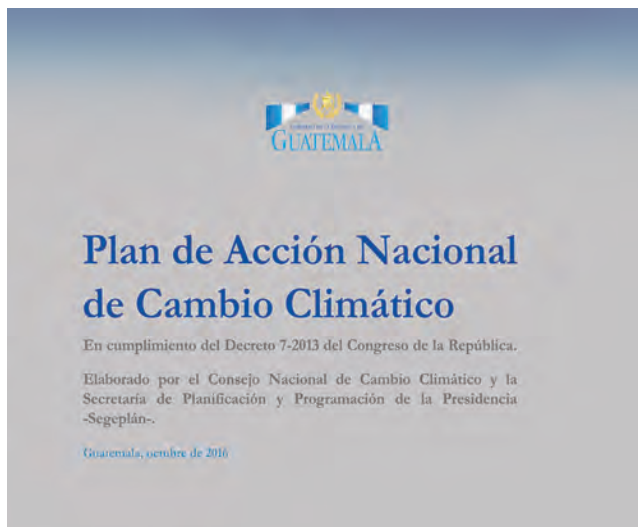
Derivado de lo anterior los proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica, previamente a su construcción, deben realizar estudios y evaluaciones para poder indicar los impactos ambientales que se puedan dar en el área donde se desarrollarán dichos proyectos, debido al uso de distintas tecnologías para ambos propósitos. Por lo tanto, este plan sugiere que para cualquier tipo de tecnología a implementar dentro de los proyectos de centrales generadoras de energía eléctrica o transporte de la misma, se deberá cumplir con la legislación y disposiciones en materia de impactos ambientales.

2.5.1. PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO (PANCC)

Para el año 2016, la demanda del consumo de leña en Guatemala, representó más del 50% en su utilización como energético residencial, principalmente en las áreas rurales del país. Esta demanda de la utilización de leña se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede mencionar, la falta de acceso a la energía eléctrica.

Por tal razón, la ampliación del parque generador de energía eléctrica y la expansión de los sistemas de transporte, puede aportar a mejorar los índices de cobertura eléctrica rural y a su vez, apoyar en la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero derivados del consumo de leña.

Ilustración 5: Portada del Plan de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC).



FUENTE: PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO.

2.5.2. AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible con sus 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), la cual fue aprobada en septiembre de 2015 por la Asamblea General de las Naciones Unidas, establece una visión transformadora hacia la sostenibilidad económica, social y ambiental de los 193 Estados Miembros, en la cual Guatemala pertenece. Concretamente en el ODS 7 “Energía Asequible y no contaminante” determina que la energía sostenible es una oportunidad, que transforma vidas, economías y el planeta.

Por lo que en Guatemala, la falta de acceso al suministro de energía en algunas regiones, es un obstáculo para el desarrollo humano y económico; razón por la cual, si en los hogares no se tuviera el acceso a la energía eléctrica, se tendría un gran atraso en cuanto a desarrollo.

Tomando las consideraciones indicadas en el ODS 7, la energía se puede generar de diversas formas, pero lo recomendable es utilizar responsable y conscientemente los recursos renovables, para reducir los impactos al cambio climático; ya que si se genera energía a través de la quema de combustibles con alto contenido en carbono, se producen altas cantidades de gases de efecto invernadero (GEI), que favorecen al cambio climático y tienen efectos nocivos para el bienestar de la población y el medio ambiente.

Ilustración 6: Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, PNUD.



Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible

FUENTE: PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO.

2.5.3. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO K'ATUN NUESTRA GUATEMALA 2032

El Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032, propone una visión común de país, con confianza en un futuro diferente y mejor, en la cual considera mejorar la calidad de vida de los habitantes prestando de manera eficiente los servicios básicos, dentro de los cuales se toma en cuenta la energía eléctrica, y que dicho servicio tengan buena calidad, ayudando a contribuir con el desarrollo en el país.

Se establece que la energía es un componente central de sostenibilidad del desarrollo del país dentro los próximos veinte años.

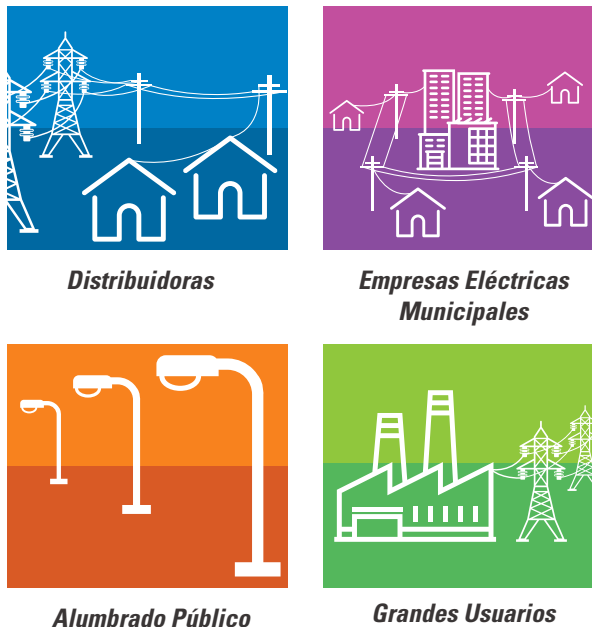
Por lo que para el año 2032, se consideran que las acciones establecidas del Estado en el tema energético a través de políticas de gobierno serán concebidas en el contexto de propuestas integrales de desarrollo para la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables, está relacionada con las dimensiones sociales, económicas y ambientales del desarrollo de medios de vidas sostenibles.

Ilustración 7: Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032.



FUENTE: SECRETARÍA DE PLANIFICACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LA PRESIDENCIA-SEGEPLAN-

Ilustración 8: Representación de la Demanda de Energía Eléctrica del SNI.



FUENTE: Elaboración UPEM

Para el presente análisis no se consideran las exportaciones de energía eléctrica.

Las Distribuidoras de energía eléctrica tienen entre sus funciones el brindar la cobertura del servicio eléctrico a todos los usuarios finales que se encuentren dentro de la zona territorial delimitada y autorizada por el Ministerio de Energía y Minas (Artículo 20 de la Ley General de Electricidad).

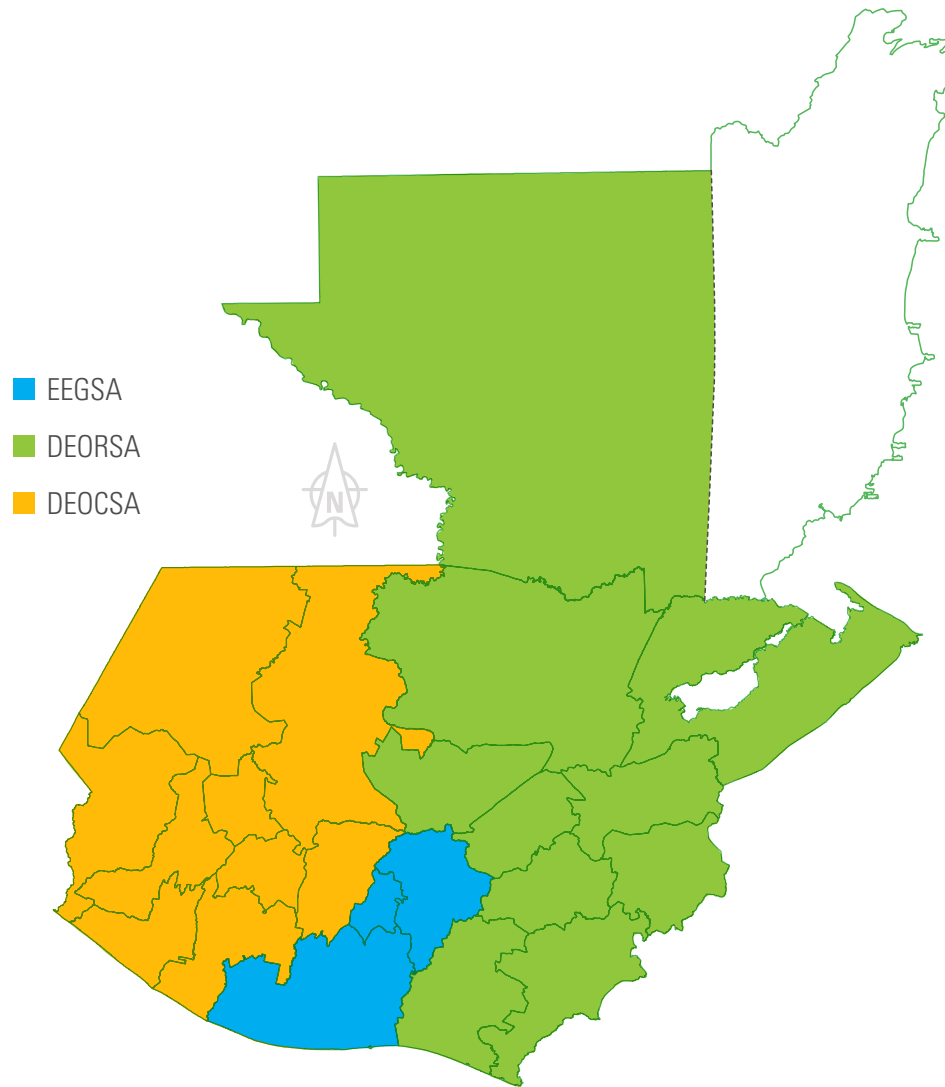
Actualmente existen tres Distribuidoras autorizadas operando dentro del territorio Nacional: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. -EEGSA-

Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A. -DEOCSA-, y Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A. -DEORSA, la cobertura de servicio eléctrico de las distribuidoras en el país se puede observar en la ilustración 9.

2.6. DEMANDA HISTÓRICA DE ELECTRICIDAD

La demanda de energía eléctrica de todo el Sistema Nacional Interconectado -SNI- de Guatemala se caracteriza por los siguientes grupos de consumidores, como se observa en la ilustración 8.

Ilustración 9: Departamentos adjudicados a cada distribuidora para prestar el servicio de energía eléctrica.



FUENTE: Elaboración UPEM

Las empresas eléctricas de Distribución representan la demanda de energía eléctrica de todos los usuarios residenciales y gran parte del sector comercio y servicios, las cuales a lo largo del tiempo han representado un promedio anual del 50.03% de la demanda total del SNI, dentro de este dato se hace la excepción de los Municipios que cuentan con Empresas Eléctricas Municipales -EEMS-.

Algunas de estas Empresas Municipales fueron creadas antes de que se estableciera la Ley General de Electricidad y su Reglamento; a continuación en la tabla 2 se presenta el listado general de Empresas Eléctricas Municipales.

Tabla 2: Ubicación de Empresas Eléctricas Municipales.

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Zacapa	Zacapa
Zacapa	Gualán

Jalapa	San Pedro Pinula
Jalapa	Jalapa
Izabal	Puerto Barrios
El Progreso	Guastatoya
Petén	Sayaxché
Quetzaltenango	Quetzaltenango
Retalhuleu	Retalhuleu
San Marcos	San Pedro Sacatepéquez
Huehuetenango	Huehuetenango
Joyabaj	Quiché
Huehuetenango	Santa Eulalia
San Marcos	Tacaná
Quiché	Ixcán, Playa Grande
San Marcos	San Marcos
Suchitepéquez	Patulul

FUENTE: COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

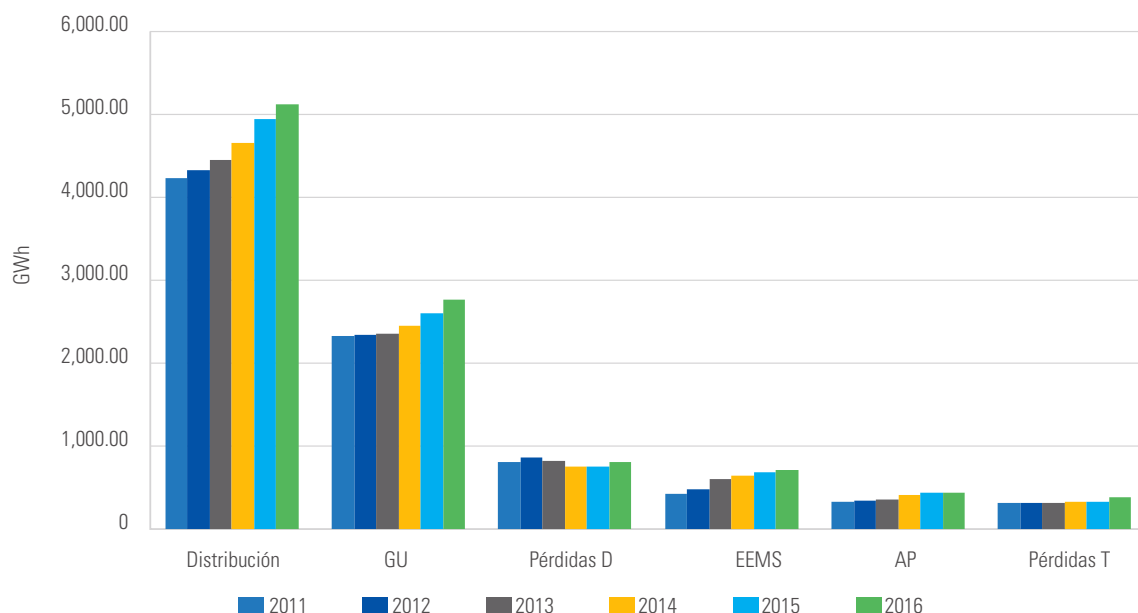
Otro conjunto representativo de la demanda total de energía eléctrica del SNI son los Grandes Usuarios, quienes a lo largo del tiempo han demandado un promedio anual del 26.84% de la energía consumida en todo el sistema, esto es una muestra representativa del sector industria y el sector manufactura del País.

Entre el sector servicios, en términos de energía el subsector más destacado es el Alumbrado Público, puesto que la de-

manda de este servicio históricamente ha representado un promedio anual del 4.25% de la demanda total del SNI.

La demanda total del SNI contempla las pérdidas de energía eléctrica por temas técnicos y también no técnicos referentes a los servicios de Transmisión y Distribución, donde históricamente han presentado en promedio anual del 3.63% y del 8.81% de la demanda total del SNI respectivamente.

Gráfica 11: Demanda desagregada del SNI en GWh

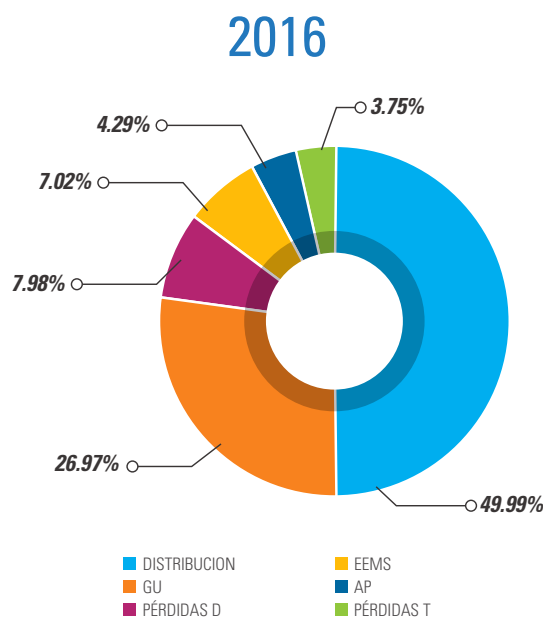


FUENTE. Elaboración UPEM

La gráfica 11, representa la demanda histórica anual de energía eléctrica del SNI desagregada en seis bloques representativos: Distribución, Grandes Usuarios -GU-, Pérdidas de Distribución -Pérdidas D-, Empresas Eléctricas Municipales -EEMS-, Alumbrado Público -AP-, Pérdidas de Transmisión -Pérdidas T-.

Entre las tendencias más destacadas del comportamiento histórico del SNI, se observa que en los últimos 5 años las pérdidas de energía eléctrica por servicio de Distribución han disminuido su crecimiento a una tasa promedio de 1.50%, mientras que la demanda de energía eléctrica de las Empresas Eléctricas Municipales han ido incrementando su demanda en una tasa promedio de crecimiento de 12.41%.

Gráfica 12: Demanda total del SNI del año 2016.



FUENTE. UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO-MEM

Durante el año 2016, el bloque de mayor consumo, fue el servicio de Distribución que representó el 49.99% de la demanda de todo el SNI, con un total de 5,106.55 GWh.

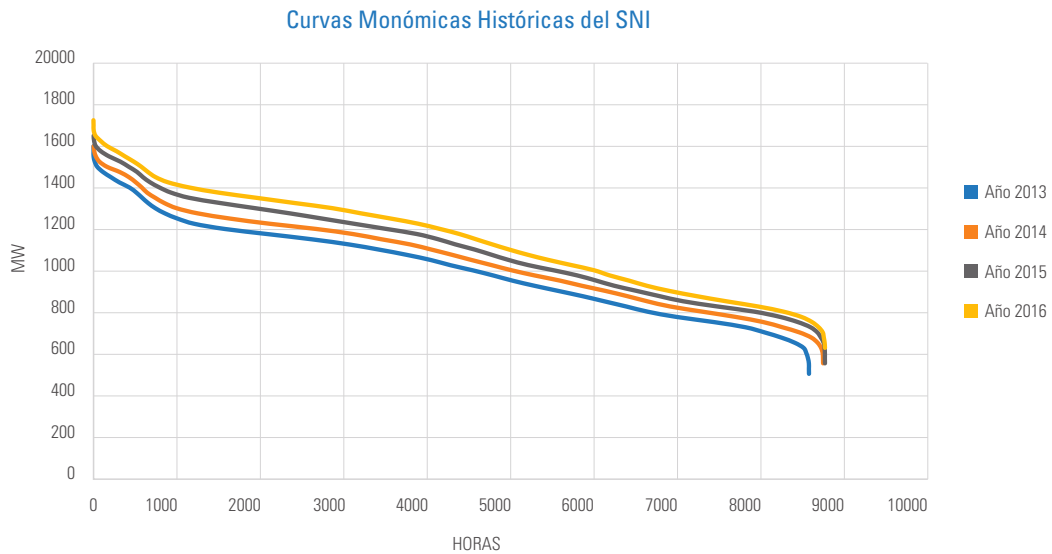
La demanda de energía eléctrica en Guatemala ha mostrado un crecimiento promedio anual aproximado del 5.88% lo cual puede observarse en la gráfica 12. En el año 2016 se dio un

aumento de consumo de energía de 385.75 GWh con relación al año anterior.

2.7. HISTÓRICO DE DEMANDA DE POTENCIA

La demanda de potencia del SNI varía conforme van transcurriendo las horas en cada día, y la magnitud de la potencia demandada en cada una de esas horas depende de la época del año.

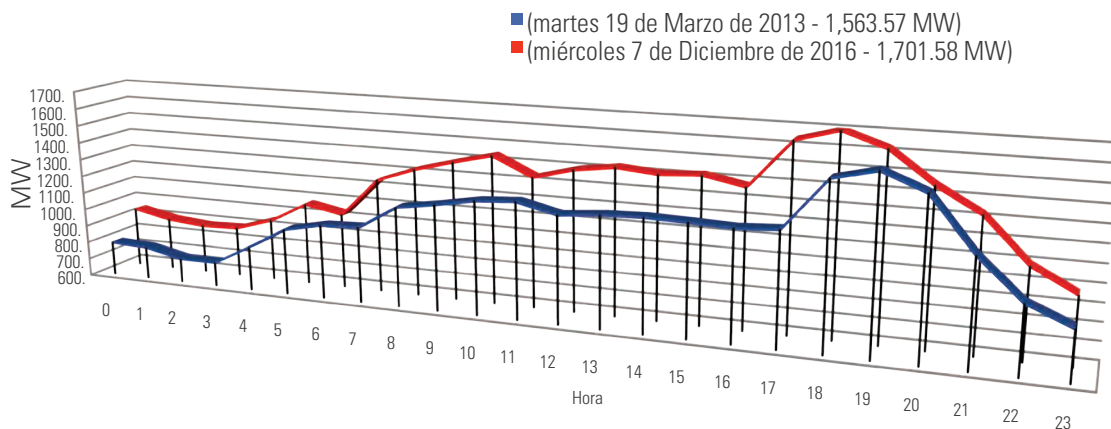
Gráfica 13: Curvas Monómicas Históricas del SNI.



FUENTE. UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO-MEM

La gráfica 13 muestra el comportamiento histórico de la demanda de potencia del SNI en forma de curvas monómicas, donde se expresa la cantidad de horas del año bajo las cuales se demandaron las distintas magnitudes de potencia. Año con año la demanda de potencia de todo el SNI ha ido incrementando, tal es el caso que se presenta para el año 2013, donde la demanda máxima de potencia se registró el día martes 19 de Marzo, con un valor de 1,563.57 MW; mientras que en el año 2016, se registró el día miércoles 7 de Diciembre, con un valor de 1,701.58 MW.

Gráfica 14: Comparación de las curvas de carga horarias del SNI, año 2013 y año 2016



FUENTE: INFORME ESTADÍSTICO DEL AMM, AÑO 2013 Y AÑO 2016.

La gráfica 14, compara las curvas de carga horaria de los años 2013 y 2016, demostrando el incremento de la demanda de potencia y la tendencia de la demanda.

2.8. ÍNDICES DE COBERTURA ELÉCTRICA

Para el año 2016 el índice de cobertura eléctrica fue de 92.06%, se observa en la tabla 3 y en la gráfica 15, el detalle

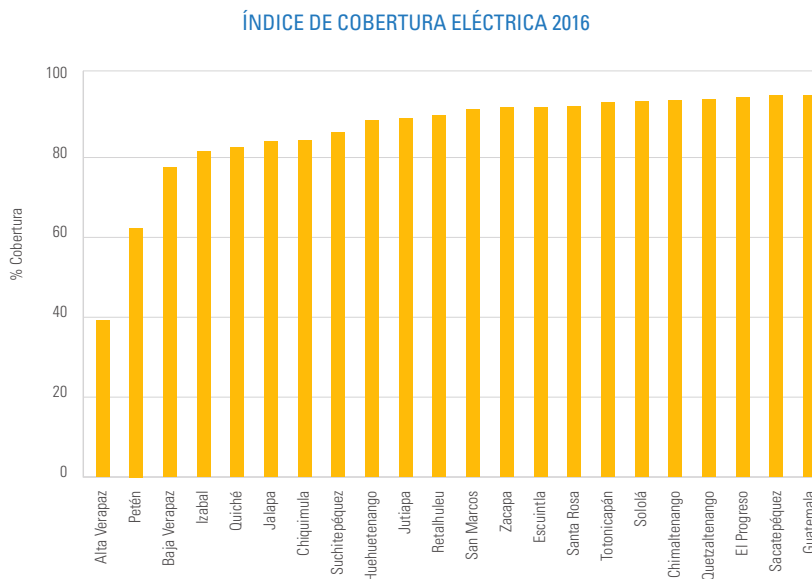
de cómo es la cobertura en los 22 departamentos, siendo el departamento de Alta Verapaz el que tiene la menor cobertura eléctrica con un 44.36%, seguido de Petén con 67.00% razón por la cual se necesita de inversión para poder llevar a las áreas donde aún no se cuenta con este servicio, que es vital para el crecimiento económico y social.

Tabla 3: Índice de cobertura eléctrica 2016.

ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA 2016							
Departamento	Viviendas	Usuarios	Índice	Departamento	Viviendas	Usuarios	Índice
Alta Verapaz	203,945	90,463	44.36%	San Marcos	203,072	195,853	96.44%
Petén	124,183	83,207	67.00%	Zacapa	63,989	62,148	97.12%
Baja Verapaz	60,900	50,142	82.33%	Escuintla	186,096	181,055	97.29%
Izabal	83,579	71,493	85.54%	Santa Rosa	84,848	82,575	97.32%
Quiché	167,967	146,722	87.35%	Totonicapán	92,242	90,658	98.28%
Jalapa	68,117	60,286	88.50%	Sololá	80,357	79,058	98.38%
Chiquimula	85,489	75,925	88.81%	Chimaltenango	121,128	119,599	98.74%
Suchitepéquez	111,007	101,031	91.01%	Quetzaltenango	197,081	195,490	99.19%
Huehuetenango	222,254	208,490	93.81%	El Progreso	45,327	45,102	99.50%
Jutiapa	113,109	106,916	94.53%	Sacatepéquez	93,983	93,802	99.81%
Retalhuleu	66,963	63,644	95.04%	Guatemala	949,704	949,555	99.98%
ÍNDICE A NIVEL NACIONAL					3,425,340	3,153,214	92.06%

FUENTE: DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS 2009-2016

Gráfica 15: Índice de la cobertura eléctrica año 2016, por departamento.

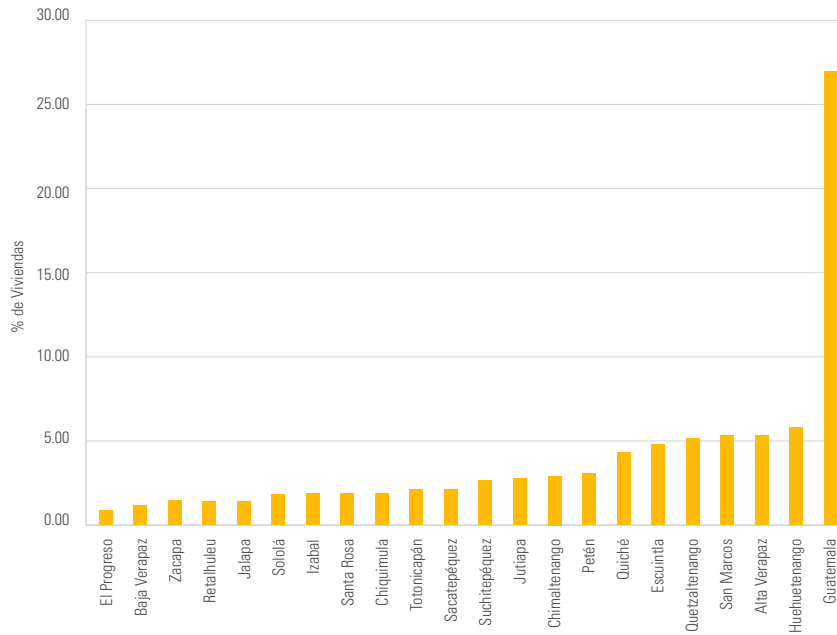


FUENTE: DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS 2009-2016

En la gráfica 16 se puede observar que el departamento de Guatemala tiene el mayor índice de porcentaje de viviendas que cuentan con el servicio de energía eléctrica con el 27.73%, seguido de Huehuetenango con 6.49%, y el que presenta el menor porcentaje es El Progreso con 1.32% de viviendas que cuentan con el servicio de energía eléctrica.

Gráfica 16: Índice de cobertura eléctrica por viviendas en el año 2016.

ÍNDICE DE COBERTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR VIVIENDAS EN EL AÑO 2016

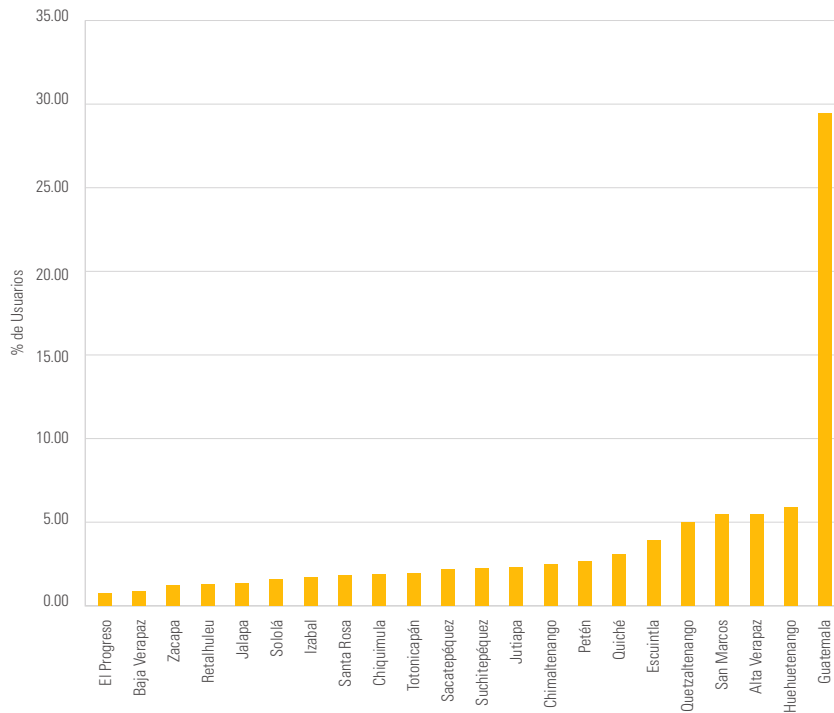


FUENTE. DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS 2009-2016

En la gráfica 17 se puede observar que el departamento de Guatemala tiene el mayor índice de porcentaje de usuarios que cuentan con el servicio de energía eléctrica con el 30.11%, seguido de Huehuetenango con 6.61%, y el que presenta el menor porcentaje es El Progreso con 1.43% de usuarios que cuentan con el servicio de energía eléctrica.

Gráfica 17: Índice de cobertura eléctrica por usuarios en el año 2016.

ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA POR USUARIOS EN EL AÑO 2016



FUENTE. DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS 2009-2016

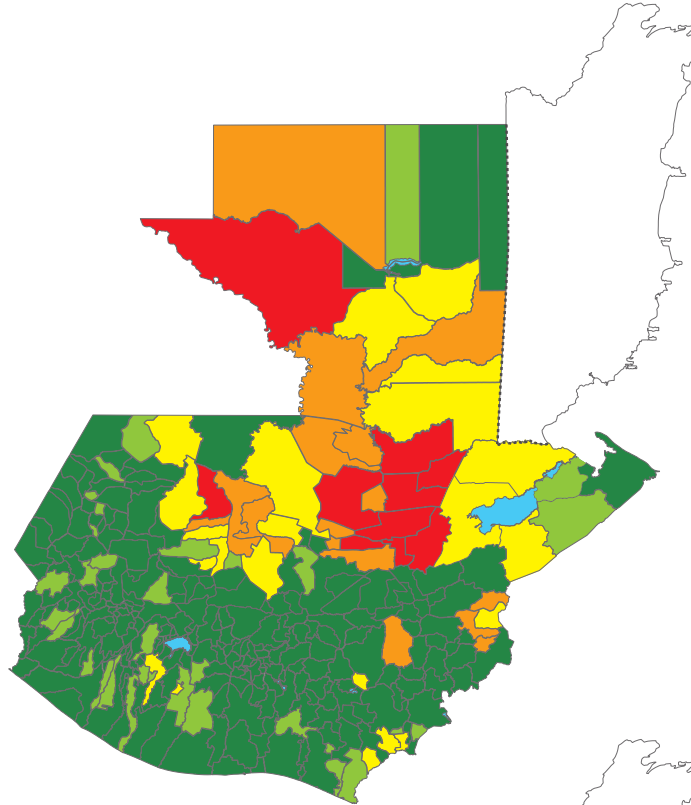
2.9. COBERTURA ELÉCTRICA

En el siguiente mapa se muestra la cobertura eléctrica a nivel municipal, los que se encuentran en color rojo significa que cuenta con una cobertura menor al 40% y aquellos que superan al 90% están de color verde oscuro.

Ilustración 10: Cobertura eléctrica, años 2014 y 2016.

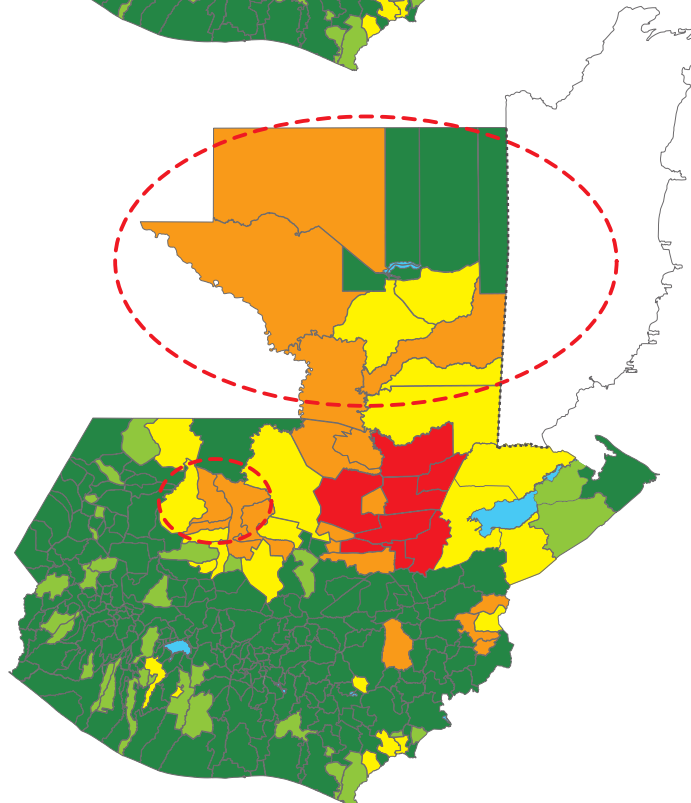
COBERTURA ELÉCTRICA 2014

- Menor del 40%
- Entre 40% y 60%
- Entre 60% y 80%
- Entre 80% y 90%
- Más del 90%



COBERTURA ELÉCTRICA 2016

- Menor del 40%
- Entre 40% y 60%
- Entre 60% y 80%
- Entre 80% y 90%
- Más del 90%



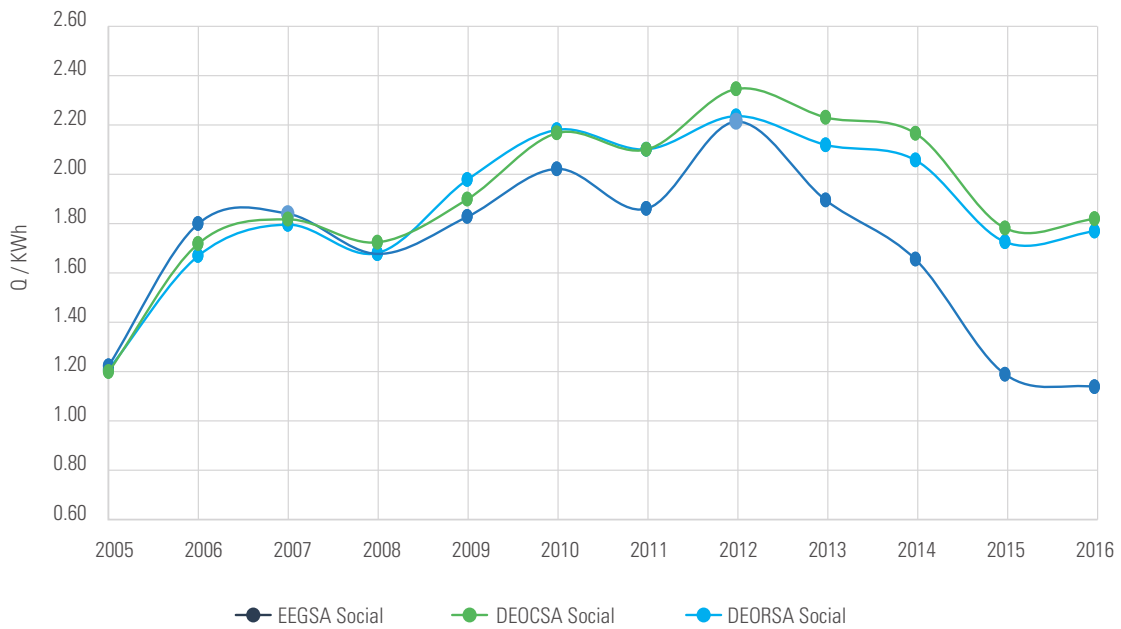
FUENTE. DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS

2.10. PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Los precios de la energía en Guatemala se definen según el nivel de voltaje y potencia de distribución que recibe el usuario final. Adicionalmente, las tarifas para los usuarios finales conectados a la red de distribución están divididas en tarifa

social y tarifa no social, estas varían de acuerdo al consumo mensual del usuario final. A continuación, se muestra el comportamiento de la evolución de la tarifa social y no social por distribuidora. Estos precios se encuentran trasladados a valor presente para obtener un parámetro de referencia que permita la comparación de precios con años anteriores.

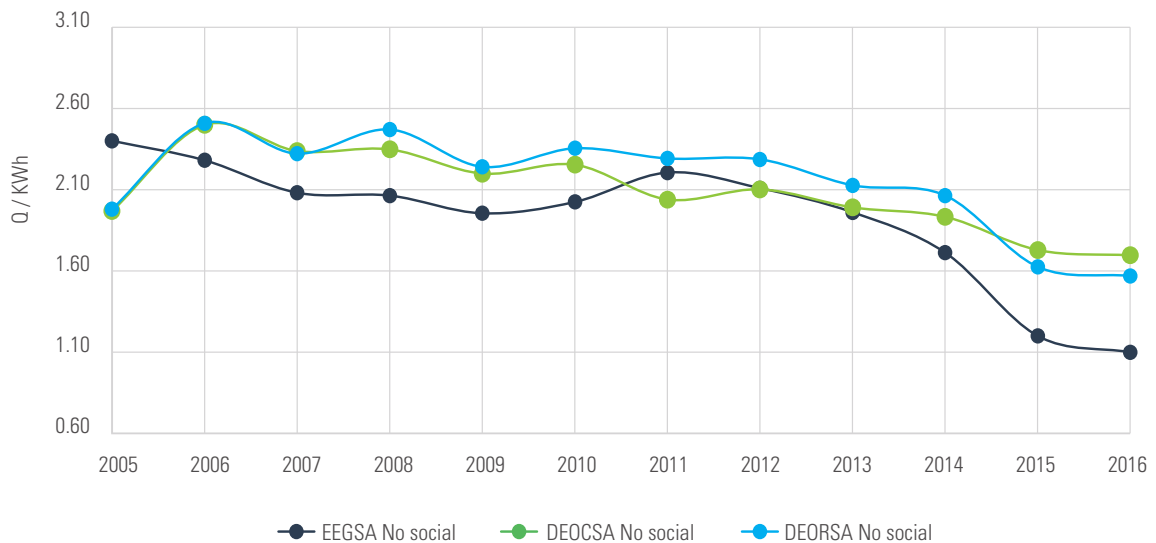
Gráfica 18: Evolución de la Tarifa social por distribuidora trasladada al valor presente neto, años 2005 - 2016.



FUENTE: UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO, MEM.

Los precios de energía eléctrica, que se encuentran en el rango de tarifa social, han tenido una importante reducción a partir del año 2012, lo cual es un beneficio directo para los usuarios con consumos menores de 300 kWh/mes.

Gráfica 19: Evolución de la Tarifa No Social por distribuidora trasladada al valor presente neto, años 2005 al 2016.



FUENTE: UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO, MEM.

Al igual que el comportamiento de la tarifa social, la tarifa no social también ha experimentado una reducción a partir del año 2012.

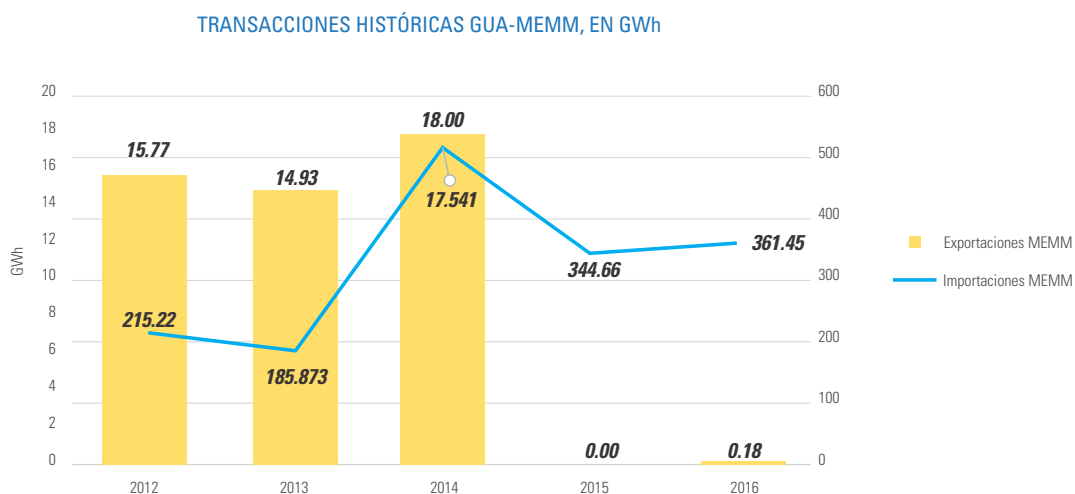
Estas reducciones en las tarifas de energía eléctrica para las distintas distribuidoras, se debe en parte, a la mayor participación de las energías renovables incorporadas al parque de generación, impulsado por la diversificación de la matriz energética. Esta reducción de las tarifas también se debe a la adición de nuevos proyectos de transporte de energía eléc-

trica, que buscan mejorar la eficiencia de la red de transmisión nacional, reduciendo el índice de pérdidas respecto al crecimiento de la demanda de energía.

2.11. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA

Guatemala cuenta con la disponibilidad de comercializar energía eléctrica con México y con el Mercado Eléctrico Regional, tanto en importaciones como en exportaciones.

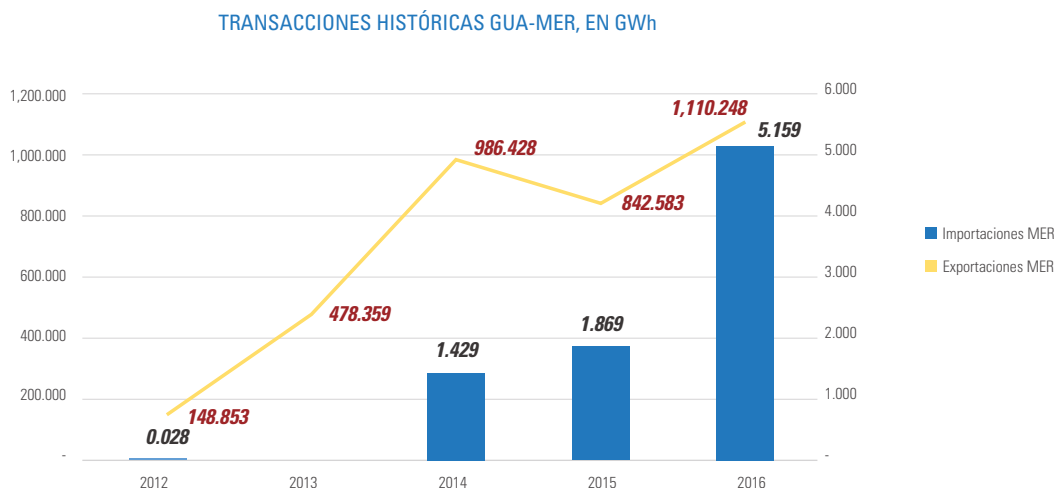
Gráfica 20: Transacciones internacionales netas de energía eléctrica, Guatemala - Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano.



FUENTE: INFORME ESTADÍSTICO ANUAL, AMM.

La gráfica 20, representa las transacciones de importación y exportación de energía eléctrica de Guatemala con México en GWh, durante los años 2012 a 2016. Las importaciones son resultado de contratos firmes, mientras que las exportaciones son resultado de las transacciones realizadas en el mercado de oportunidad. No se contemplan las desviaciones de potencia, las transacciones por emergencias, ni la energía inadvertida.

Gráfica 21: Transacciones internacionales netas de energía eléctrica Guatemala - Mercado Eléctrico Regional.



FUENTE: INFORMES ESTADÍSTICOS EOR, AL 31 DE DICIEMBRE DE CADA AÑO.

La gráfica 21, representa las transacciones de energía eléctrica entre Guatemala y el Mercado Eléctrico Regional, registradas del año 2012 al año 2016. En este último año las transacciones de Guatemala con el Mercado Eléctrico regional cerraron con un total de 1,100.248 GWh en concepto de exportación, y 5.159 GWh en concepto de importación de energía eléctrica.

2.12. SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE

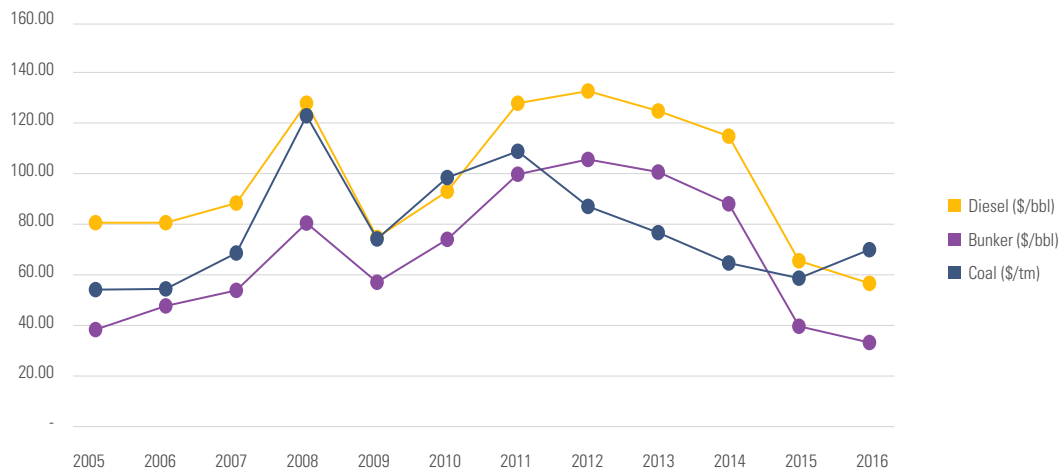
La generación por energía no renovable emplea los siguientes combustibles: carbón, diésel, biomasa, bunker, leña (bosques energéticos) y biogás. Algunos de estos combustibles requieren ser importados, puesto que no se producen dentro del territorio Nacional.

Tabla 4: Costo de importación histórico de los combustibles de importación usados para generación de energía eléctrica.

Año	Diesel (\$/bbl)	Bunker (\$/bbl)	Carbón (\$/tm)
2005	81.03	38.44	54.30
2006	81.03	47.86	54.59
2007	88.74	53.98	68.88
2008	128.60	80.77	123.60
2009	75.08	57.31	74.48
2010	93.46	74.43	98.97
2011	128.59	100.33	109.43
2012	133.46	106.20	87.45
2013	125.50	101.22	77.07
2014	115.52	88.50	64.92
2015	65.82	39.70	58.91
2016	56.77	33.32	70.25

FUENTE: COSTOS DE IMPORTACIÓN DE DIÉSEL Y BUNKER, ESTADÍSTICAS DE HIDROCARBUROS DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS; COSTOS DE IMPORTACIÓN DEL CARBÓN, WORLD BANK COMMODITY PRICE DATA..

Gráfica 22: Costo de importación histórico de los combustibles usados para generación de energía eléctrica.



FUENTE: COSTOS DE IMPORTACIÓN DE DIÉSEL Y BUNKER, ESTADÍSTICAS DE HIDROCARBUROS DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS; COSTOS DE IMPORTACIÓN DEL CARBÓN, WORLD BANK COMMODITY PRICE DATA.

En la tabla 4 y en la gráfica 22, se observan los costos de importación sugeridos para los combustibles Diésel y Búnker, así mismo el costo de importación histórico sugerido para el Carbón. El resto de energéticos usualmente no requieren de un costo para su compra por las plantas generadoras, pues ellos mismos lo producen.

Tabla 5: Consumos históricos anuales de energéticos empleados para generación de energía eléctrica.

Año	Carbón (Ton)	Diésel (Gal)	Biomasa (Ton)	Bunker (Gal)	Biogás (m³)	Leña (Ton)
2010	491,411.00	435,260.36	9,662,153.29	77,560,101.69	-	-
2011	492,309.00	2,388,741.12	8,353,765.78	112,630,292.03	-	-
2012	708,768.30	1,027,467.75	5,944,313.64	112,218,835.90	-	-
2013	1,061,958.58	610,743.13	7,971,314.62	79,242,060.20	934,414.00	26,923.00
2014	1,141,168.44	495,994.23	7,284,266.86	76,827,353.39	2,962,577.00	28,948.00
2015	1,524,667.74	1,120,814.66	10,223,918.94	86,910,839.29	3,539,514.86	2,930.00
2016	1,803,486.84	552,824.06	11,318,875.32	60,065,982.14	2,250,404.06	931.40

FUENTE: ELABORADO POR LA UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO-MEM.

La tabla 5, muestra los consumos históricos anuales de energéticos empleados para generación de energía eléctrica. Es importante destacar que la capacidad de generación por tipo de energético depende de la eficiencia de la planta que lo utilizó.

1.6. PLANTAS DE GENERACIÓN EXISTENTES E INVERSIONES EN GENERACIÓN

En la siguiente tabla se presentan las Plantas de Generación que actualmente están operando en Guatemala, en la cual se pueda detallar el tipo de potencia efectiva que inyecta al sistema nacional interconectado así como el tipo de recurso y/o combustible que utiliza para poder operar, información proporcionada en los documentos del Administrador del Mercado Mayorista –AMM- dentro de los cuales se pueden mencionar la reprogramación de largo Plazo versión provisoria noviembre 2017-abril 2018 e informe de capacidad instalada 2017.

Tabla 6: Capacidad efectiva de las plantas de generación que actualmente están operando en Guatemala.

PLANTAS GENERADORAS	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	COMBUSTIBLE
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	3530.5	
HIDROELÉCTRICAS	1,272.67	
Chixoy	279.256	HÍDRICA
Hidro Xacbal	100.004	HÍDRICA
Palo Viejo	87.381	HÍDRICA
Aguacapa	79.759	HÍDRICA
Jurún Marinalá	59.896	HÍDRICA
Renace 1	66.788	HÍDRICA
El Canadá	47.203	HÍDRICA
Las Vacas	41.004	HÍDRICA
El Recreo	26.129	HÍDRICA
Secacao	16.307	HÍDRICA
Los Esclavos	13.682	HÍDRICA
Montecristo	13.037	HÍDRICA
Pasabien	12.429	HÍDRICA
Matanzas	11.783	HÍDRICA
Poza Verde	9.556	HÍDRICA
Rio Bobos	10.533	HÍDRICA
Choloma	9.527	HÍDRICA
Santa Teresa	16.686	HÍDRICA
Panan	7.486	HÍDRICA
Santa María	6.029	HÍDRICA
Palín 2	3.924	HÍDRICA
Candelaria	4.433	HÍDRICA
San Isidro	3.400	HÍDRICA
Hidroxacbal Delta	45.000	HÍDRICA

El Salto	2.371	HÍDRICA
Chichaic	0.456	HÍDRICA
San Jerónimo	0.200	HÍDRICA
Vision De Aguila	2.080	HÍDRICA
El Manantial 1	3.302	HÍDRICA
El Manantial 2	21.861	HÍDRICA
El Cobano	8.851	HÍDRICA
Oxec	24.838	HÍDRICA
Hidroeléctrica La Libertad	9.554	HÍDRICA
Renace II	113.964	HÍDRICA
Raaxha	5.100	HÍDRICA
Hidroeléctrica Las Fuentes 2	13.733	HÍDRICA
Hidroeléctrica El Cafetal	8.487	HÍDRICA
Renace III	62.198	HÍDRICA
El Recreo II	24.440	HÍDRICA

GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE -GDR-

TOTAL GDR	114.359	
-----------	---------	--

HIDROELÉCTRICA 94.807

Hidroeléctrica Santa Elena	0.560	HÍDRICA
Kaplan Chapina	2.000	HÍDRICA
Hidroeléctrica Cueva Maria 1 Y 2	4.950	HÍDRICA
Hidroeléctrica Los Cerros	1.250	HÍDRICA
Hidroeléctrica Covadonga	1.500	HÍDRICA
Hidroeléctrica Jesbon Maravillas	0.750	HÍDRICA
Central Generadora El Prado (Sn Ant Morazán)	0.500	HÍDRICA
Hidroeléctrica Finca Las Margaritas	0.438	HÍDRICA
Hidropower Sdmm	1.881	HÍDRICA
Hidroeléctrica La Perla	3.799	HÍDRICA
Hidroeléctrica Sac-Ja	2.000	HÍDRICA
Hidroeléctrica San Joaquin	0.800	HÍDRICA
Hidroeléctrica Luarca	0.510	HÍDRICA
Hidroeléctrica Finca Las Margaritas Fase 2	1.600	HÍDRICA
Hidroeléctrica El Libertador	2.041	HÍDRICA
Hidroeléctrica Las Victorias	1.000	HÍDRICA
El Coralito	1.479	HÍDRICA
El Zambo	0.980	HÍDRICA
Hidroeléctrica Monte Maria	0.691	HÍDRICA

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Hidroeléctrica Hydroaguna	2.086	HÍDRICA	Generadora Del Atlantico Biogas	1.275	BIOGAS
Hidroeléctrica La Paz	0.950	HÍDRICA	BIOMASA	8.277	
Hidroeléctrica El Ixtalito	1.597	HÍDRICA	Generadora del Atlantico Vapor	2.603	BIOMASA
Hidroeléctrica Guayacan	2.700	HÍDRICA	Biogas Vertedero El Trebol	1.018	BIOMASA
Hidroeléctrica Tuto Dos	0.960	HÍDRICA	Gas Metano Gabiosa	1.056	BIOMASA
Hidroeléctrica Santa Teresa	2.058	HÍDRICA	Biogas Vertedero El Trebol Fase II	3.600	BIOMASA
Hidroeléctrica El Panal	2.500	HÍDRICA	FOTOVOLTAICA	10.000	
Hidroeléctrica Pacayas	5.000	HÍDRICA	Central Solar Fotovoltaica Sibó	5.000	SOLAR
Hidroeléctrica Samuc	1.200	HÍDRICA	Granja Solar Taxisco	1.500	SOLAR
Hidroeléctrica El Coralito	1.479	HÍDRICA	Granja Solar El Jobo	1.000	SOLAR
Hidroeléctrica Concepcion	0.150	HÍDRICA	Granja Solar La Avellana	1.000	SOLAR
Hidroeléctrica San Jose	0.430	HÍDRICA	Granja Pedro De Alvarado	1.500	SOLAR
Hidroeléctrica Peña Flor	0.499	HÍDRICA	TÉRMICAS	1834.91	
Hidroeléctrica Santa Anita	1.560	HÍDRICA	TURBINAS DE VAPOR	542.003	
Hidroeléctrica Cerro Vivo	2.113	HÍDRICA	San José	138.087	CARBÓN
Hidroeléctrica Maxanal	2.800	HÍDRICA	La Libertad	17.382	CARBÓN
Hidroeléctrica Las Uvitas	1.870	HÍDRICA	Las Palmas II	76.347	CARBÓN
Hidroeléctrica El Conacaste	3.000	HÍDRICA	Generadora Costa Sur	30.249	CARBÓN
Hidroeléctrica El Brote	3.700	HÍDRICA	Jaguar Energy	279.938	CARBÓN
Hidroeléctrica Finca Lorena	4.482	HÍDRICA	TURBINAS DE GAS	135.809	
Hidroeléctrica Mopa	0.975	HÍDRICA	Tampa	75.771	DIESEL
Hidroeléctrica Los Patos	4.630	HÍDRICA	Stewart & Stevenson	21.459	DIESEL
Hidroeléctrica El Corozo	0.900	HÍDRICA	Escuintla Gas 5	38.579	DIESEL
Hidroeléctrica Miraflores	0.837	HÍDRICA	MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA	450.092	
Hidroeléctrica La Ceiba 1	0.686	HÍDRICA	Arizona	160.755	BUNKER
Proyecto Hidroelectrico El Salto Marinala	5.000	HÍDRICA	Puerto Quetzal Power	56.794	BUNKER
Hidroeléctrica Carmen Amalia	0.686	HÍDRICA	Las Palmas	67.018	BUNKER
Pequeña Hidroeléctrica Xolhuitz	2.300	HÍDRICA	Genor	40.618	BUNKER
Hidroeléctrica Samuc 2	1.680	HÍDRICA	Generadora del Este	69.982	BUNKER
Hidroeléctrica El Triangulo	0.960	HÍDRICA	Electro Generación	16.326	BUNKER
Hidroeléctrica Nueva Hydrocon	1.000	HÍDRICA	Termica	11.861	BUNKER
Mini Hidroeléctrica La Viña	0.290	HÍDRICA	Coenesa	5.957	DIESEL
Hidroeléctrica El Salto Marinala	5.000	HÍDRICA	Electro Generación Cristal Bunker	4.195	BUNKER
BIOGAS	1.275		Genosa	16.586	BUNKER
			INTERCONEXIÓN	120	
			Energía del Caribe	120	Gas Natural

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

INGENIOS AZUCAREROS 707.007		
Magdalena	90.019	BIOMASA/BUNKER
Biomass	114.710	BIOMASA/CARBÓN
Pantaleón	60.292	BIOMASA/BUNKER
La Unión	37.958	BIOMASA/BUNKER
Santa Ana Bloque 1	93.970	BIOMASA/BUNKER
Madre Tierra Bloque 1	17.066	BIOMASA/BUNKER
Generadora Santa Lucia	44.889	BIOMASA/CARBÓN
Concepción	20.574	BIOMASA/BUNKER
Tululá	18.932	BIOMASA/BUNKER
Trinidad	94.450	BIOMASA/BUNKER
El Pilar	13.747	BIOMASA/BUNKER
PALO GORDO	42.981	BIOMASA/CARBÓN

SAN ISIDRO	57.419	BIOMASA/CARBÓN
------------	--------	----------------

GEOTÉRMICAS 33.561		
ORZUNIL	12.728	GEOTERMIA
ORTITLAN	20.833	GEOTERMIA

FOTOVOLTAICA 80.000		
Horus 1	50.000	SOLAR
Horus 2	30.000	SOLAR

EÓLICAS 75.000		
SAN ANTONIO EL SITIO	51.900	VIENTO
VIENTO BLANCO	23.1	VIENTO

FUENTE: SEGÚN INFORMACIÓN DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA –AMM–

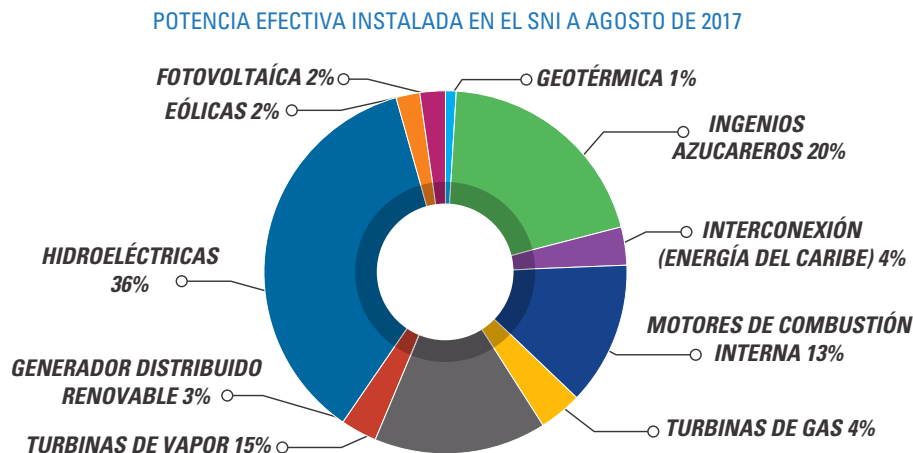
Tabla 7: Potencia efectiva según la tecnología del generador.

POTENCIA EFECTIVA INSTALADA EN EL S.N.I.	
PLANTAS GENERADORAS	MW
HIDROELÉCTRICAS	1,272.67
GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE	114.36
TURBINAS DE VAPOR	542.00
TURBINAS DE GAS	135.81
MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA	450.09
INGENIOS AZUCAREROS	707.01
INTERCONEXIÓN (ENERGÍA DEL CARIBE)	120.00
GEOTÉRMICA	33.56
FOTOVOLTAICA	80.00
EÓLICAS	75.00
TOTAL	3530.5

FUENTE. SEGÚN INFORMACIÓN DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA –AMM–

En la siguiente gráfica se muestra la representación del porcentaje que tiene cada una de las tecnologías utilizadas en las plantas de Generación del Sistema Eléctrico Nacional del país.

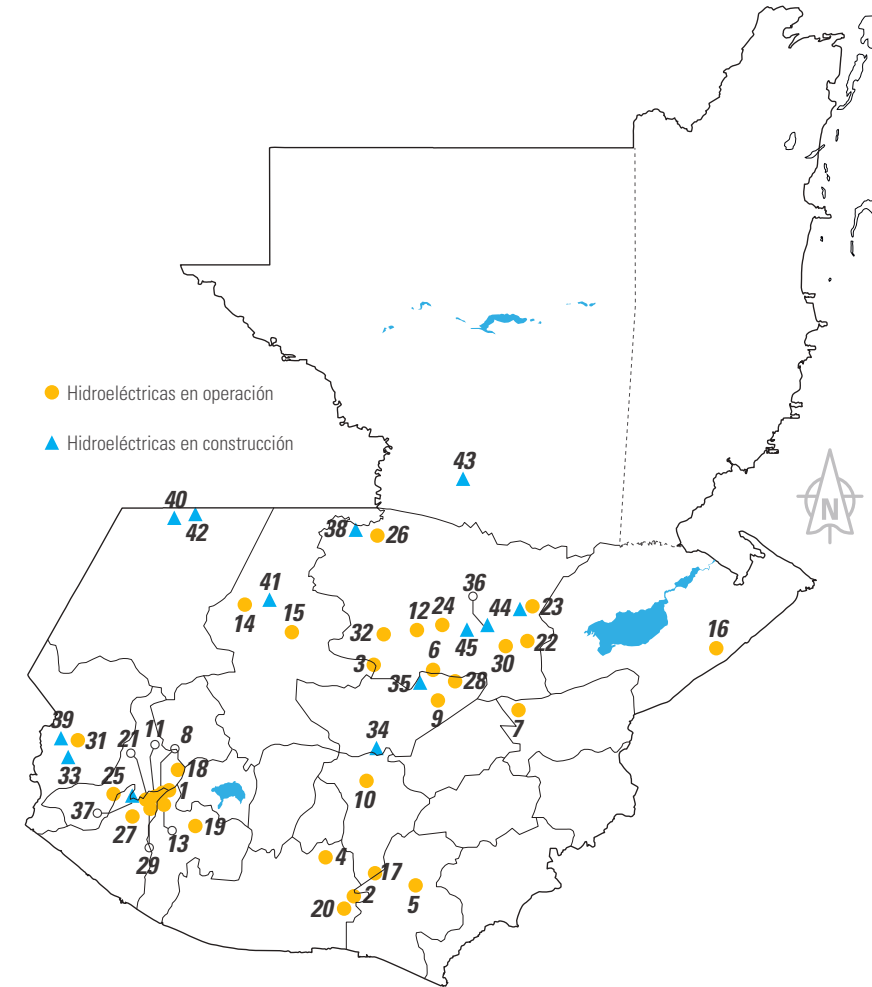
Gráfica 23: Porcentaje de generación según tecnología utilizada.



FUENTE. SEGÚN INFORMACIÓN DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA –AMM–

2.14. ENERGÍA HIDRÁULICA

Ilustración 11: Ubicación de proyectos hidroeléctricos actualmente existentes en Guatemala.



RESUMEN DE AUTORIZACIONES DEFINITIVAS OTORGADAS Y EN TRAMITE		
Estado del proyecto	Cantidad de proyectos hidroeléctricos	Potencia en MW
En operación	32	1,299.36
En construcción	13	424.16
No ha iniciado construcción	13	387.65
En trámite de autorización	5	193.26
Total	63	2,304.43

Centrales hidroeléctricas en operación o construcción		
No.	Proyecto	Entidad
1	Planta Hidroeléctrica Santa María	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE)
2	Hidroeléctrica Aguacapa	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE)
3	Hidroeléctrica Chixoy	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE)
4	Hidroeléctrica Jurún Marinalá	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE)
5	Hidroeléctrica Los Esclavos	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE)
6	Santa Teresa	Agro-Comercializadora del Polochic, S.A.
7	Hidroeléctrica Pasabién	Inversiones Pasabién, S.A.
8	Santiaguito (Hidro Canadá)	Generadora de Occidente, Limitada
9	Matanzas-Chilascó	Tecnoguat, S.A.
10	Hidroeléctrica Río Las Vacas	Hidroeléctrica Río Las Vacas, S.A.
11	Hidroeléctrica El Recreo	Hidrotama, S.A.
12	Renace	Recursos Naturales y Celulosas (RENACE, S.A.)
13	Central Generadora Eléctrica Montecristo	Generadora Montecristo, S.A.
14	Hidro Xacbal	Hidro Xacbal S.A.
15	Palo Viejo	Renovables de Guatemala, S.A.
16	Hidroeléctrica Río Bobos	Hidronorte, S.A.
17	Poza Verde	Papeles Elaborados, S.A.
18	Hidroeléctrica Cuevamaría	Recursos Energéticos Pasac, S.A.
19	Hidroeléctrica Panán	Inversiones Atenas, S.A.
20	El Cóbano	Hidroeléctrica El Cóbano, S.A.
21	Hidroeléctrica El Manantial	Alternativa de Energía Renovable, S.A.
22	Hidroeléctrica Cholomá	Hidroeléctrica Cholomá, S.A.
23	Oxec	Oxec, S.A.
24	Renace II (Fase I)	Recursos Naturales y Celulosas (RENACE, S.A.)
25	Hidroeléctrica La Libertad	Cinco M, S.A.
26	Hidroeléctrica Raaxha	Hidroeléctrica Raaxha, S.A.
27	Hidroeléctrica Las Fuentes II	Energías del Ocosito, S.A.
28	Hidroeléctrica El Cafetal	Hidro Juminá, S.A.
29	El Recreo II	Genepal, S.A.
30	Hidroeléctrica Secacao	Hidroeléctrica Secacao, S.A.
31	Hidroeléctrica Finca Lorena	Agen, S.A.
32	Hidroeléctrica Chichaic	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE)
33	Tres Ríos	Hidroeléctrica Tres Ríos, S.A.
34	El Sisimite	Generadora Nacional, S.A.
35	Hidroeléctrica Sulín	Central Hidroeléctrica Sulín, S.A.
36	El Volcán	Inversiones Agrícolas Diversificadas, S.A.
37	Ampliación Hidroeléctrica El Manantial	Alternativa de Energía Renovable, S.A.
38	Hidroeléctrica Santa Rita	Hidroeléctrica Santa Rita, S.A.
39	Hidro Salá	Hidro Salá, S.A.
40	Hidroeléctrica Pojóm II	Generadora San Mateo, S.A.
41	Hidro Xacbal Delta	Energía Limpia de Guatemala, S.A.
42	San Andrés	Generadora San Andrés, S.A.
43	Hidroeléctrica El Raudal	Hidroeléctrica El Raudal, S.A.
44	Oxec II	Oxec II, S.A.
	Proyecto Renace IV	Recursos Naturales y Celulosas (RENACE, S.A.)

FUENTE. DEPARTAMENTO DE ENERGÍA RENOVABLES, DGE

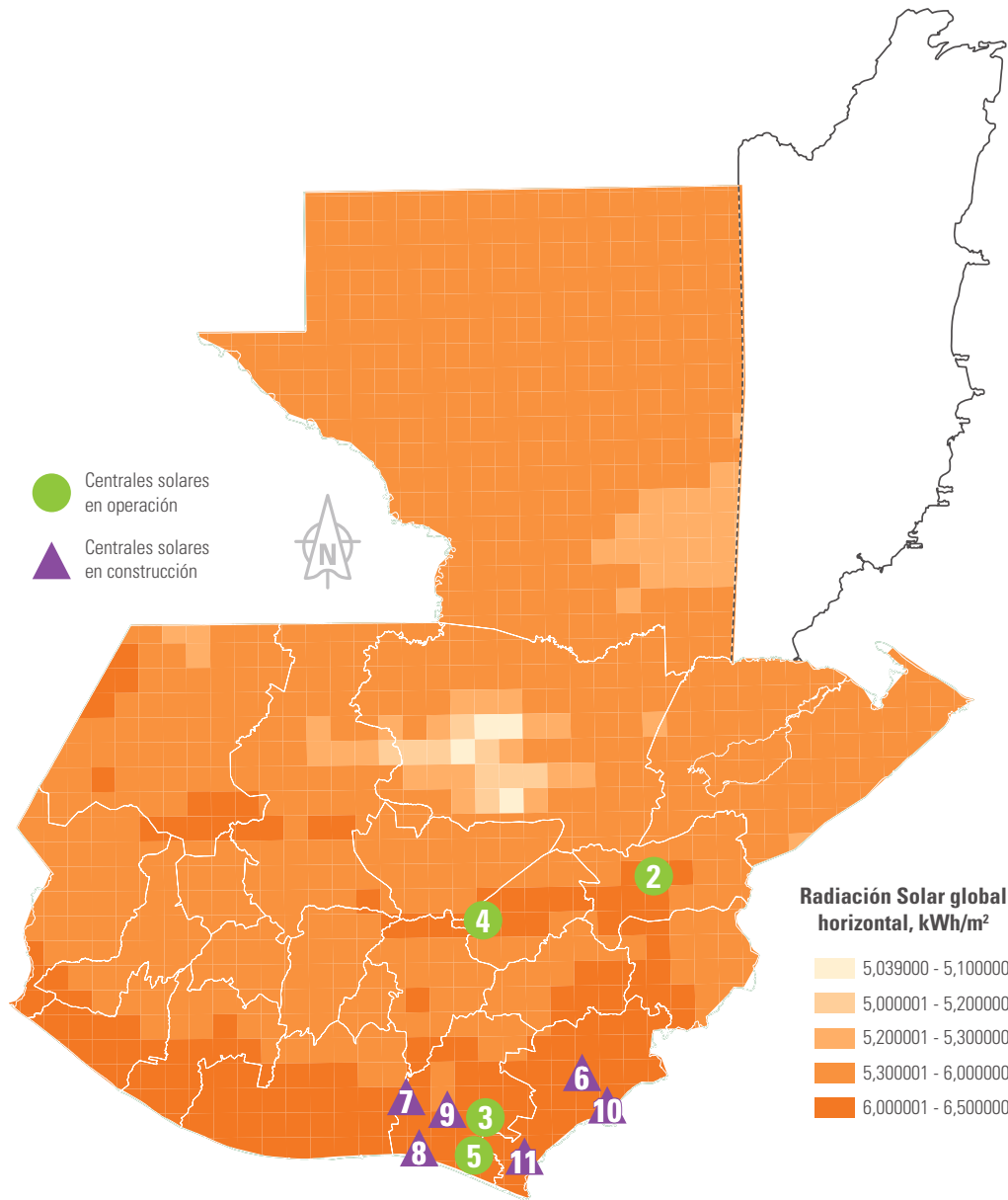
La energía hidráulica es el resultado de la utilización de la energía potencial que tiene una corriente de agua por diferencia de alturas, y por la gravedad hace que fluya de una región más alta a una más baja, y de esta forma esa energía se transforma en mecánica por medio de una turbina, que conectado a un generador, se produce la energía eléctrica.

Al mes de agosto de 2017, se tiene una potencia efectiva instalada de 1,367 MW (las cuales incluye a las clasificadas como Plantas Generadoras Hidroeléctricas y GDR), las cuales están conectadas al Sistema Nacional Interconectado -SNI-.

2.15. ENERGÍA SOLAR

Es la energía que proviene del aprovechamiento directo de la radiación del sol, obteniendo: Calor y Electricidad. Por lo que Guatemala, debido a su posición geográfica, presenta valores significativos de radiación solar durante casi todo el año. Al mes de junio de 2017, la capacidad efectiva de las plantas de generación solar es de 90 MW.

Ilustración 12: Ubicación de proyectos de generación solar actualmente en Guatemala.



Centrales solares							
No	Proyecto	Capacidad instalada MW	Estado proyecto	No	Proyecto	Capacidad instalada MW	Estado proyecto
1	Instalación fotovoltaica ubicada encima cubierta de varias galerías con una potencia de 137,28 KWp	0.137	En operación	7	Granja Solar El Jobo	1	Construcción
2	Central Solar fotovoltaica 5 MWac	5	En operación	8	Granja Solar La Avellana	5	Construcción
3	Proyecto Planta fotovoltaica de 50 MW	80	En operación	9	Granja Solar Taxisco	1.5	Construcción
4	Instalación fotovoltaica ubicada encima cubierta de una bodega con una potencia de 153.00 kWh	0.153	En operación	10	Granja Solar Buena Vista	1.5	Construcción
5	Horus II	30	En operación	11	Granja Solar Pedro Alvarado	1.0	Construcción
6	Solaris IFV 2.5 MW	25	Construcción				

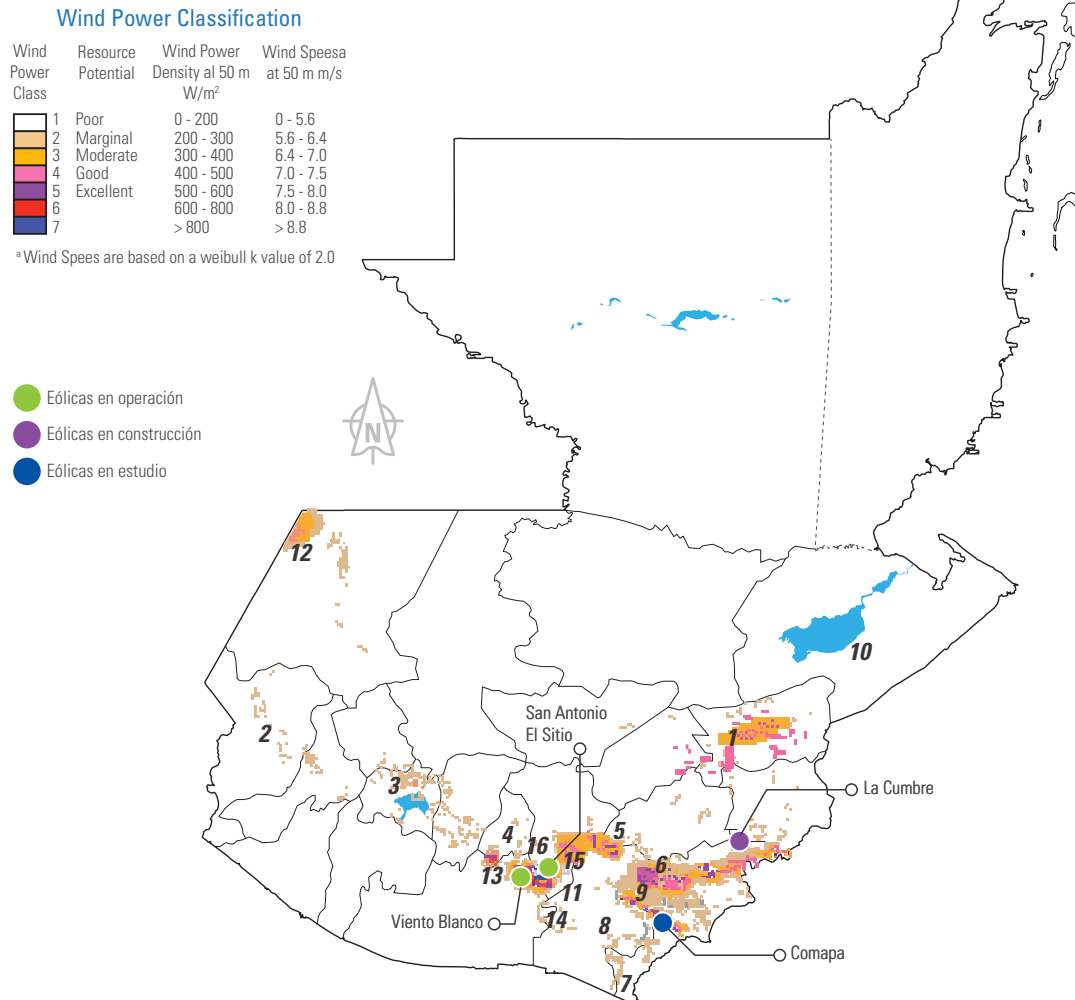
Actualizado septiembre de 2017

FUENTE. DEPARTAMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, DGE-MEM

2.16. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una fuente de energía renovable, donde se utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla es a través de los aerogeneradores, mejor conocidos como Molinos de Viento, los cuales transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica. Al mes de junio de 2017, se tiene instalados dos parques de generación eólica conectados al Sistema Nacional Interconectado, con una potencia efectiva instalada de 75.00 MW.

Ilustración 13: Ubicación de proyectos de generación eólica existentes en Guatemala.



Proyecto de mediciones de viento del MEM						
Proyecto	Entidad	Recurso energético	Municipio	Departamento	Capacidad instalada MW	Estado del proyecto
San Antonio El Sitio	San Antonio El Sitio S.A.	Viento	Villa Canales	Guatemala	5.2	En operación
Viento Blanco	Viento Blanco S.A.	Viento	San Vicente Pacaya	Escuintla	21	En operación
La Cumbre	Transportista de electricidad S.A.	Viento	Jutiapa	Jutiapa	30	En construcción
Proyecto Eólico Comapa	Eólica San Cristóbal S.A.	Viento	Jutiapa	Jutiapa	57	En estudios

Proyecto de mediciones de viento del MEM							
No	Nombre de la estación	Vel media anual m/s	Altura de medición en m.	No	Nombre de la estación	Vel media anual m/s	Altura de medición en m.
1	Finca Matazano, Aldea Chispán (Zacapa)	4.1	30	9	La Brea (Jutiapa)	3.1	30
2	El Rodeo (San Marcos)	5.9	30	10	Bella Vista en San Gil (Izabal)	3.9	30
3	Santa Catarina Ixtahuacán (Sololá)	4.2	20	11	Finca La Concla (Guatemala)	5.2	30
4	Finca Candelaria (Sacatepequez)	6	20	12	Aldea Chacaj (Huehuetenango)	4.2	51
5	Samoro (Jalapa)	6.7	30	13	Finca Monte María (Escuintla)	3.6	30
6	El Durazno (Jutiapa)	5.8	30	14	Finca La Unión (Guatemala)	3.1	51
7	Salamar (Jutiapa)	4.5	30	15	Finca La Sabana (Guatemala)	6.8	30
8	Guayabales (Santa Rosa)	2.5	30	16	Finca San Antonio (Guatemala)	5.9	30

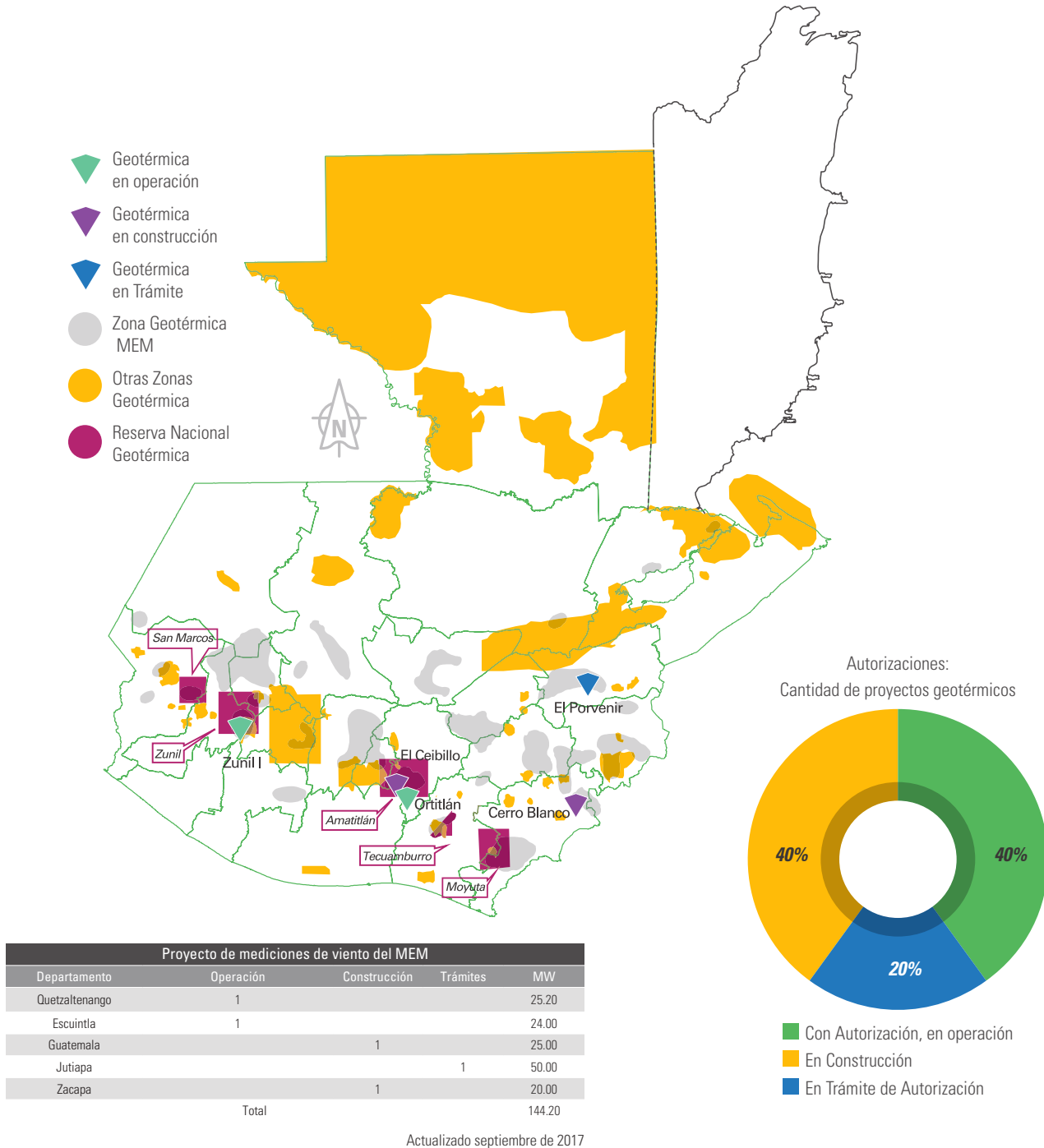
Actualizado septiembre de 2017

FUENTE. DEPARTAMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, DGE-MEM

2.17. ENERGÍA GEOTÉRMICA

La energía geotérmica es la que se obtiene mediante el aprovechamiento del calor del interior de la tierra y que puede ser utilizada para la producción de energía eléctrica y otros usos. En Guatemala, actualmente se tienen dos centrales de generación geotérmica que se conectan al Sistema Nacional Interconectado, las cuales tienen un total de potencia efectiva instalada al mes de agosto de 2017 de 33.56 MW.

Ilustración 14: Mapa de área con potencial geotérmico y ubicación de centrales generadoras con energía geotérmica.



FUENTE. DEPARTAMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, DGE-MEM

2.18. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO -GEI-

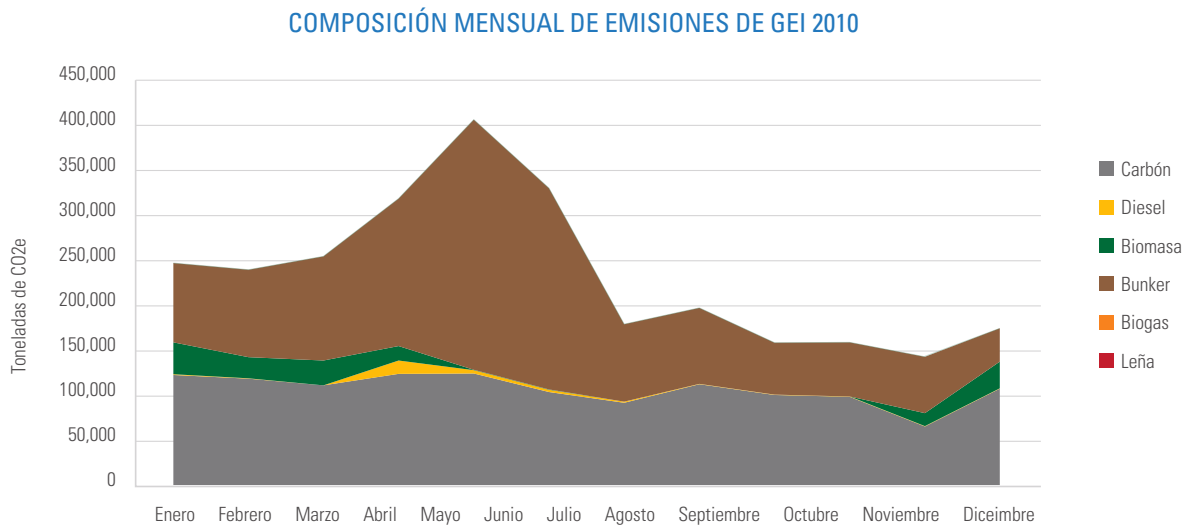
La generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles es una consecuencia directa de las actividades humanas, que producen alteraciones en la estructura de la capa atmosférica; generando con ello, alteraciones en el clima. Estos cambios en el clima son conocidos como “Variabilidad Climática” y son consecuencias directas del Cambio Climático.

El cambio climático se produce con el aumento de las concentraciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera, provocando el aumento de la temperatura media

de la superficie de la tierra. El sector energía, a través de la generación eléctrica, contribuye a la concentración de emisiones de GEI debido a la quema directa de combustibles fósiles.

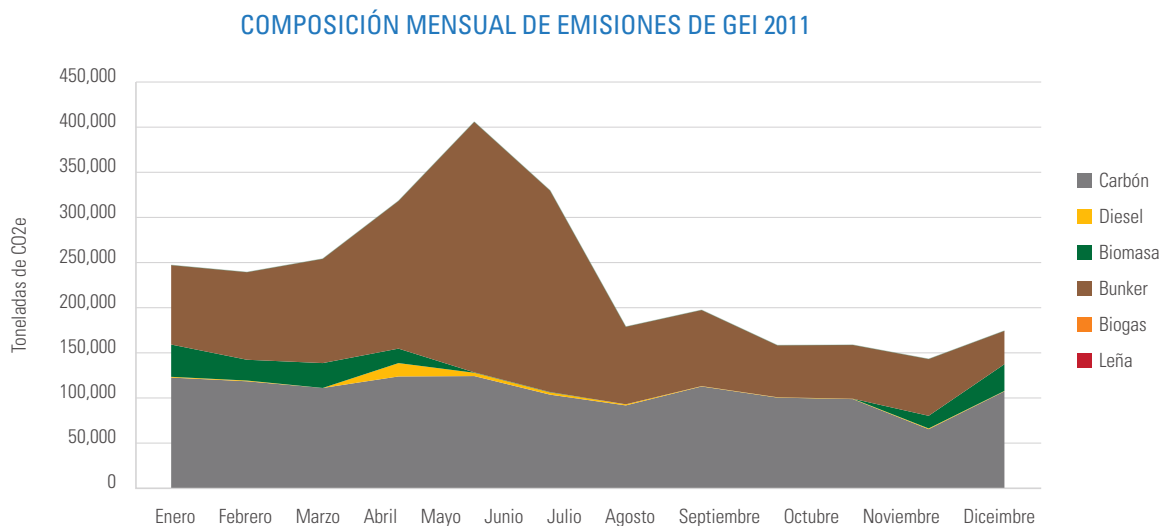
La generación de energía eléctrica con combustibles fósiles durante la época lluviosa, que comprende los meses de mayo a octubre, registró un comportamiento bastante diferenciado entre el despacho de energía renovable y no renovable; principalmente para los años 2010 y 2011. Por lo tanto, la época lluviosa de estos años, registro una reducción de las emisiones de GEI en comparación con la época seca, comprendida entre los meses de enero a abril.

Gráfica 24: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero SNI por tipo de combustible, 2010.



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE LOS BALANCES ENERGÉTICOS MEM.

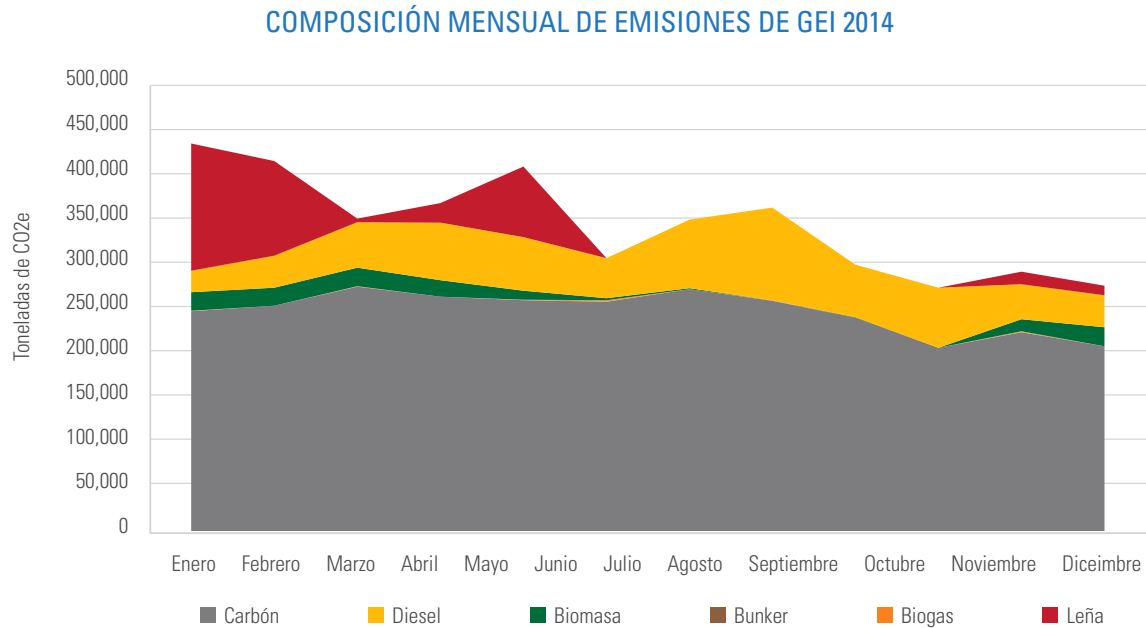
Gráfica 25: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero SNI por tipo de combustible, 2011.



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE LOS BALANCES ENERGÉTICOS MEM.

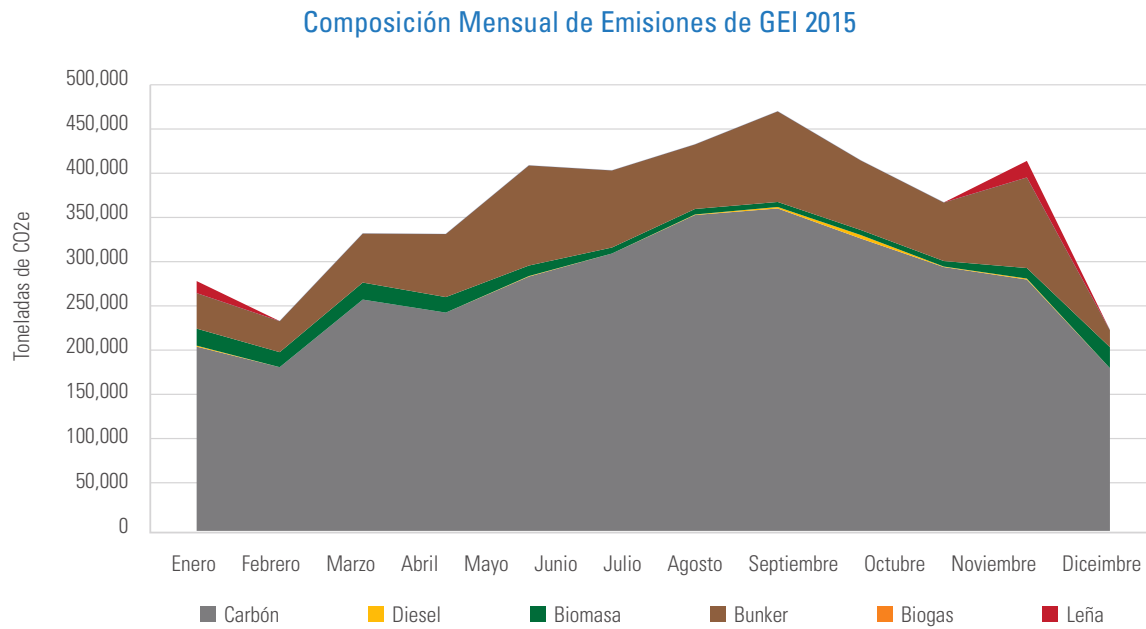
Sin embargo, las consecuencias del Cambio Climático son notorias a nivel nacional, ya que para los años posteriores se registraron bajos niveles de lluvias, provocando la limitación en la generación hidroeléctrica y cediendo la participación para la generación de energía a las Centrales Generadoras a base de combustibles fósiles. Este desplazo del aprovechamiento de las energías renovables, incidió en el aumento de las emisiones de GEI durante el transcurso de los años 2014 y 2015.

Gráfica 26: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero SNI por tipo de combustible, 2014.



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE LOS BALANCES ENERGÉTICOS MEM.

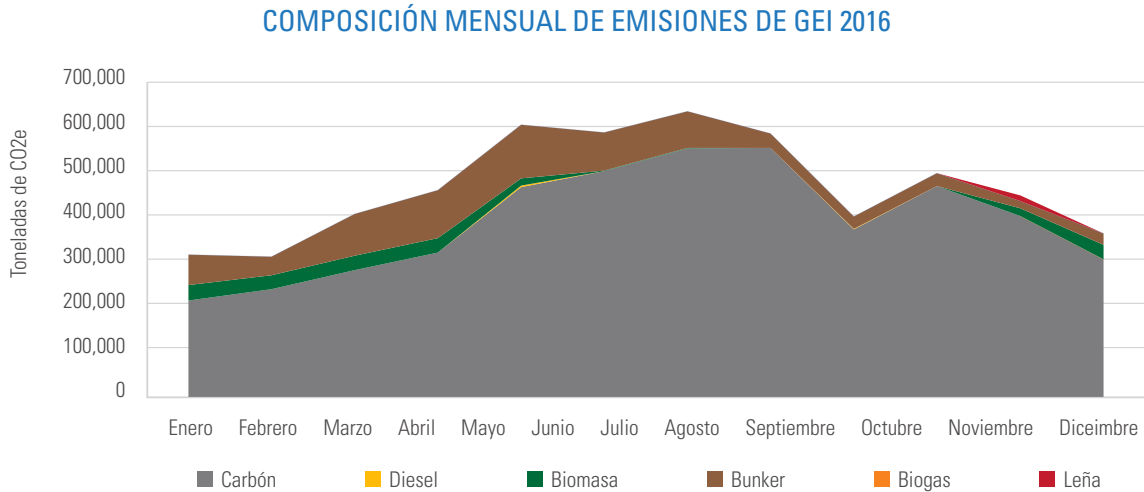
Gráfica 27: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero SNI por tipo de combustible, 2015.



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE LOS BALANCES ENERGÉTICOS MEM.

Para el año 2016, se recuperó gran parte del aporte hidroeléctrico a la matriz energética del SNI, provocando una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero durante la época lluviosa.

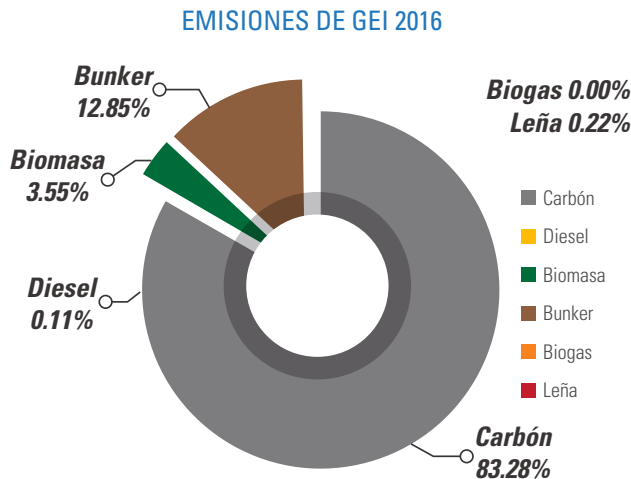
Gráfica 28: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero SNI por tipo de combustible, 2016.



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE LOS BALANCES ENERGÉTICOS MEM.

También es importante apreciar que, para el año 2016, la quema de carbón para la generación eléctrica, representó el mayor porcentaje de participación en su aporte a las emisiones de gases de efecto invernadero liberadas a la atmósfera.

Gráfica 29: Participación de las emisiones de GEI por combustibles fósiles, 2016.



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE LOS BALANCES ENERGÉTICOS MEM.

La contribución mayoritaria a las emisiones de GEI provenientes de la quema de carbón, se atribuye a su mayor contenido de carbono por cada kWh generado y entregado al SNI.

Adicionalmente, en el año 2016, han sido definidos los coeficientes de emisión del sector eléctrico de Guatemala, los cuales son indicadores de eficiencia que determinan la cantidad de emisiones de GEI liberados por la generación o consumo de energía eléctrica.

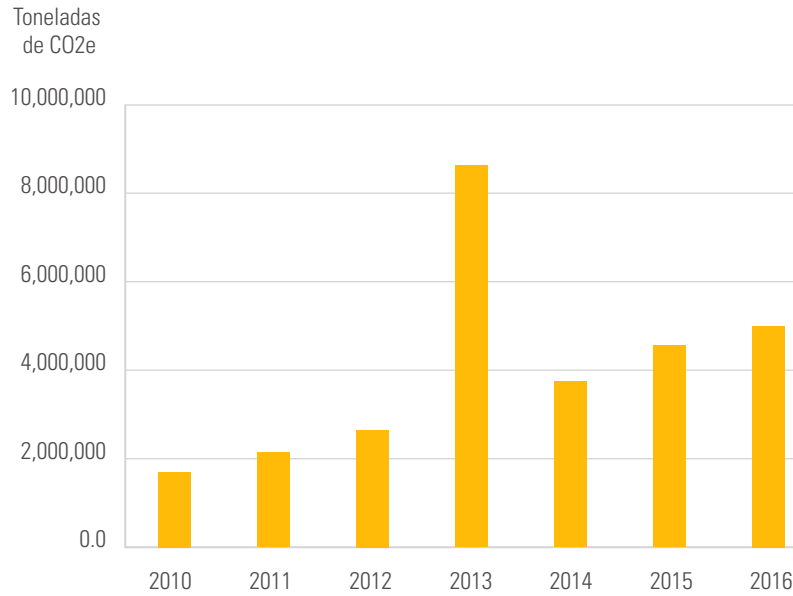
Tabla 8: Potencia Coeficiente de Emisión de CO₂e en la generación eléctrica por tipo de combustible a nivel nacional.

Generación por tipo de combustible	Coefficiente de Emisión [Kg CO ₂ e / kWh]
Carbón Mineral	1.3173
Fuel Oil	0.6641
Bagazo de Caña	0.0604
Biogás	0.0007
Diésel Oil	0.7814
Leña	0.1515
Hidroenergía	0.0000
Geoenergía	0.0000
Solar Fotovoltaica	0.0000
Eólica	0.0000

FUENTE: BALANCE ENERGÉTICO MEM, 2016.

A continuación, se muestra una gráfica donde puede apreciarse la evolución anual sobre las concentraciones de Dióxido de Carbono Equivalente (CO₂e) liberadas a la atmósfera, derivado de la generación eléctrica del SNI durante los años 2010-2016.

Gráfica 30: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (CO2e) anuales por la generación eléctrica del SNI.



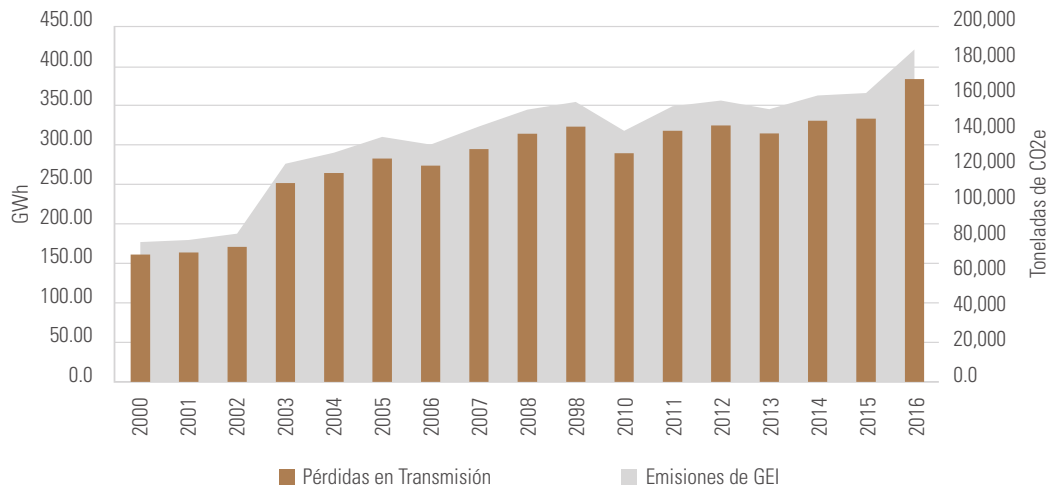
FUENTE: Elaboración UPEM, MEM.

Para lograr una reducción importante en las emisiones de gases de efecto invernadero, derivados de la generación eléctrica del SNI, es importante tener una matriz energética diversificada y orientada hacia el aprovechamiento de los recursos renovables y de esa manera cumplir con los objetivos y metas del país a los aportes de reducción de emisiones de GEI y los efectos del cambio climático.

2.18.1. EMISIONES DE GEIs DERIVADAS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

Las pérdidas de energía en las redes de transmisión y distribución del SNI, son consideradas como un consumo de energía por parte del sistema. Por lo tanto, también generan emisiones de gases de efecto invernadero para cada uno de estos actores del Sistema Nacional Interconectado. Derivado de lo anterior, es posible calcular las emisiones de GEI para la transmisión de energía eléctrica del SNI:

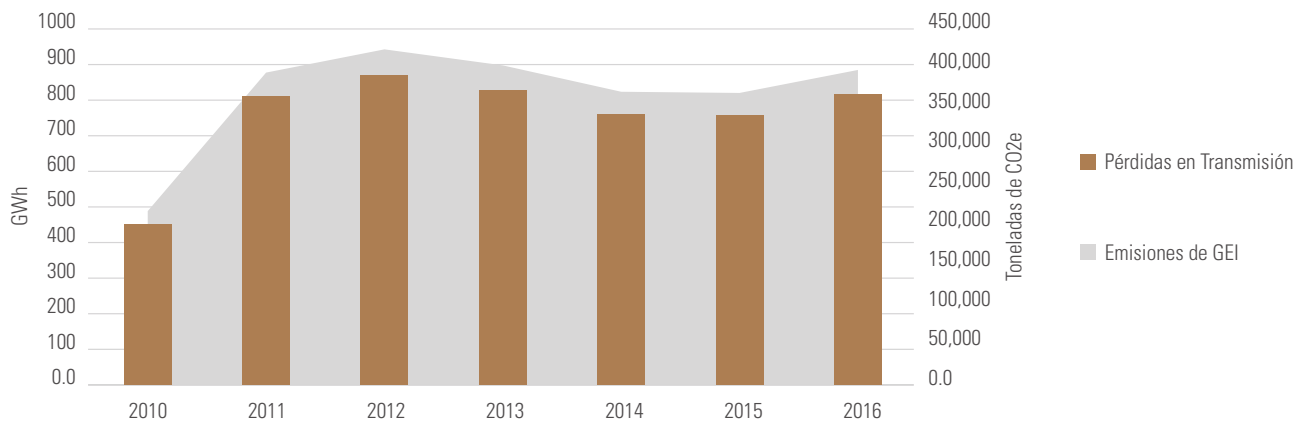
Gráfica 31: Pérdidas del sistema de transmisión del SNI y sus emisiones de GEI asociadas.



FUENTE: Elaboración UPEM, MEM.

De igual manera, las emisiones de GEI para los sistemas de distribución de energía eléctrica son los siguientes:

Gráfica 32: Pérdidas de los sistemas de distribución del SNI y sus emisiones de GEI asociadas.



FUENTE: Elaboración UPEM, MEM.

Es decir, que durante el año 2016, las pérdidas de energía en transmisión y distribución del SNI fueron de 1,198.71 GWh que equivalen a 584,613 Toneladas de CO2e liberadas a la atmosfera.

Para lograr una reducción importante en las emisiones de gases de efecto invernadero, derivadas de las pérdidas en Transmisión y Distribución, es importante tener una matriz energética diversificada y orientada hacia el aprovechamiento de los recursos renovables que puedan aportar al índice de pérdidas sin emisiones de gases de efecto invernadero.

Por lo tanto, para la mitigación de emisiones de GEI se proponen 2 escenarios:

- i. Mitigación utilizando Hidroeléctricas
- ii. Mitigación utilizando Plantas No Convencionales

De esta manera, es posible estimar los costos para la mitigación de emisiones de GEIs instalando plantas (MW) que puedan entregar la cantidad de energía necesaria para la reducción del índice de pérdidas y sus emisiones asociadas. Por ejemplo, para la reducción del 5% de las pérdidas del sistema y una reducción de 29,231 Toneladas de CO2e, se plantean dos opciones:

- i. Instalación de 13.68 MW a base de generación hidroeléctrica, con un costo de mitigación de 32.84 Millones de dólares.
- ii. Instalación de 30.41 MW a base de generación con centrales No Convencionales, con un costo de mitigación de 58.99 Millones de dólares.

A continuación, se presenta una tabla con los costos de mitigación para diferentes porcentajes de reducción de pérdidas y emisiones de GEI:

Tabla 9: Análisis económico para la mitigación de emisiones de GEI debido a las pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y distribución del SNI.

%	Mitigación		Hidroeléctricas		No convencionales	
	Reducción Pérdidas GWh	Ton CO2e	MW	Millones USD	MW	Millones USD ¹
5%	59.94	29,231	13.68	32.84	30.41	58.99
10%	119.87	58,461	27.37	65.68	60.82	117.99
20%	239.74	116,923	54.74	131.35	121.64	235.97
30%	359.61	175,384	82.10	197.03	182.45	353.96
40%	479.49	233,845	109.47	262.70	243.27	471.94
50%	599.36	292,306	136.84	328.38	304.09	589.93
60%	719.23	350,768	164.21	394.05	364.91	707.92
70%	839.10	409,229	191.58	459.73	425.72	825.90

FUENTE: Elaboración UPEM, MEM.

¹USAID Proyecto LEADS: Estos costos de mitigación fueron realizados sin tomar en cuenta otros factores económicos que pueden afectar las estimaciones como: la conflictividad social a los proyectos hidroeléctricos, incentivos fiscales para centrales no convencionales y los aspectos de impacto ambiental que difieren de los impactos climáticos como las emisiones de GEI.

Sección

2

PROSPECTIVA DEL PLAN DE
EXPANSION INDICATIVO, DEL
SISTEMA DE GENERACION
2018-2032

3

PREMISAS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

La Unidad de Planeación Energético-Minero, da a conocer la metodología del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2018-2032 el cual se ha llevado a cabo teniendo como objetivo principal, darle cumplimiento al acuerdo Gubernativo 80-2013, el cual da vida a la Política Energética 2013-2027, lograr que para el año 2027 la generación de energía eléctrica sea a base de energía renovable.

Además este plan se enfocará a dar cumplimiento a otros objetivos planteados para el país, entre los que podemos encontrar:

- Los compromisos adquiridos en la COP21 los cuales tienen como meta contribuir a la reducción de emisiones de GEI.
- Debido a la falta de certeza jurídica que es derivado de la conflictividad social, se diseñó un escenario en el que ya no exista desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas.
- Se diseñó un escenario destinado a evaluar el impulso de plantas base como la geotermia y gas natural.

Derivado de lo anterior, se analizan los siguientes escenarios:

Tabla 10: Resumen de los Escenarios Propuestos

Nombre	Escenario de Demanda	Tendencia de Combustible	Hidroeléctricas	Solares y Eólicos	Geotermia	Ingenios	Gas Natural
Política Energética	Baja	Referencia	×	×	×		
NDC's condicionada	Baja	Referencia	×	×	×		
NDC's no condicionada	Baja	Referencia	×	×	×		
Sin Hidroeléctricas	Medio	Referencia		×	×	×	×
Todos los recursos	Medio	Referencia	×	×	×	×	×
Plantas Base	Alta	Referencia			×		×
Demanda Alta	Alto	Alto	×	×	×	×	×

FUENTE: Elaboración UPEM

3.1. OBJETIVOS

El objetivo principal en el que se enfoca el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación es cumplir con la Política Energética 2013-2027.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Diversificación de la matriz energética, mediante la priorización de fuentes renovables
- Alcanzar un 80% de la generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables al año 2027.
- Ofrecer seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos.
- Promover la inversión en generación de energía eléctrica priorizando el uso de energía renovable.
- Reducir las emisiones de GEI, con acciones de eficiencia energética en la demanda y con generación a base de energía renovable.
- Cumplir con las contribuciones adquiridas en la COP21; con la propuesta no condicionada, logrando una reducción del 11.2% de sus emisiones GEI totales del año base 2005 proyectado al año 2030 y la propuesta condicionada de hasta el 22.6% de sus emisiones GEI totales del año base 2005 proyectado al año 2030.
- Posicionar al país como líder del Mercado Eléctrico Regional, promoviendo la integración energética regional.
- Darle cumplimiento al objetivo operativo del cuarto eje de la política energética, crear los mecanismos para el uso eficiente y productivo de la energía.
- Permitir la adición de centrales generadoras más eficientes y mejor tecnología, los cuales permitirán costos de suministro más competitivos.

3.2. PREMISAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

A continuación se presentara la metodología y supuestos considerados para crear los escenarios de proyecciones de demanda para el periodo de estudio 2018-2032.

3.2.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se analizaron las proyecciones de la demanda de los anteriores planes indicativos; el denominador común que se encontró fue que se ha sobrevalorado dicha proyección. Actualmente el crecimiento de la demanda ha tenido características vegetativas, es decir, el consumo de energía aumentó de manera conservadora respecto a los pronósticos optimistas realizados en los anteriores planes indicativos.

Por lo que se diseñó una nueva metodología, que divide la demanda en varios sectores, a continuación se presentará dicha metodología y supuestos considerados para crear los escenarios de proyecciones de demanda para el periodo de estudio 2018-2032.

La proyección de los escenarios de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado es uno de los indicadores más importantes, puesto que este es una señal de mercado que indica a la oferta y a la demanda las necesidades a futuro. Por lo tanto, con el objetivo de definir proyecciones más precisas, el Ministerio implementó una metodología con mayor detalle, la cual consideró aspectos socioeconómicos divulgados por el Instituto Nacional de Estadística.

Vale la pena recalcar la importancia de la proyección de energía eléctrica, puesto que por medio de estos cálculos se determinará la necesidad de ejecución de proyectos de generación y transporte, y dada la conflictividad social es necesario establecer plazos más precisos que den la oportunidad de planificar la construcción de estos proyectos.

3.2.1.1. METODOLOGÍA

Para realizar la estimación de la demanda de energía existen diversas metodologías que se pueden utilizar para determinar el consumo a lo largo del tiempo, tradicionalmente se han utilizado métodos econométricos que utilizan solamente como variables explicativas el Producto Interno Bruto y el Crecimiento Poblacional entre otros.

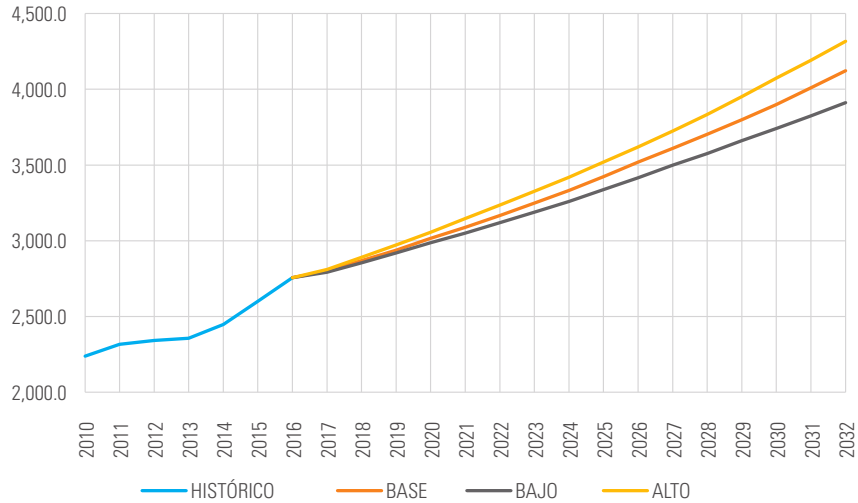
Para los presentes planes indicativos, se utilizara una metodología diseñada por la Unidad de Planeación Energético Minera la cual tiene como objetivo aumentar la precisión del modelo, en esta se realizó un desglose trimestral y por tipo de actividad, donde se relacionaron distintas variables para la proyección de cada una de estas.

3.2.1.2. GRANDES USUARIOS

La estimación de la demanda para los grandes usuarios se utilizó como variable explicativa el PIB debido a la alta correlación que existe entre ambos. Por lo que se generaron 3 posibles escenarios de crecimiento del PIB donde no se consideraron características de recesión económica, así como crecimientos mayores al 8% debido a que históricamente estos sucesos son muy particulares.

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 33: Grandes Usuarios



Elaboración UPEM

En la siguiente tabla, se puede observar el comportamiento proyectado de los Grandes Usuarios en GWh.

Tabla 11: Energía Grandes Usuarios en GWh

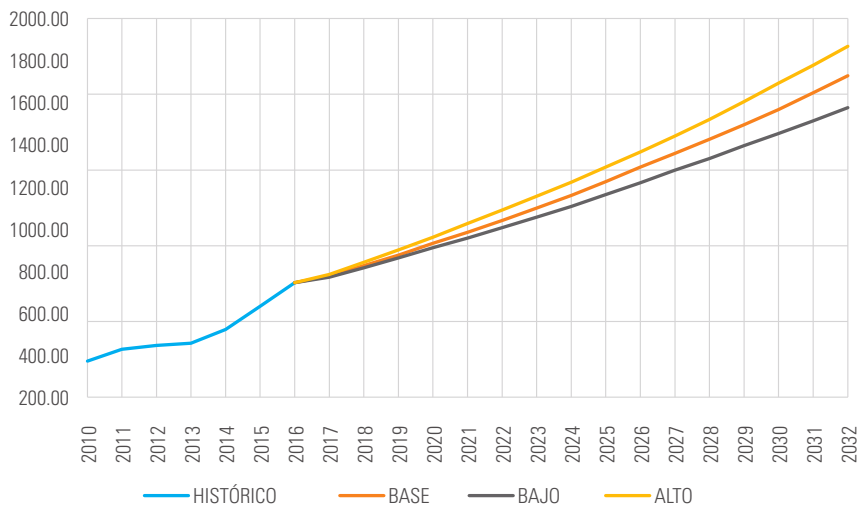
AÑO	ALTO	BASE	BAJO	AÑO	ALTO	BASE	BAJO	AÑO	ALTO	BASE	BAJO	AÑO	ALTO	BASE	BAJO
2017	2809.69	2800.20	2792.14	2021	3145.91	3088.13	3050.89	2025	3518.92	3423.56	3336.87	2029	3951.73	3798.25	3661.12
2018	2889.51	2868.94	2853.81	2022	3234.91	3167.40	3118.67	2026	3618.88	3519.04	3416.11	2030	4073.04	3899.20	3740.85
2019	2971.66	2936.77	2919.70	2023	3326.40	3247.47	3188.86	2027	3724.23	3610.61	3498.87	2031	4191.81	4009.15	3824.04
2020	3055.16	3014.91	2987.49	2024	3418.62	3332.35	3258.69	2028	3833.24	3702.36	3576.33	2032	4317.78	4121.98	3912.25

FUENTE: Elaboración UPEM

3.2.1.3. EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES (EEMs)

Los criterios utilizados para la proyección de la demanda de las EEM's, son los mismos que se utilizaron para grandes usuarios, correlacionando directamente los escenarios de PIB con el crecimiento de demanda de las EEM's.

Gráfica 34: Empresas Eléctricas Municipales



FUENTE: Elaboración UPEM

3.2.1.4. DISTRIBUIDORAS

La proyección de energía eléctrica para las distribuidoras, se desglosó según el histórico de consumo de energía de cada una (EEGSA, ENERGUATE-Occidente, ENERGUATE-Oriente) de los últimos cinco años; para cada una se consideraron las siguientes variables explicativas: PIB per cápita, número de usuarios, crecimiento poblacional, índice de GINI, y la proporción de población con menos de 3.10 dólares al día², siendo estos dos últimos indicadores de inequidad y pobreza.

El consumo histórico de cada distribuidora se desagregó según la Tabla 12, donde se agrupó la energía que consumían los usuarios entre 0-60 kWh, 60-100 kWh, 100-1100 kWh y aquellos mayores de 1100. También se analizó la información de energía consumida por los agentes distribuidores, contra la energía facturada a los usuarios. Cabe recordar que no se hace distinción entre usuarios residenciales, comerciales o industriales.

Tabla 12: Proporción de Consumo de Energía Histórico

Sector	EEGSA	DEOCSA	DEORSA
U[0-60]	3.34%	11.00%	7.59%
U[60-100]	7.69%	13.20%	11.31%
U[100-1100]	41.35%	27.00%	32.06%
U[>1100]	35.49%	17.78%	22.96%
Pérdidas	6.78%	21.53%	18.26%
Alumbrado publico	5.34%	9.50%	7.82%

FUENTE: BASES DE DATOS DISTRIBUIDORAS

Para cada distribuidora, y para cada sector de consumo, se analizó la correlación entre las variables explicativas y la energía consumida, con una confiabilidad del 95%; además, se analizó si las variables explicativas sufrían o no de multicolinealidad. A

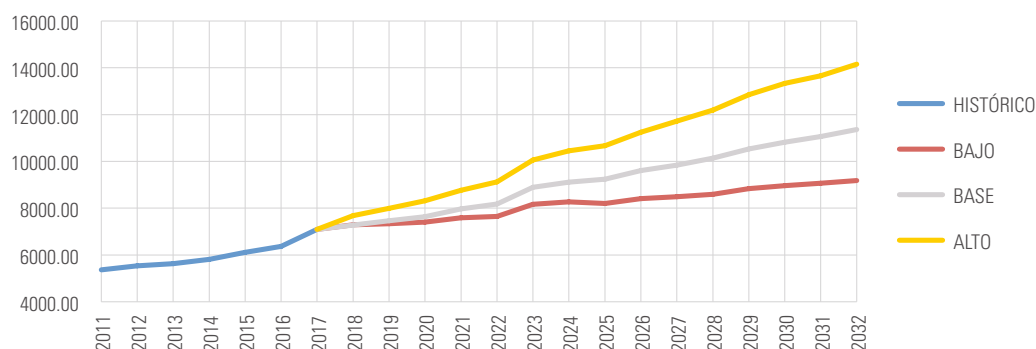
continuación, se realizó una regresión lineal multivariable entre la energía consumida y aquellas variables que fueran representativas de ese crecimiento.

Las variables explicativas que se tomaron en cuenta fueron el crecimiento poblacional, el crecimiento del PIB per cápita, y la proporción de población que vive con menos de 3.10 dólares al día; para cada sector, estas variables tuvieron un peso diferente en la ecuación, permitiendo proyectar con mejor resolución el crecimiento total del consumo de energía de cada distribuidora. Por ejemplo, para las tres distribuidoras, el mayor peso en la ecuación de usuarios entre 100-1000 kWh recae en la reducción del indicador de pobreza (proporción de población que vive con menos de 3.10 dólares al día), el crecimiento de la energía consumida entre 0-60 kWh es mayoritariamente explicado por el crecimiento poblacional, y en usuarios mayores de 1100 kWh es el PIB per cápita la variable con mayor peso en la ecuación.

Para el escenario de referencia, se utilizaron las premisas de crecimiento poblacional vegetativo, crecimiento del PIB per cápita vegetativo, además de una reducción del 5% de la población en situación de pobreza. Para el escenario bajo, se utilizó de premisa un crecimiento poblacional vegetativo, un leve crecimiento del PIB per cápita, además de mantenerse la proporción de población en situación de pobreza. Para el escenario alto, se proyectó tomando en cuenta un crecimiento optimista del PIB per cápita, además de un leve aumento en el crecimiento poblacional, y una reducción del 9% de la población en situación de pobreza.

En 2032, para el escenario base se prevé un crecimiento del 46% respecto a la energía demandada en 2016; para el escenario alto, un crecimiento del 82% y para el escenario bajo un crecimiento del 17%. El crecimiento interanual en promedio para el escenario base es de 2.7%; 4% para el escenario alto y 1.2% para el escenario bajo.

Gráfica 35: Distribuidoras



FUENTE: PROYECCIÓN HECHA POR LA UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO

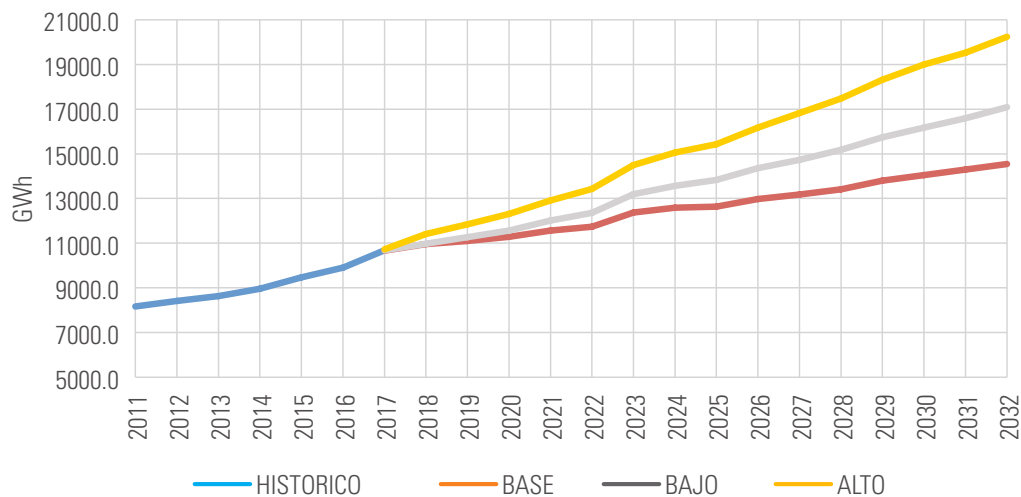
²Información obtenida del Banco de Guatemala, Banco Mundial, bases de usuarios de las distribuidoras, CELADE-CEPAL, y del Instituto Nacional de Estadísticas.

3.2.1.5. RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE DEMANDA

Después de haber analizado las diferentes metodologías que se utilizaron para poder llegar a una demanda lo más apegado a la realidad, se presenta la siguiente gráfica, en la

cual se observará tres escenarios de la demanda, los cuales servirán para dar cumplimiento a los escenarios planteados, una demanda baja, con acciones de eficiencia energética, una demanda media, la tendencia que ha presentado en los últimos años y una demanda alta.

Gráfica 36: Proyección de la Demanda de Energía



FUENTE: ELABORACIÓN UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO

Tabla 13: Demanda de Energía Eléctrica en GWh

AÑO	BAJO	BASE	ALTO
2017	10663.7	10673.3	10727.8
2018	10960.9	10971.7	11405.3
2019	11104.1	11271.1	11850.3
2020	11284.7	11570.6	12314.1
2021	11571.6	12019.0	12910.9
2022	11741.9	12355.8	13419.2
2023	12366.2	13196.7	14501.1
2024	12583.5	13562.6	15048.5
2025	12638.2	13826.7	15434.0
2026	12979.0	14352.8	16171.6
2027	13184.3	14727.1	16818.2
2028	13410.2	15179.6	17471.3
2029	13793.2	15731.2	18309.2
2030	14052.0	16176.0	18999.6
2031	14293.9	16596.5	19523.5
2032	14549.7	17081.0	20232.7

FUENTE: ELABORACIÓN UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO

3.2.1.6. PROYECCIÓN DE LA POTENCIA

Después de analizar las variables que afectan directamente en el crecimiento de la demanda, se determinó que esta proyección de la potencia dará un plan más efectivo, ya que no se está sobrevalorando la demanda de energía.

El primer escenario es el de demanda baja, el Ministerio de Energía y Minas ha estado trabajando en acciones que puedan dar cumplimiento al cuarto eje de la Política Energética, junto con el proyecto LEDS de USAID y la Universidad de San Carlos de Guatemala llevando a cabo auditorias de eficiencia energética en distintos Ministerios, la meta es lograr que un 25% del sector publico utilice eficientemente la energía.

Además se está preparando el Plan de Eficiencia Energética, el cual contempla que se unan varios actores, uno de los principales es el sector privado, mismo que ya está realizando acciones de eficiencia energética. Es por ello que esta demanda se analizó en tres escenarios, ya que Guatemala, ha estado incrementado sus acciones de eficiencia energética en diferentes sectores del país.

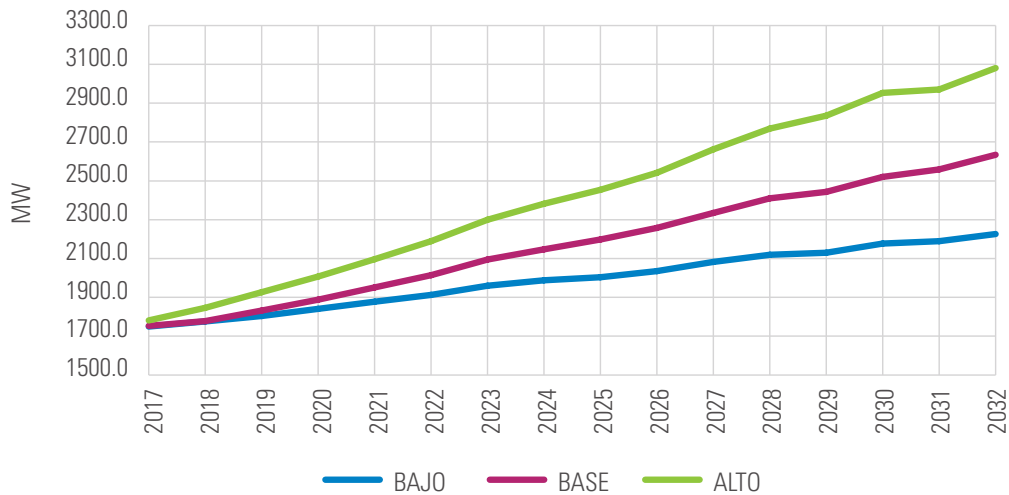
El segundo escenario es el de demanda media o tendencial, es el más cercano a la realidad y se utiliza en dos escenarios, los cuales muestran la tendencia más probable a la que el país se acerque, cabe mencionar que es bastante reservada,

y esto es derivado al tipo de proyección que se realizó, ya que en los últimos años la demanda no ha crecido.

Por último se tiene contemplado un escenario de demanda alta, el cual contempla un crecimiento de la demanda derivado a acciones que conlleven un crecimiento en el sector industrial

y que existan un crecimiento de usuarios que se conectarán a las redes de la distribuidoras, se debe de analizar este escenario para poder ver el nivel de respuesta que tiene el sistema eléctrico de Guatemala. Por otro lado el crecimiento de la Potencia, se ve reflejado en la siguiente gráfica:

Gráfica 37: Proyección de la Máxima Demanda de Potencia



FUENTE: ELABORACIÓN UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO

Tabla 14: Demanda de Máxima Potencia, en MW.

Año	ALTO	BASE	BAJO	Año	ALTO	BASE	BAJO
2017	1749.5	1752.6	1781.4	2025	2004.1	2198.8	2453.1
2018	1775.2	1776.9	1846.4	2026	2034.9	2258.1	2541.8
2019	1804.4	1831.9	1927.4	2027	2081.9	2334.5	2662.8
2020	1841.5	1887.7	2007.7	2028	2119.2	2410.5	2768.8
2021	1876.9	1951.0	2097.1	2029	2130.1	2442.6	2835.9
2022	1912.3	2014.6	2189.1	2030	2176.6	2521.1	2952.0
2023	1960.4	2094.2	2299.7	2031	2189.6	2559.4	2971.1
2024	1987.6	2146.9	2382.0	2032	2226.9	2634.2	3080.5

FUENTE: ELABORACIÓN UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO

La gráfica 37 y la tabla 14, indican que el aumento de potencia en el horizonte de estudio, mantendrá un crecimiento similar a lo observado en los datos históricos.

3.2.2. CONSIDERACIONES DE COMBUSTIBLES

3.2.2.1. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

La información de largo plazo de los precios de los energéticos utilizados para la generación eléctrica en Guatemala, se obtuvo de fuentes confiables que toman en cuenta las perspectivas de los mercados internacionales de energéti-

cos³; debe considerarse que los precios futuros son inciertos, y poseen fluctuaciones inesperadas, sin embargo existen variables explicativas y eventos que permiten pronosticar su evolución o tener una referencia del precio esperado a través de una trayectoria probable elaborada con premisas coherentes.

Para Guatemala, estos precios dependen en gran manera de sucesos externos, por ejemplo el aumento de la oferta de petróleo de Estados Unidos en los últimos años como resultado de la hidrofractura, conocido como crudo no convencional; situaciones climáticas extremas, la geopolítica y la especula-

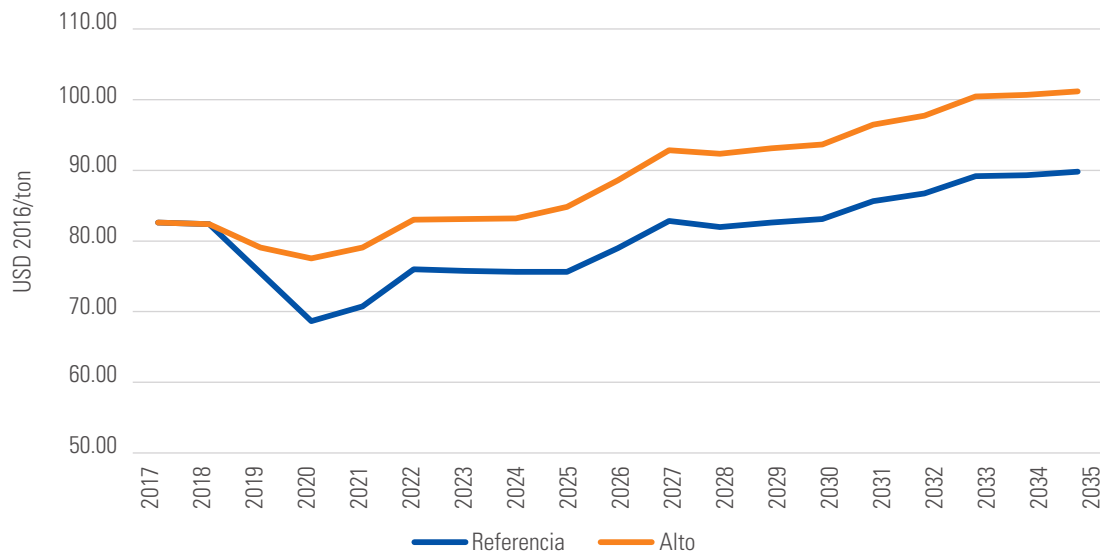
ción en mercados internacionales también afectan el precio de los combustibles necesarios para la generación de plantas térmicas nacionales.

3.2.2.2. CARBÓN

Guatemala obtiene gran parte del carbón térmico de Colombia, por lo tanto se consideró como premisa utilizar precios indexados al valor del precio FOB Puerto Bolívar (puerto en La

Guajira, Colombia). Los precios de carbón siguen a la baja, en parte debido al aumento de la oferta por parte de varios países exportadores de éste energético, por lo tanto el escenario de referencia prevé un decrecimiento considerable del precio de la tonelada métrica de carbón hasta 2020, luego se espera un aumento del precio hasta alcanzar los 86.75 dólares constantes por tonelada en 2032. En el escenario alto, el precio del carbón también decrece levemente hasta 77.51 dólares por tonelada en 2020, para luego alcanzar los 97.73 dólares en 2032.

Gráfica 38: Proyección de los precios de Carbón Térmico



FUENTE: UPME COLOMBIA Y WOOD MACKENZIE.

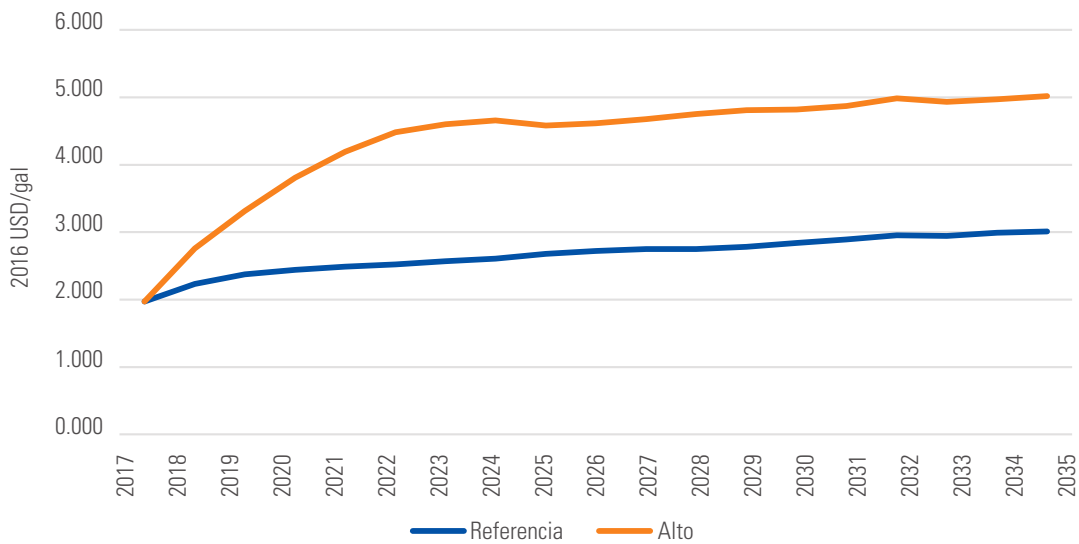
³Información obtenida de la Agencia de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés), del Banco Mundial, la Subdirección de hidrocarburos de la UPME de Colombia, y la empresa internacional Wood Mackenzie.

3.2.2.3. DERIVADOS DE PETRÓLEO

Para la proyección de precios se utilizó información de la EIA (Energy Information Agency, de EE.UU.) los cuales reflejan el precio de venta a centrales eléctricas. Para el escenario de referencia, se utilizó el escenario en el que EE.UU. no adopta el Plan de Energía Limpia, por lo tanto se mantiene el uso de derivados de petróleo para generación eléctrica en Norteamérica. En este escenario, el precio de venta del galón de

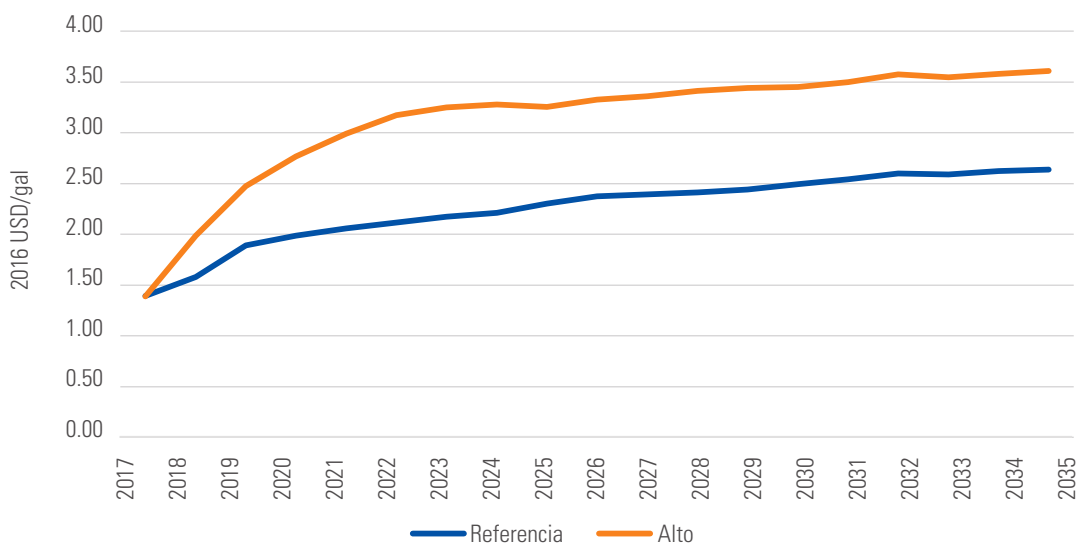
diésel en 2032 es de 2.95 dólares, mientras el de búnker es de 2.60 dólares. En el escenario de precios altos, se toma como premisa una reducción en la oferta mundial de crudo, producida tanto por los países exportadores de petróleo como por EE.UU., esto sumado a un crecimiento económico que incrementa el consumo de derivados de petróleo. En este escenario, se espera un precio de galón de diésel en 2032 de 4.98 dólares, y de 3.58 dólares el de búnker.

Gráfica 39: Proyección de los precios de Diésel



FUENTE: EIA ENERGY OUTLOOK 2017

Gráfica 40: Proyección de los precios de Fuel Oil Residual (Bunker)



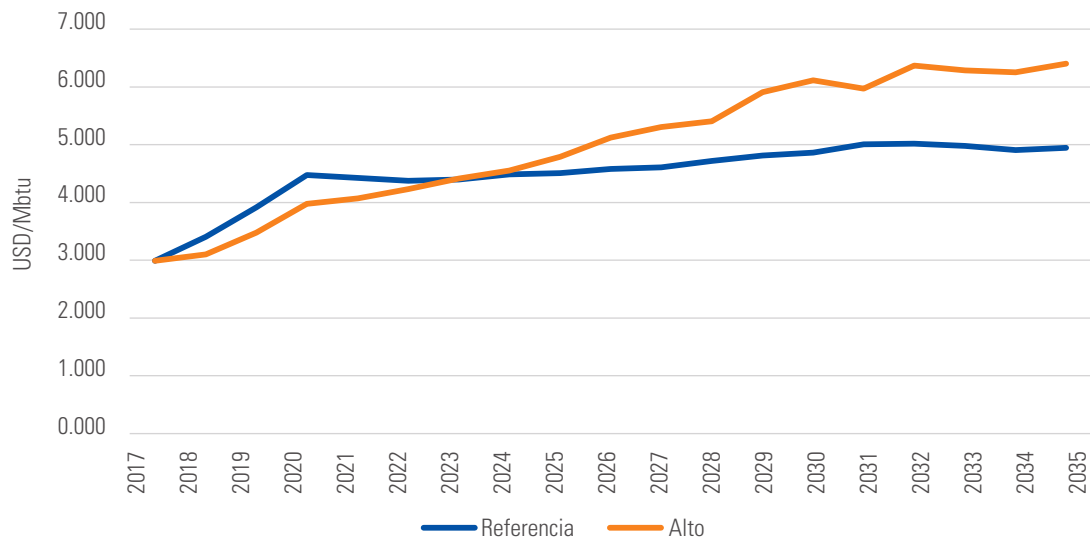
FUENTE: EIA ENERGY OUTLOOK 2017

3.2.2.4. GAS NATURAL

El gas natural se ha perfilado desde inicios de la década como uno de los principales energéticos de exportación en América; países como Trinidad y Tobago, Perú y EE.UU. han desarrollado puertos con centrales de licuefacción que hacen posible transportar grandes volúmenes de gas natural licuado -GNL-; sin embargo, al recibir este energético debe procederse a la regasificación del mismo. Las centrales de regasificación por sí solas necesitan de una inversión de 0.4 USD/MBtu, además de que el transporte desde Sabine Pass (EE.UU.) o Point Fortin (TyT) a Santo Tomás de Castilla se estima en 0.18 USD/MBtu para volúmenes de 155,000 metros cúbicos de GNL.

En la región, países como Colombia han invertido pues ya poseen una demanda de gas natural, la cual han suplido a través de yacimientos propios. El Salvador o Panamá han invertido o tienen planeado invertir en centrales de regasificación para alimentar centrales eléctricas, sin embargo su matriz energética les permite recuperar la inversión. Actualmente, Guatemala posee suficiente generación térmica a base de carbón (energético con precios relativamente bajos) y biomasa (bagazo), por lo tanto las inversiones en puertos de regasificación es muy discutible.

Gráfica 41: Proyección de los precios de Gas Natural



FUENTE: EIA ENERGY OUTLOOK 2017

Los yacimientos de gas natural guatemalteco, podrían ser una opción interesante en la matriz energética nacional, ya que el desarrollo del mercado internacional de gas natural ha propiciado un descenso en las tecnologías de explotación de este energético. Para los escenarios de precios de gas natural, se ha utilizado como escenario de referencia la información del EIA para el índice Henry Hub, en el cual no se implementa el Plan de Energía Limpia de la administración estadounidense anterior, esto incrementa las inversiones en infraestructura de exportación lo cual se refleja de 2020 a 2022, cuando el precio por millón de Btu pasa de 4.478 a 4.229 dólares, para luego mantenerse alrededor de los 5.0 dólares. Para el escenario de referencia, se prevé un precio de 5.020 dólares por millón de Btu en 2032.

El escenario de precios altos tiene la premisa de una reducción en las inversiones en nueva infraestructura (gasoductos, puertos de licuefacción en países con yacimientos de gas) además

de un incremento sostenido de la economía mundial; en el escenario alto, un precio de 6.371 dólares por millón de Btu.

3.2.3. ASPECTOS HIDROLÓGICOS

Los datos hidrológicos así como la construcción de plantas candidatas fueron proporcionados por la Asociación de Generadores con Energía Renovable –AGER- así como la PLP publicada por el Administrador del Mercado Mayorista, también contando con el apoyo de la Asociación de Cogeneradores independientes –ACI- y la Gremial de Grandes Usuarios, lamentablemente no existió retroalimentación por parte de la Asociación Nacional de Generadores –ANG-. La información proporcionada por las asociaciones fue vital para la correcta modelación de las plantas candidatas.

Además para la modelación se tomaron en cuenta datos de caudales que el Administrador del Mercado Mayorista había

incluido para cada planta existente en la Programación de Largo Plazo definitiva 2017-2018.

Se consultó también al Instituto Nacional de Electrificación, al Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales y al Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología, de los caudales históricos reportados.

Guatemala actualmente posee la hidroeléctrica Chixoy, con embalse de regulación anual, la cual permite realizar un despacho hidro-térmico del sistema al menor costo operativo anual. Sin embargo, la inversión necesaria para realizar otro proyecto similar actualmente no se considera necesaria dada la gran cantidad de hidroeléctricas, las cuales suplen en época lluviosa, y los cogeneradores, los cuales producen energía eléctrica en época seca la cual es coincidente con la zafra, energía producida a costos variables bajos.

Las plantas hidroeléctricas candidatas se modelaron como centrales de pasada o de regulación diaria, tomando en cuenta el año 2016 como base para los caudales sintéticos que realiza el SDDP.

3.2.4. COSTO DEL DÉFICIT

Se presenta a continuación como se procedió a definir los costos de la energía no suministrada, se tomaron en cuenta premisas de la expansión, así como cumplir con objetivos de la Política Energética 2013-2027, en la cual la prioridad es garantizar el suministro de la demanda proyectada para el largo plazo sin probabilidad de déficit.

Los costos operativos proyectados para cada escalón de costo de falla son los definidos en la siguiente tabla:

Tabla 15: Escalones de Reducción de Demanda

Escalones de Reducción de Demanda (RD)	Escalones de Costo de Falla % del CENS	Escalones de Costo de Falla US\$/MWh
0% < RD ≤ 2%	16% *CENS	235.8
2% < RD ≤ 5%	20% *CENS	294.8
5% < RD ≤ 10%	24% *CENS	353.7
RD > 10%	100% *CENS	1474.0

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, CON DATOS PLP 2018, TRIMESTRE FEBRERO 2017 A MAYO 2017

3.2.5. CONSIDERACIONES AMBIENTALES

Este estudio contempla las consideraciones ambientales dentro del contexto de la variabilidad climática provocada por los efectos del Cambio Climático, a los aportes de

las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, tales como el Dióxido de Carbono (CO₂), Metano (CH₄) y Óxido Nitroso (N₂O), expresadas en Toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente (CO₂e).

Las emisiones de compuestos orgánicos volátiles como el dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno no se tomaron en cuenta para los cálculos debido a su bajo índice de potencial de calentamiento global. Utilizando las metodologías planeadas por las guías del IPCC 2006, se calculan los factores de emisión de CO₂e utilizados por tecnología, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 16: Coeficientes de emisión de CO₂e.

Tipo de Combustible	Unidad	Ton CO ₂ e / MWh
Carbón Mineral	Tonelada Métrica	2.5950
Bunker	Galón	0.0120
Biomasa	Tonelada Métrica	0.0176
Biogás	Metro Cúbico	0.0002
Diésel	Galón	0.0109
Leña	Tonelada Métrica	0.0176
Gas Natural	MBTU	0.0001
Hydroenergía	NA	0
Geoenergía	NA	0
Solar Fotovoltaica	NA	0
Eólica	NA	0

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, UTILIZANDO LAS GUÍAS METODOLÓGICAS DEL IPCC PARA CÁLCULO DE EMISIONES DE GEI.

A partir de la tabla anterior, se puede observar que las plantas que generan energía eléctrica a base carbón presentan el factor de emisión más alto, seguido por el bunker y diésel.

3.2.6. PLANTAS CANDIDATAS

Para poder tener una proyección cercana a la realidad, se seleccionaron aquellas plantas que cumplieran con varios aspectos y criterios que las instituciones relacionadas con el subsector eléctrico consideran importantes para la pre-factibilidad de este tipo de proyectos; solamente dichas plantas fueron consideradas por el Ministerio de Energía y Minas. La recopilación de la información, inició desde la revisión de las licitaciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, las cuales estaban orientadas al cumplimiento de los Planes Indicativos de Generación anteriores; estas licitaciones fueron la Licitación Abierta PEG-1-2010, la cual tenía la finalidad de obtener precios competitivos en la compra de potencia y energía para las Distribuidoras; la Licitación Abierta PEG-2-2012, la cual se encaminó para transformar y diversificar la matriz de generación eléctrica, con el obje-

tivo de disminuir y estabilizar los precios en las tarifas de electricidad de los usuarios regulados; y la Licitación Abierta PEG-3-2013 que tuvo como propósito realizar la compra de potencia y de energía eléctrica, aproximadamente 250 MW, para cubrir la demanda de los usuarios finales de las distribuidoras EEGSA y ENERGUATE. La UPEM procedió a darle seguimiento a las centrales de generación cuyos contratos fueron adjudicados en estas licitaciones, corroborando los proyectos que habían entrado ya a operar además de aquellos que estaban pendientes; con el propósito de simular el listado de proyectos aún pendientes de operación.

Derivado a que en la Ley General de Electricidad, se menciona que *“Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de ente gubernamental alguno y sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente y de la protección a las personas, a sus derechos y a sus bienes...”*, el Ministerio de Energía y Minas recopiló información y muestras de interés de los distintos agentes generadores relacionado a nuevas plantas de generación.

Además se realizaron investigaciones en el Ministerio de

Ambiente y Recursos Naturales, para poder conocer proyectos los cuales estaban solicitando una autorización por parte de dicho ministerio, para realizar proyectos de generación de energía eléctrica y así tener un listado de probables futuros proyectos que fueran a concretarse.

Además en cumplimiento de la Política Energética, una vez alcanzado el objetivo de suplir la demanda a precios competitivos, debe procurarse la seguridad energética. Por este motivo, se procedió a modelar plantas que utilizan recursos renovables, además de plantas térmicas de gas natural en las cercanías de potenciales yacimientos guatemaltecos. El único recurso de importación que se tomó en cuenta fue el carbón térmico, al trabajar como combustible alternativo de plantas que funcionan con biomasa pues este último recurso solo está disponible en la época seca o de zafra. Se tomaron en cuenta también aquellos proyectos que se encuentran en construcción, y que se considera realizaran un aporte considerable a la matriz energética actual.

A continuación se dan a conocer las plantas que fueron seleccionadas para poder ser candidatas en la planificación propuesta:

Tabla 17: Plantas en Construcción

No.	Plantas	Potencia (MW)	Recurso	Costo de Inversión (M USD)	Situación Actual
1	Renace IV	64	HIDRO	153.6	En Construcción
2	Manantial IV	12	HIDRO	28.8	En Construcción
3	Pojom II	20	HIDRO	48.0	En Construcción
4	Oxec II	45	HIDRO	108.0	En Construcción
5	GDRs Hidro I	10	HIDRO	24.0	En Construcción
6	GDRs Hidro II	10	HIDRO	24.0	En Construcción
7	GDRs Hidro III	10	HIDRO	24.0	En Construcción
8	GDRs Hidro IV	10	HIDRO	24.0	En Construcción
9	Las Cumbres	31.5	EÓLICA	68.5	En Construcción

FUENTE: Elaboración UPEM

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

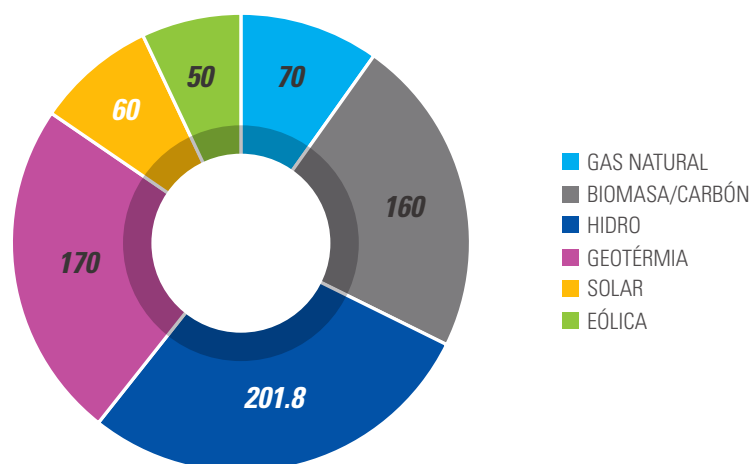
Tabla 18: Plantas Candidatas

No.	Plantas	Potencia (MW)	Recurso	Costo de Inversión ⁵⁶ (M USD)	Situación Actual
1	Hidro AV I	66	HIDRO	158.4	Candidata
2	San Andres	10.8	HIDRO	25.9	Candidata
3	Hidro HUE I	30	HIDRO	72.0	Candidata
4	Hidro HUE II	50	HIDRO	120.0	Candidata
5	Hidro AV II	10	HIDRO	24.0	Candidata
6	Hidro AV III	15	HIDRO	36.0	Candidata
7	Hidro HUE III	20	HIDRO	48.0	Candidata
8	Solar SRO I	30	SOLAR	51.0	Candidata
9	Solar SRO II	30	SOLAR	51.0	Candidata
10	Eólica JUT I	25	EÓLICA	54.4	Candidata
11	Eólica GUA	25	EÓLICA	54.4	Candidata
12	Geo ZAC	20	GEOTERMIA	80.0	Candidata
13	Geo JUT I	50	GEOTERMIA	200.0	Candidata
14	Geo GUA	25	GEOTERMIA	100.0	Candidata
15	Geo SRO	50	GEOTERMIA	200.0	Candidata
16	Geo JUT II	25	GEOTERMIA	100.0	Candidata
17	Cogenerador Sur I	40	BAGAZO/CARBON	48.0	Candidata
18	Cogenerador Sur II	50	BAGAZO/CARBON	60.0	Candidata
19	Cogenerador Sur III	70	BAGAZO/CARBON	84.0	Candidata
20	GN Petén II	50	Gas Natural	60.0	Candidata
21	GN Petén II	20	Gas Natural	24.0	Candidata

FUENTE: Elaboración UPEM

Las plantas evaluadas en los diferentes escenarios planteados, cumplen una distribución que cumpla con la premisa de diversificar la matriz energética, además de utilizar diferentes opciones de capacidad, lo cual permitirá que las características de las plantas se evalúen a través de todos los escenarios.

Gráfica 42: Potencia de las Plantas Candidatas, en MW



FUENTE: Elaboración UPEM

⁴Precios de referencia del kW de potencia instalada, facilitados por parte de AGER.

⁵Precios de referencia del kW de potencia instalada, facilitados por parte de AGER.

⁶El precio de referencia del kW de potencia instalado para los Cogeneradores y plantas de Gas Natural se obtuvieron de EIA.

De las tabla 17 y 18, se tienen 212.5 MW en construcción, y 711.8 MW de plantas candidatas para poder dar cumplimiento a los escenarios planteados, mismos que se presentan por tipo de recurso en la siguiente gráfica.

Tabla 19: Plantas Candidatas por Recurso

Recurso	Candidatas	Potencia (MW)	Porcentaje
Gas Natural	2	70	9.8%
Biomasa/Carbón	3	160	22.5%
Hidro	7	201.8	28.4%
Geotermia	5	170	23.9%
Solar	2	60	8.4%
Eólica	2	50	7.0%
TOTAL	21	711.8	100%

FUENTE: Elaboración UPEM

3.2.7. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La planificación de largo plazo, tiene varios objetivos, uno de ellos es dar cumplimiento a la política energética vigente, otra es poder tener una visión del comportamiento de la demanda a largo plazo y así orientar las acciones necesarias para mantener los precios competitivos y tener seguridad en el abastecimiento de la energía.

Con la ayuda de software de planificación, se tienen los cronogramas de expansión de la generación, los cuales ayudan a que se tenga de manera controlada la inserción de nuevas plantas generadoras que respondan a las necesidades que la demanda tiene actualmente.

Existen ciertas restricciones e incertidumbres las cuales se deben modelar en el software, estas se mencionan a continuación y algunas escapan de la planificación indicativa que se realiza actualmente:

- El inicio y fin de construcción de las plantas generadoras
- La entrada en operación comercial de las plantas generadoras
- La inversiones de las plantas
- Oposición social a construcción de plantas nuevas
- Recuperación de la inversión de plantas nuevas
- Crédito de la inversión, para construir plantas nuevas
- Variación de los precios de los combustibles
- Cambio climático
- Sequias o inundaciones

En la siguiente gráfica se dan a conocer las variables en los distintos escenarios:

Ilustración 15: Variables de los Distintos Escenarios



FUENTE: Elaboración UPEM.

Del análisis anterior de las variables que se analizarán se presentan 7 escenarios, los cuales presentamos en la siguiente tabla:

Tabla 20: Resumen de Escenarios

Nombre	Escenario de Demanda	Tendencia de Combustible	Hidroeléctricas	Solares y Eólicos	Geotermia	Ingenios	Gas Natural
Política Energética	Baja	Referencia	×	×	×		
NDC's condicionada	Baja	Referencia	×	×	×		
NDC's no condicionada	Baja	Referencia	×	×	×		
Sin Hidroeléctricas	Medio	Referencia		×	×	×	×
Todos los recursos	Medio	Referencia	×	×	×	×	×
Plantas Base	Alto	Referencia			×		×
Demanda Alta	Alto	Alto	×	×	×	×	×

FUENTE: Elaboración UPEM

En la siguiente descripción de los escenarios se da a conocer las características de los ítems de la tabla anterior.

- Política Energética:** En este escenario se modeló el cumplimiento a la política energética 2013-2027, dando cumplimiento al eje 4 de dicha política, se utilizó una demanda baja, ya que con las acciones de eficiencia energética que está realizando actualmente el MEM, se tiene estimado que el 30% de las instituciones públicas utilicen eficientemente su energía y fomentar en el 25% del sector privado el ahorro en el consumo de su energía. Se utilizó una tendencia de combustible referencia, se diversificó la matriz energética, priorizando las energías renovables, optimizando plantas hidroeléctricas, eólicas, solares y geotérmicas, esto con el objetivo de lograr un 80% de la generación a base de energía renovable. Además se dio cumplimiento a los 300 MW de exportaciones que manda dicha Política, logrando así posicionar a Guatemala como el líder del Mercado Eléctrico Regional.
- NDC's condicionada (NDC's -22%):** En este escenario se analizó poder contar con el apoyo técnico y financiero necesario proveniente de recursos internacionales públicos y privados, nuevos y adicionales y así disminuir hasta el 22.6% de las emisiones GEI totales del año base 2005 proyectado al año 2030, es por ello que se utilizó una demanda baja, ya que se realizarán acciones de eficiencia energética que el MEM está liderando como rector en temas energéticos, esto con el objetivo de disminuir la demanda. Todas las centrales de recursos renovables fueron optimizadas para poder cumplir con la disminución de GEI.
- NDC's no condicionada (NDC's -11%):** En este escenario se analizó disminuir hasta el 11.2% de las emisiones GEI totales del año base 2005 proyectado al año 2030,

es por ello que se utilizó una demanda baja, ya que se realizarán acciones de eficiencia energética que el MEM está liderando como rector en temas energéticos, esto con el objetivo de disminuir la demanda. Todas las centrales de recursos renovables fueron optimizadas para poder cumplir con la disminución de GEI.

- Sin Hidroeléctricas:** Este escenario surge derivado de la problemática social que experimenta el país, ya que ha existido una incerteza jurídica para los proyectos hidroeléctricos, es por ello que se modela un escenario en el cual ya no entren a operar proyectos hidroeléctricos, para que se pueda observar sus consecuencias en el precio de la energía. En este escenario se utiliza una demanda media, una tendencia de combustible referencia y se optimizan las plantas eólicas, solares, geotérmicas, ingenios y de gas natural.
- Todos los Recursos:** Todas las centrales a base de recursos renovables y no renovables que fueron optimizadas, con respecto a la demanda, se tomará el escenario medio y una tendencia de precio de combustibles de referencia.
- Plantas Bases:** Derivado a que han estado entrando proyectos de energía renovable intermitente y las plantas hidroeléctricas son en su mayoría de regulación diaria, es necesario analizar un escenario en el que existan plantas base para cubrir la demanda a largo plazo, es por ello que en este escenario se analiza las plantas geotérmicas y a base de gas natural, tomando en cuenta una demanda media y una tendencia de precio de combustibles de referencia.

- **Demanda Alta:** Todas las centrales a base de recursos renovables y no renovables fueron optimizadas, con respecto a la demanda se tomará el escenario alto y una tendencia alta de precio de combustibles, las líneas de transmisión trabajaran en su máxima capacidad.

Características de las plantas o bloques de generación:

- **Hidroeléctricas:** Se tomaron en cuenta para la optimización siete plantas candidatas hidroeléctricas de pasada, adicionando una potencia total de 201.8 MW al Sistema Nacional Interconectado -SNI- del país; los impactos positivos de los proyectos hidroeléctricos son múltiples, tal es el caso de la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero, que en comparación a otros sistemas de generación que requieren de fuentes de energía no renovable es inferior.
- **Solares y Eólicas:** La cantidad de plantas candidatas solares y eólicas las cuales fueron optimizadas son cuatro en total, aportando una potencia total al Sistema Nacional Interconectado - SNI - del país de 110 MW en calidad de uso de los recursos renovables; al igual que las plantas hidroeléctricas, estos sistemas de generación emiten volúmenes de gases de efecto invernadero inferiores a los que emiten plantas que requieren fuentes de energía no renovable, sin embargo se toma en consideración que la disponibilidad de estas plantas depende de las condiciones climatológicas y la estacionalidad del medio en el que operan.
- **Geotermia:** La cantidad de plantas geotérmicas las cuales fueron optimizadas, son un grupo de cinco plantas candidatas que estarían adicionando una potencia total al Sistema Nacional Interconectado - SNI - del país de 170 MW; uno de los principales beneficios de la generación de energía eléctrica empleando la geotermia como energético, es la alta eficiencia en dicha generación que se logra alcanzar, sin embargo se debe tomar en cuenta que los costos de inversión para la construcción de estas plantas es superior al costo de inversión que requiere la construcción de plantas que requieren de otros energéticos para generar energía eléctrica.
- **Biomasa-Carbón:** La cantidad de plantas de bloques de Biomasa-Carbón las cuales fueron optimizadas son un grupo de tres plantas candidatas, que estarían adicionando al sistema un total de 160 MW de potencia instalada al Sistema Nacional Interconectado - SNI - del país; estas plantas cuentan con la disposición de generar con carbón durante las épocas secas, dado que en esas épocas la biomasa es muy escasa.

- **Gas Natural:** La cantidad de plantas de gas natural son dos, estas adhieren al Sistema Nacional Interconectado - SNI - del país una potencia total de 70 MW, sin embargo después del análisis del costo de inversión, se concluye que el precio por MW instalado (USD/MW) de cada planta es el mismo, por lo tanto se evalúan dos plantas de diferentes tamaños, lo que permitirá al modelo de optimización la sensibilidad necesaria. Cabe recordar que los precios del gas natural utilizados como premisas son los precios proyectados del indicador Henry Hub.
- **Exportación e Importación:** Para este escenario, no se tomó en consideración la interconexión México-Guatemala como generación disponible, ya que podría dejar al margen del Plan de Expansión del Sistema de Generación, a los proyectos candidatos. Debe recordarse que aún con precios competitivos por parte de la generación en otros países, la independencia energética es uno de los criterios fundamentales para la seguridad energética. En cuanto a exportaciones, se espera que Guatemala llegue a exportar por lo menos 300 MW al Mercado Eléctrico Regional, lo cual se analizará en el primer escenario (Política Energética), para los demás escenarios no se considera dichas opciones de exportación.

3.3. RESULTADOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Generación se utilizaron los modelos OPTGEN y SDDP, para evaluar el despacho óptimo de un sistema de generación hidro-térmico, cuyo objetivo principal era cumplir con la política energética vigente y minimizar los costos de operación. Los resultados se presentarán por etapas (mensuales) y anualmente, esto permite evaluar la generación según la estacionalidad, ya que la producción de algunas tecnologías es variable según la temporada del año (lluviosa, seca).

El despacho de energía se optimizó al tomar en cuenta la opción del ingreso de nuevas centrales de generación. Para el ingreso de nuevas centrales, se utilizó el modelo SDDP-OPTGEN, el cual evaluó los costos de inversión de las plantas, los costos de operación y mantenimiento fijos, la tasa de descuento, y la vida útil de los proyectos. El modelo también tomó en cuenta la operación del sistema con las plantas candidatas, ya que existen consideraciones de estacionalidad (balances hídricos), costo operativo, generación mensual de energía, mantenimientos, precios de combustibles. Se obtuvieron varios resultados para los distintos escenarios propuestos, la optimización de los costos operativos y los costos de inversión permitió obtener un cronograma de ingreso al sistema de las plantas que optimizarán los costos totales del sistema de generación de Guatemala. Estos resultados son

analizados para evaluar la coherencia y el criterio con el cual se propone el desarrollo del sistema de generación nacional en cada escenario planteado.

3.3.1. CRONOGRAMA DE INGRESO DE PLANTAS PROPUESTAS

Como resultado de la optimización de las plantas candidatas y para dar cumplimiento a los escenarios propuestos, en la siguiente tabla se puede observar la entrada de operación comercial de las distintas plantas en sus respectivos escenarios.

Tabla 21: Cronograma

No	Plantas	Potencia (MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Renace IV	64					■	■									
2	Hidro AV I	66										■					
3	Manantial IV	12					■	■									
4	Pojom II	20					■	■	■	■							
5	San Andres	10.8											■				
6	Oxec II	45		■	■	■	■										
7	Hidro Hue I	30		■	■	■	■										
8	Hidro Hue II	50															
9	Hidro AV II	10													■		
10	Hidro AV III	15															
11	Hidro Hue III	20															
12	GDRs Hidro I	10			■	■	■	■									
13	GDRs Hidro II	10				■	■	■	■								
14	GDRs Hidro III	10								■	■	■	■				
15	GDRs Hidro IV	10											■	■	■	■	
16	Solar SRO I	30								■							■
17	Solar SRO II	30		■	■	■	■						■			■	■
18	Las Cumbres	31.5		■	■	■	■										
19	Eólica Jut I	25															
20	Eólica Gua	25											■			■	
21	Geo Zac	20										■	■	■			
22	Geo Jut I	50							■				■				
23	Geo Gua	25								■							
24	Geo SRO	50															
25	Geo Jut II	25															
26	Cogenerador Sur I	40															
27	Cogenerador Sur II	50															
28	Cogenerador Sur III	70															
29	GN Petén II	20															
30	GN Petén I	50															

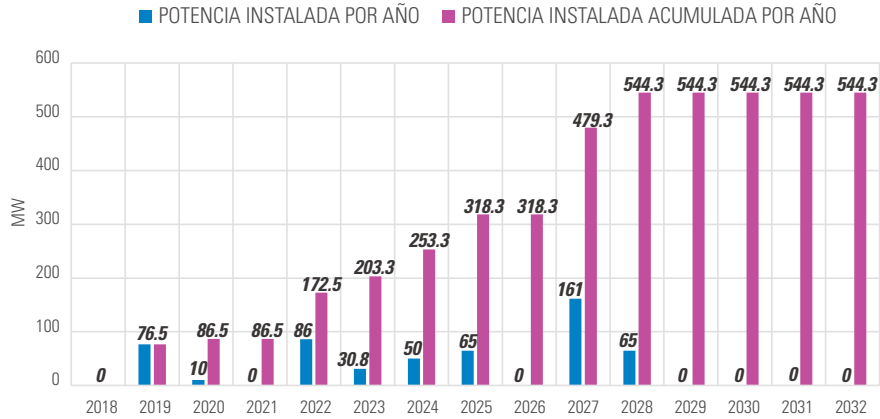
FUENTE: Elaboración UPEM



3.3.2. CAPACIDAD A INSTALAR

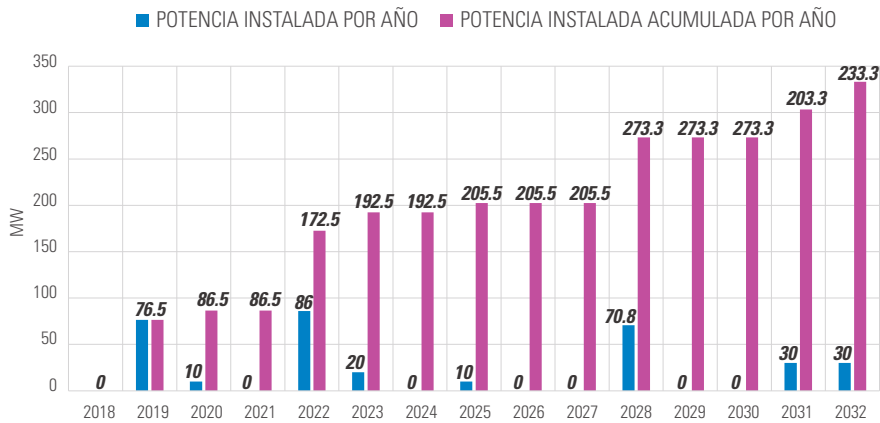
Derivado de la anterior tabla se puede obtener las siguientes gráficas en los distintos escenarios propuestos, sobre la potencia en MW que se debe de instalar en los escenarios, por año.

Gráfica 43: Capacidad Instalada del escenario de Política Energética en MW (1)



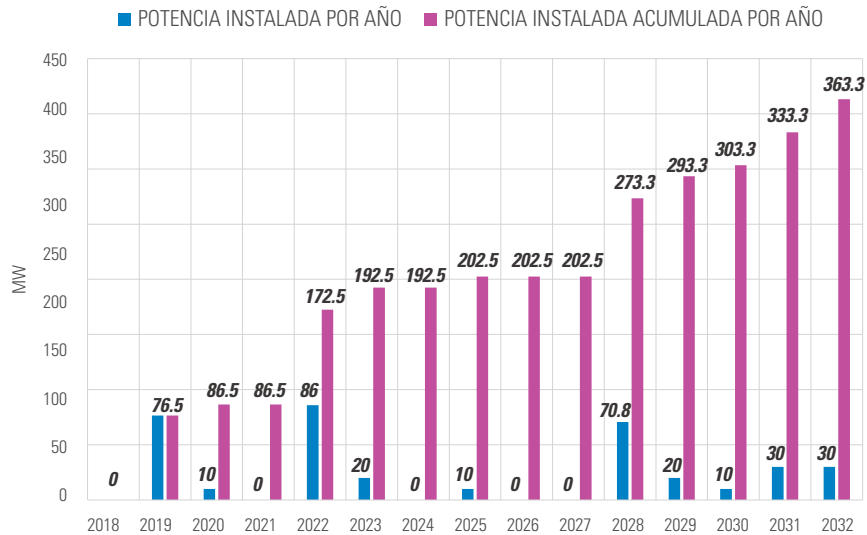
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 44: Capacidad Instalada del escenario NDC 11% en MW (2)



FUENTE: Elaboración UPEM

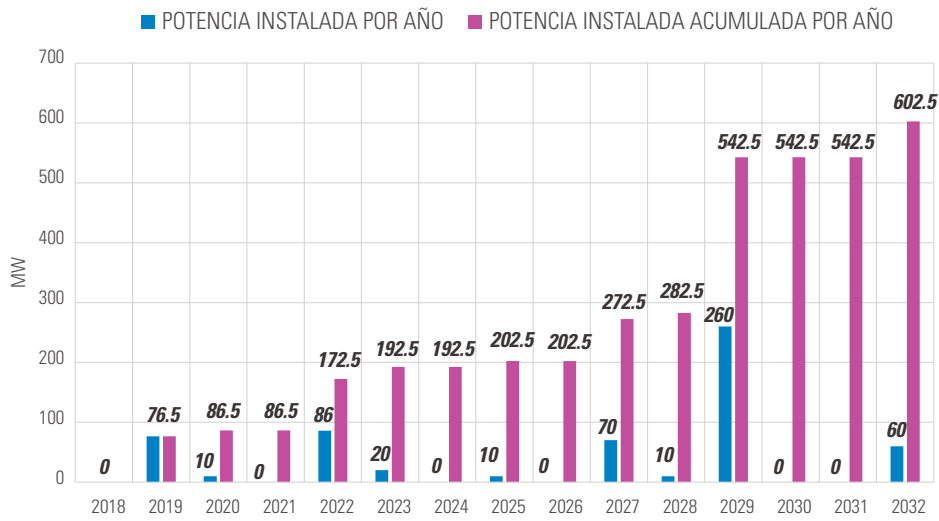
Gráfica 45: Capacidad Instalada del escenario NDC 22% (3)



FUENTE: Elaboración UPEM

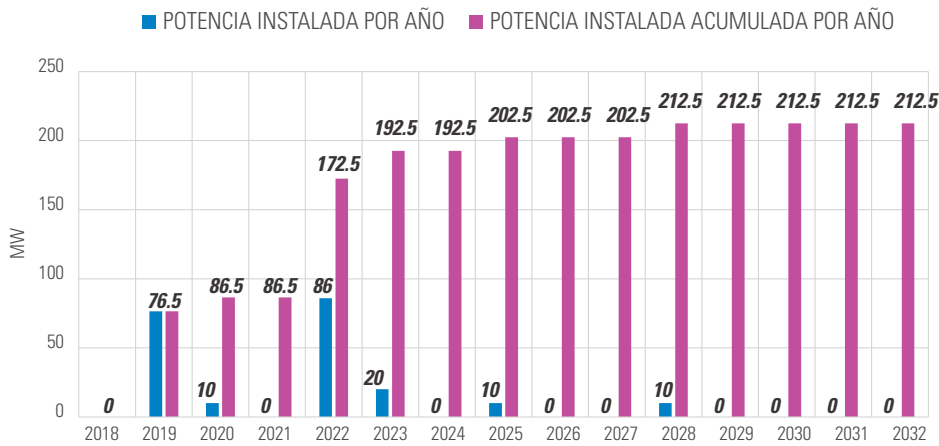
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 46: Capacidad Instalada del escenario Sin Hidroeléctricas (4)



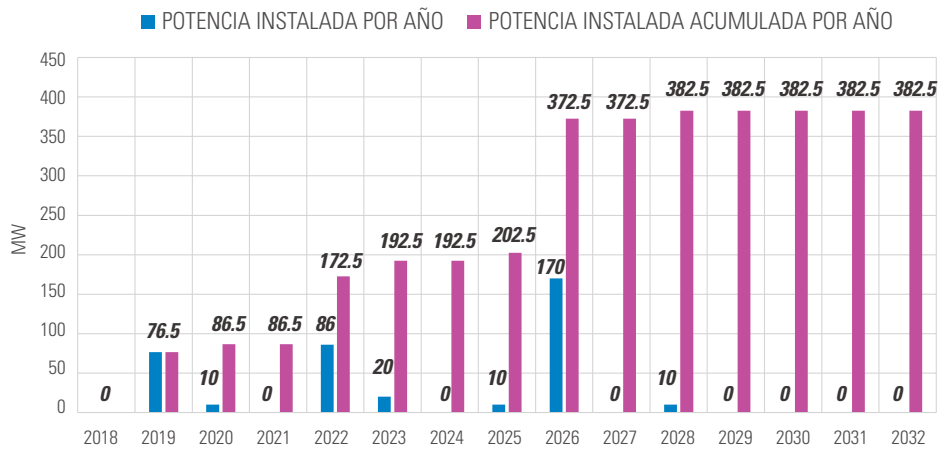
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 47: Capacidad Instalada del escenario de Todos los Recursos (5)



FUENTE: Elaboración UPEM

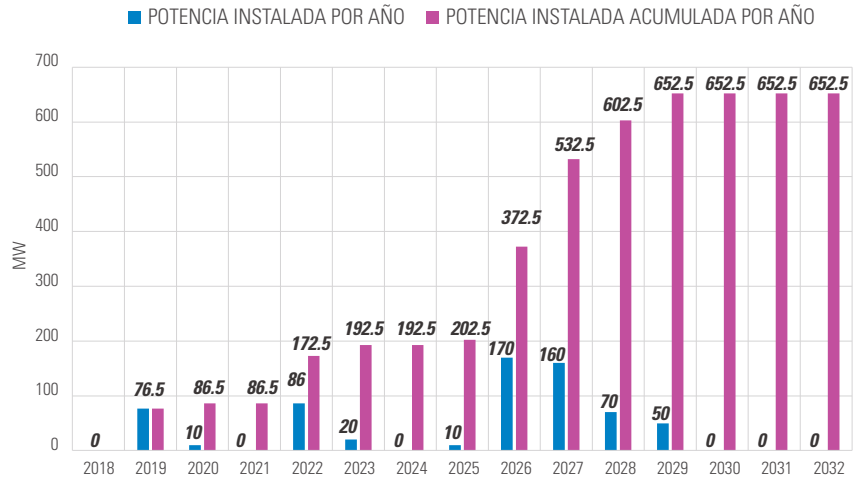
Gráfica 48: Capacidad Instalada del escenario de Plantas Base (6)



FUENTE: Elaboración UPEM

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

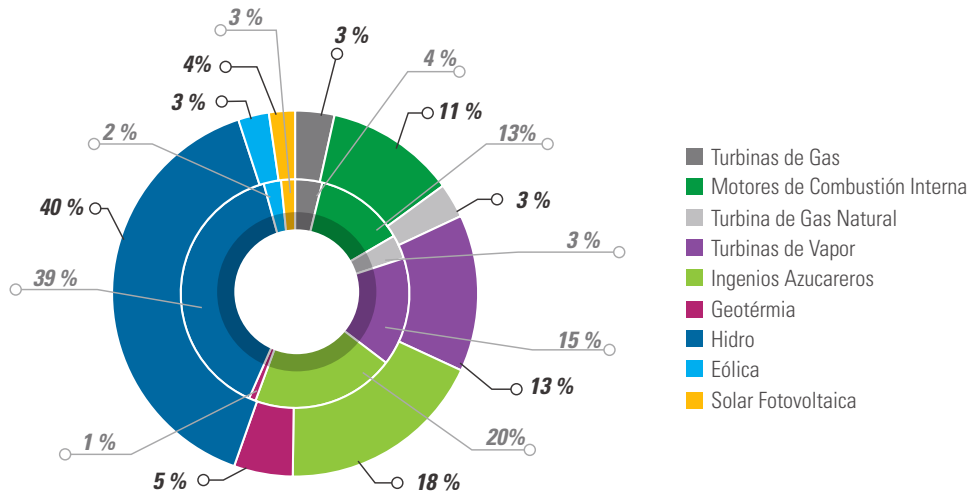
Gráfica 49: Capacidad Instalada del escenario de Alta Demanda (7)



FUENTE: Elaboración UPEM

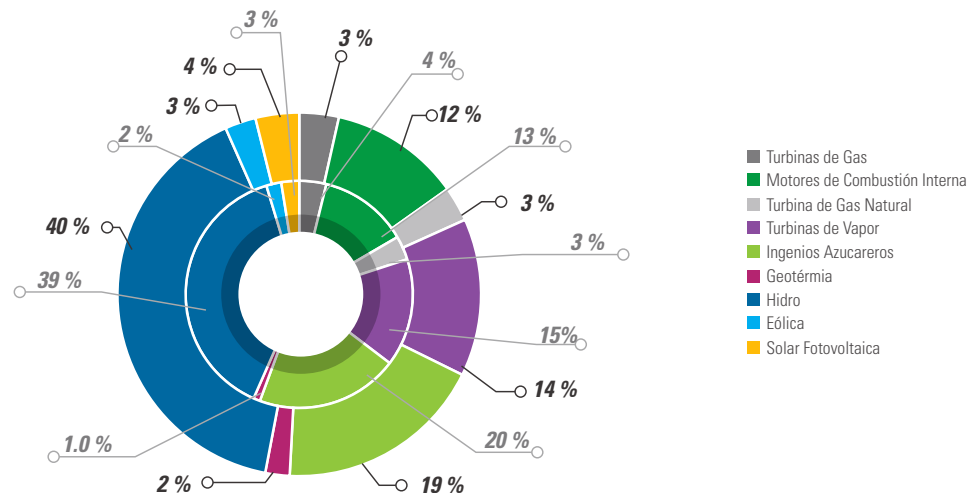
3.3.3. COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ DE CAPACIDAD INSTALADA (MW) POR ESCENARIO

Gráfica 50: Porcentajes de participación en la capacidad instalada para el escenario Política Energética 2013-2027; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.



FUENTE: Elaboración UPEM

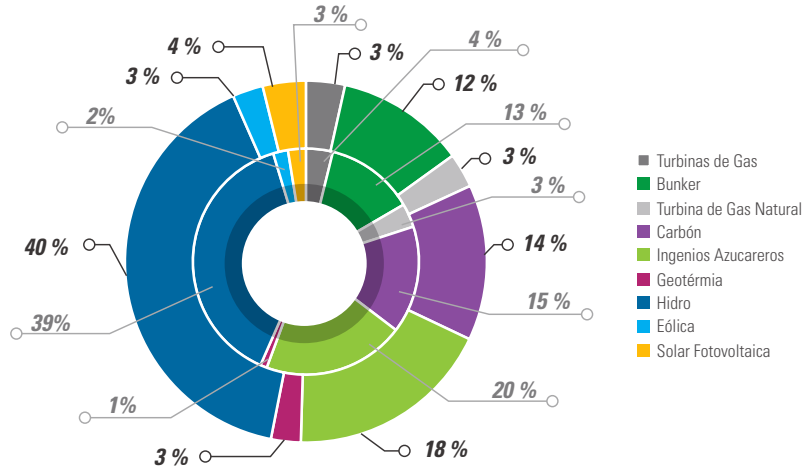
Gráfica 51: Porcentajes de participación en la capacidad instalada para el escenario NDC 11%; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.



FUENTE: Elaboración UPEM

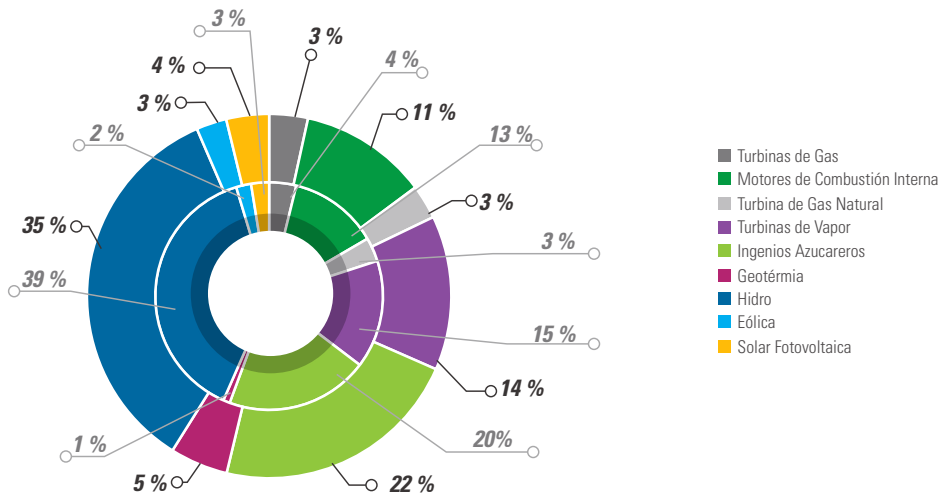
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 52: Porcentajes de participación en la capacidad instalada para el escenario NDC 22%; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.



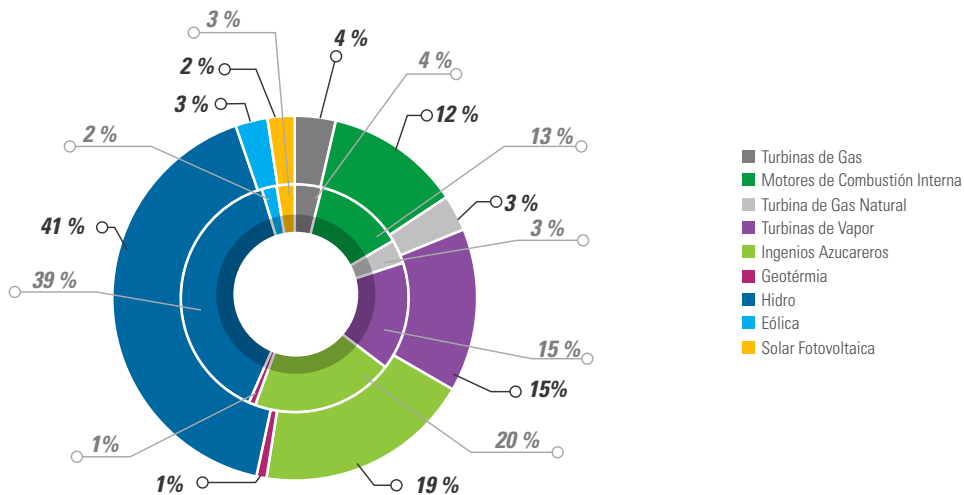
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 53: Porcentajes de participación en la capacidad instalada para el escenario Sin Hidroeléctricas; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.



FUENTE: Elaboración UPEM

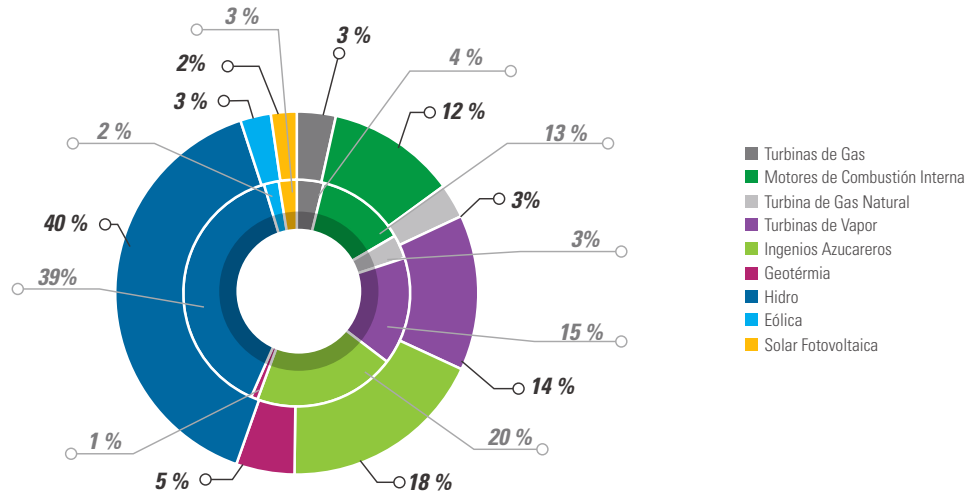
Gráfica 54: Porcentajes de participación en la capacidad instalada para el escenario Todos los Recursos en MW; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.



FUENTE: Elaboración UPEM

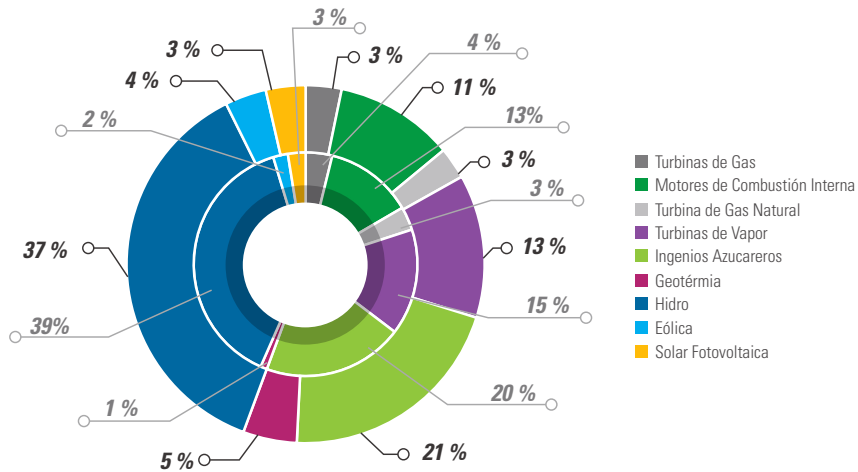
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 55: Porcentajes de participación en la capacidad instalada para el escenario de Plantas Base; anillo central, año 2018; anillo externo, año 2032.



FUENTE: Elaboración UPEM

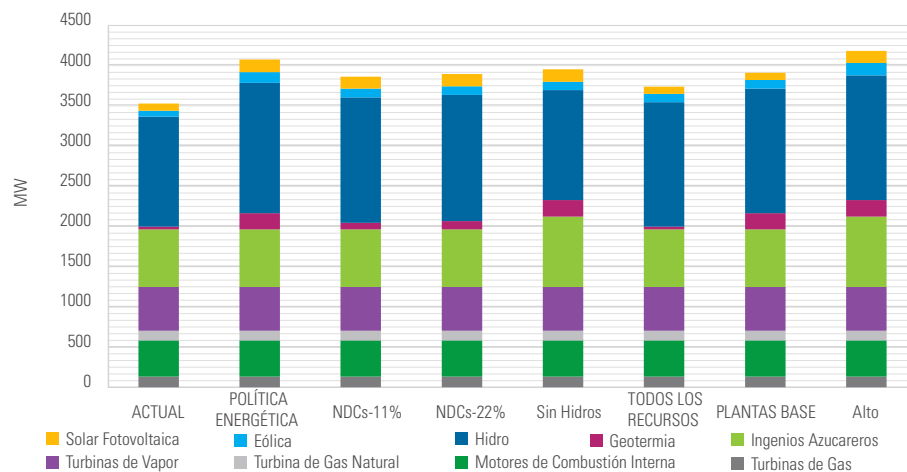
Gráfica 56: Porcentajes de participación en la Capacidad Instalada para el escenario de Alto Crecimiento de Demanda; anillo interno, año 2018; anillo externo, año 2032.



FUENTE: Elaboración UPEM

En las siguientes gráficas se puede observar la comparación de capacidad instalada en cada uno de los escenarios planteados contra el actual.

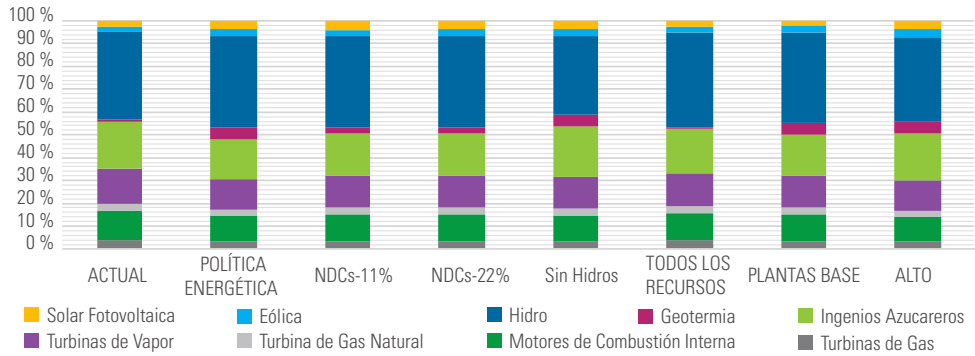
Gráfica 57: Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario.



FUENTE: Elaboración UPEM

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

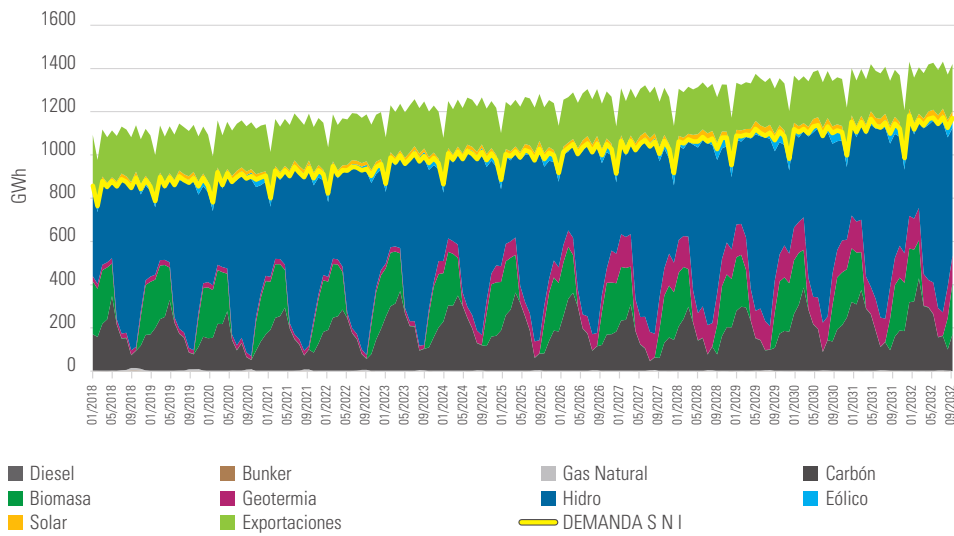
Gráfica 58: Comparación de los Porcentajes de Capacidad Instalada de cada escenario.



FUENTE: Elaboración UPEM

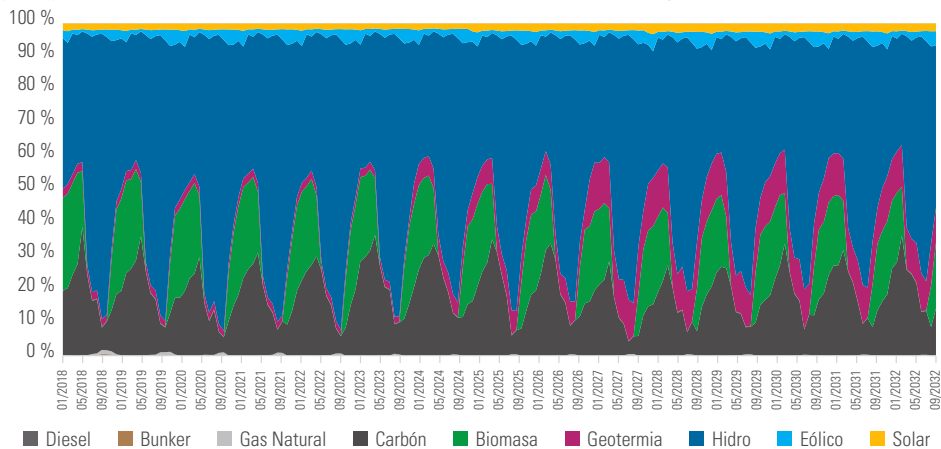
3.3.4. DESPACHO DE ENERGÍA

Gráfica 59: Despacho de Energía del escenario Política Energética 2013-2027.



FUENTE: Elaboración UPEM

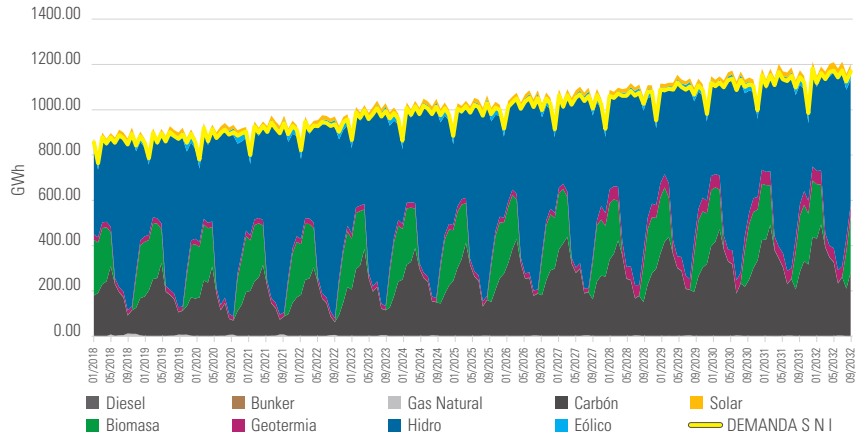
Gráfica 60: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario Política Energética 2013-2027.



FUENTE: Elaboración UPEM

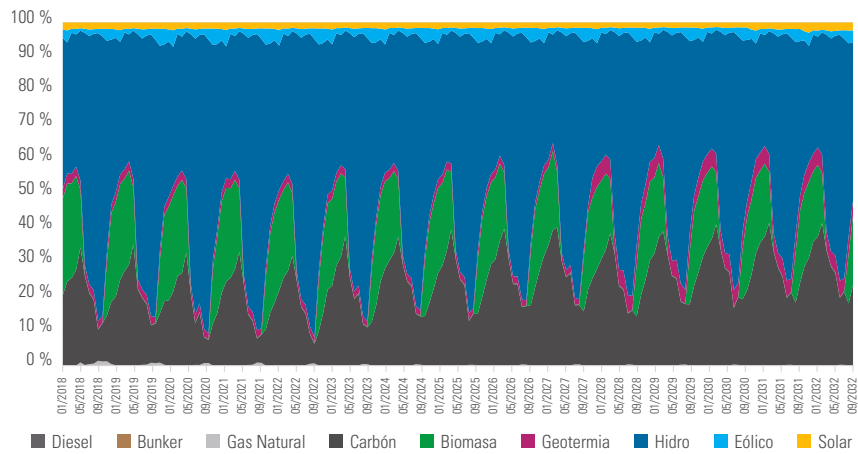
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 61: Despacho de Energía del escenario de NDC's -11%.



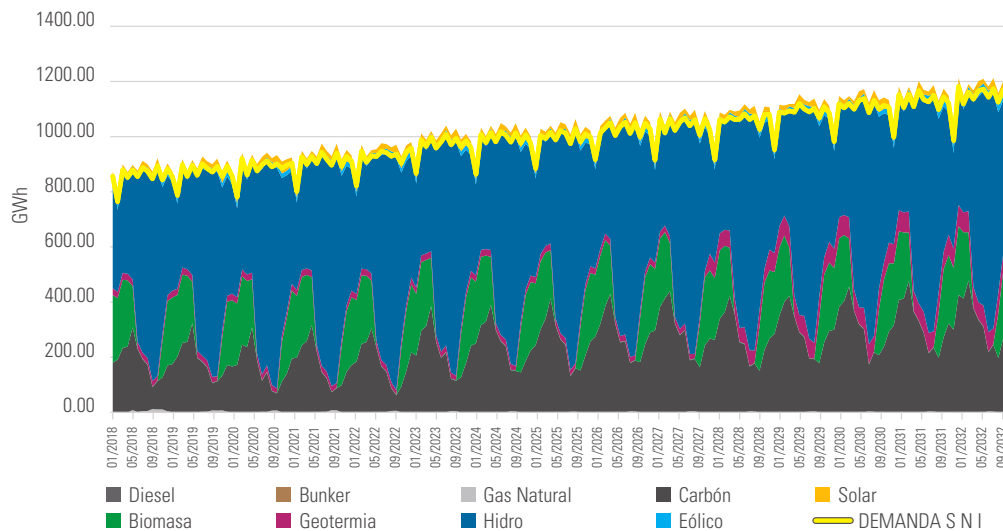
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 62: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario NDC's -11%.



FUENTE: Elaboración UPEM

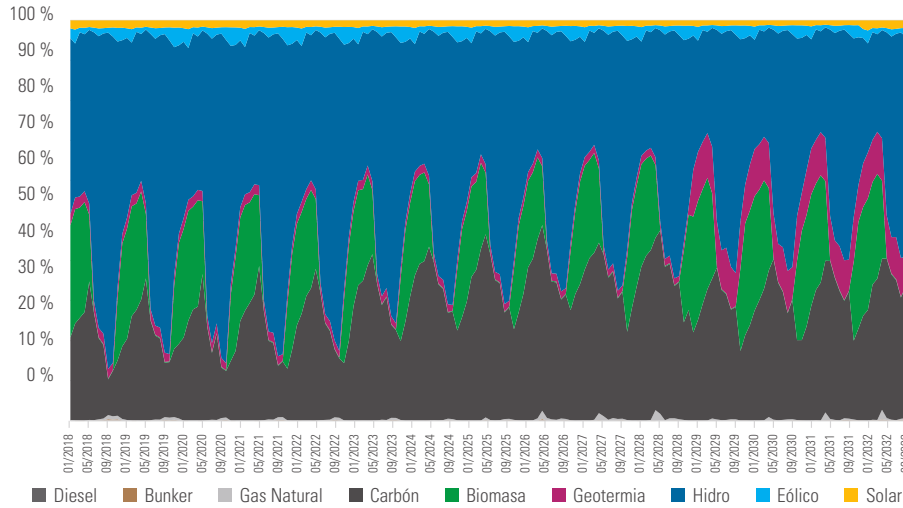
Gráfica 63: Despacho de Energía del escenario de NDC's -22%.



FUENTE: Elaboración UPEM

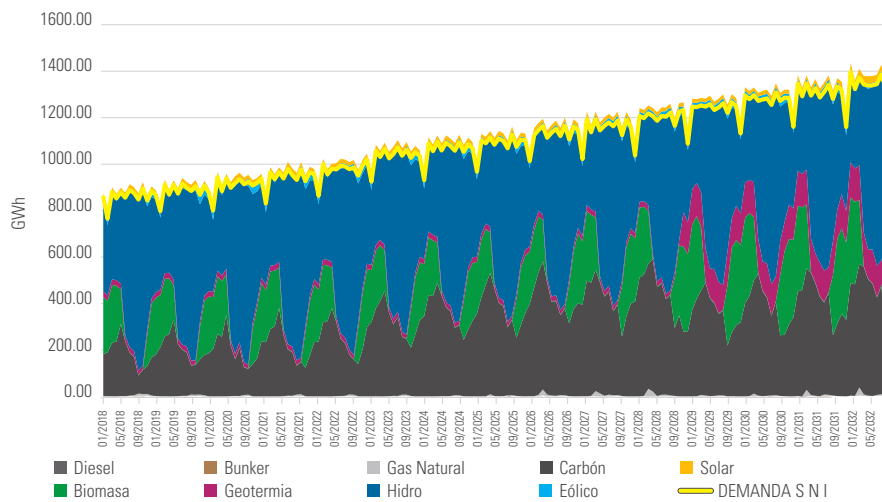
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 64: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario de NDC's -22%.



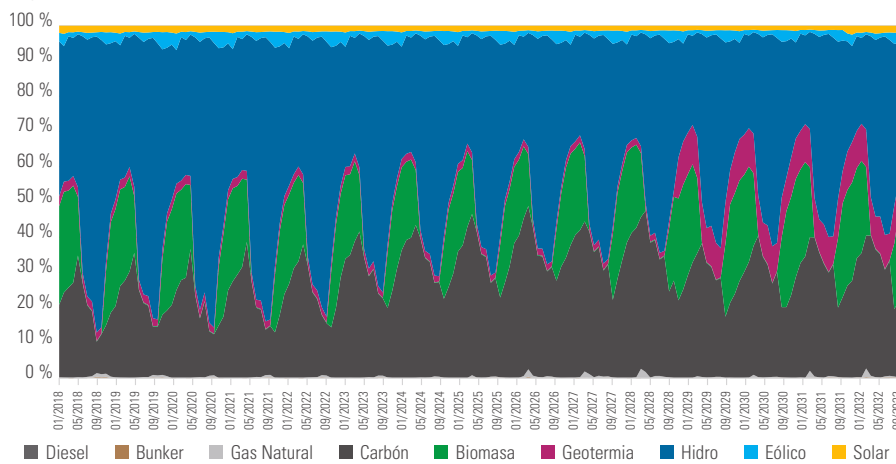
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 65: Despacho de Energía del escenario Sin Hidroeléctricas.



FUENTE: Elaboración UPEM

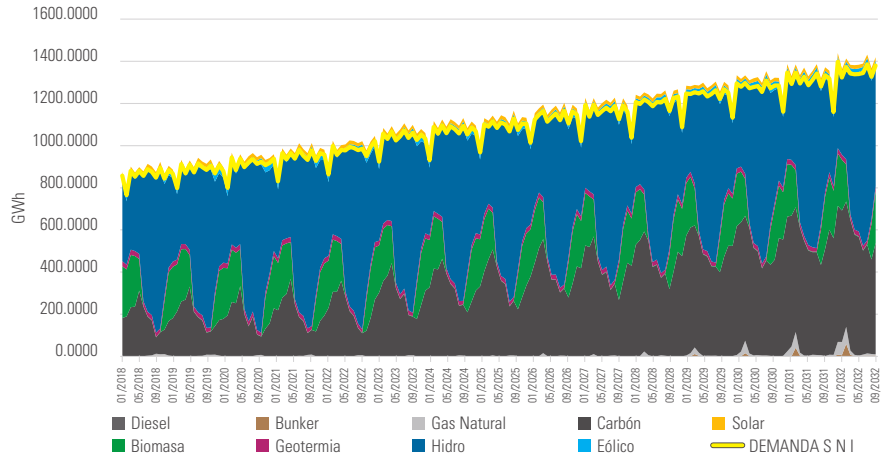
Gráfica 66: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario Sin Hidroeléctricas.



FUENTE: Elaboración UPEM

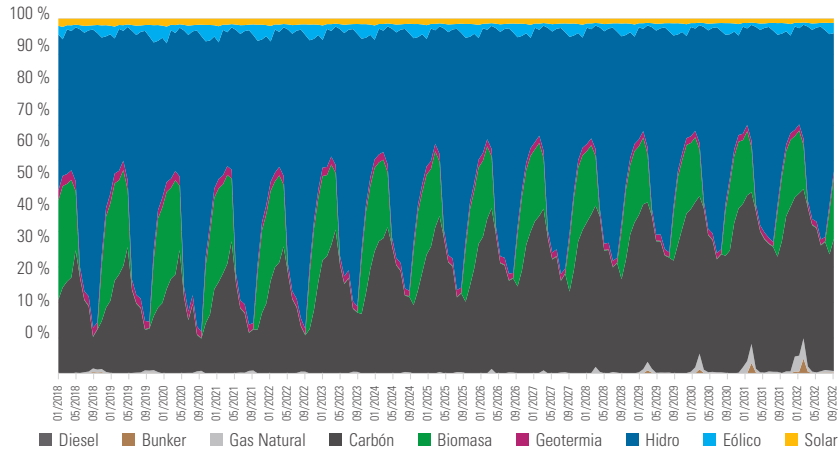
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 67: Despacho de Energía del escenario Todos los Recursos.



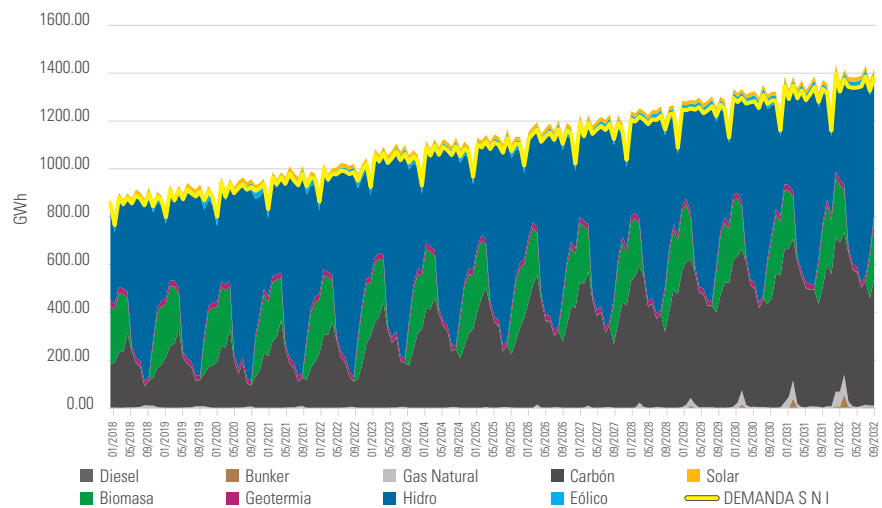
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 68: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario Todos los Recursos.



FUENTE: Elaboración UPEM

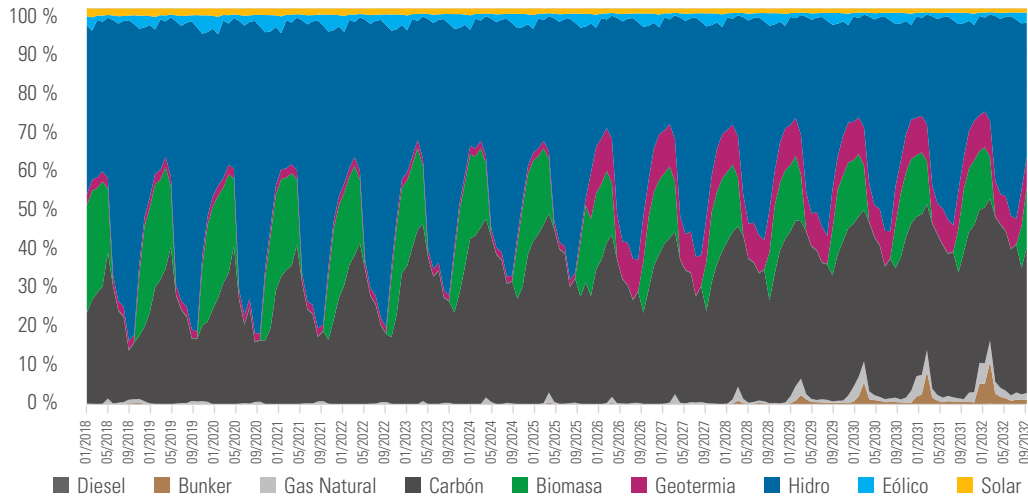
Gráfica 69: Despacho de Energía del escenario de Plantas Base.



FUENTE: Elaboración UPEM

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

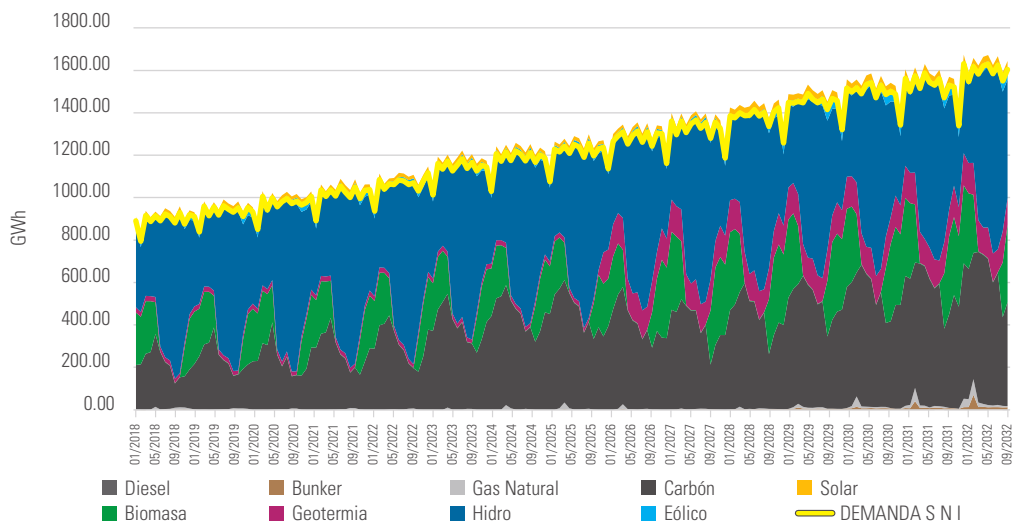
Gráfica 70: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario de Plantas Base.



FUENTE: Elaboración UPEM

A partir del año 2026 se ve un incremento significativo de la generación geotérmica, y que esta levemente sustituye la generación a base de biomasa, de la misma manera se ve un incremento de la generación base a base de carbón lo cual repercute directamente en la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero que se reflejarán más adelante.

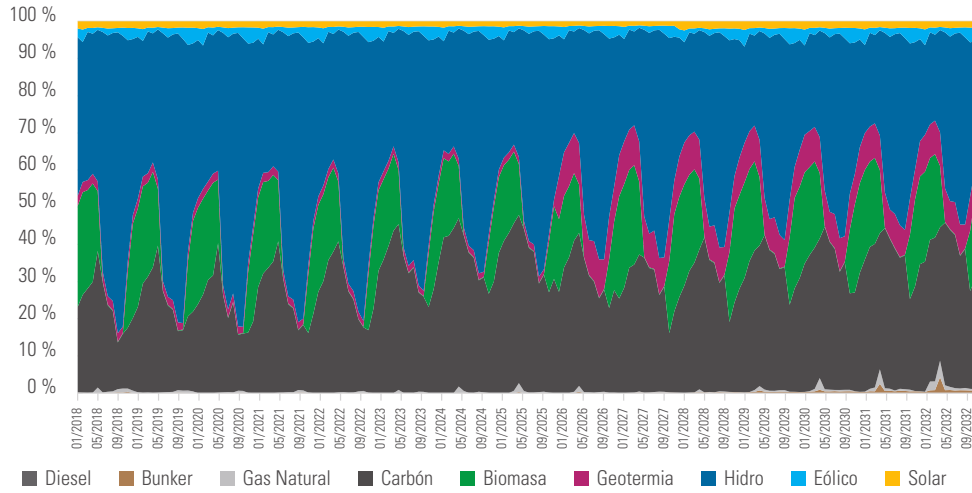
Gráfica 71: Despacho de Energía del escenario de Alto Crecimiento de la Demanda.



FUENTE: Elaboración UPEM

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

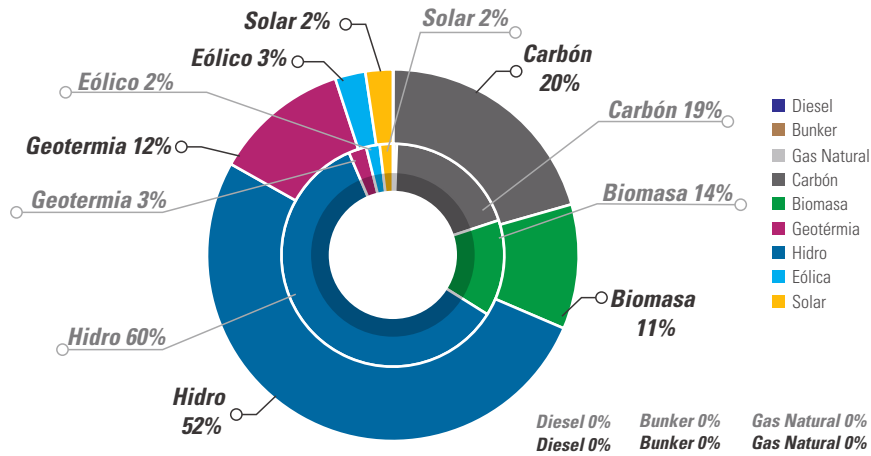
Gráfica 72: Porcentaje de participación en la Matriz de Generación Eléctrica mensual del escenario de Alto Crecimiento de la Demanda.



FUENTE: Elaboración UPEM

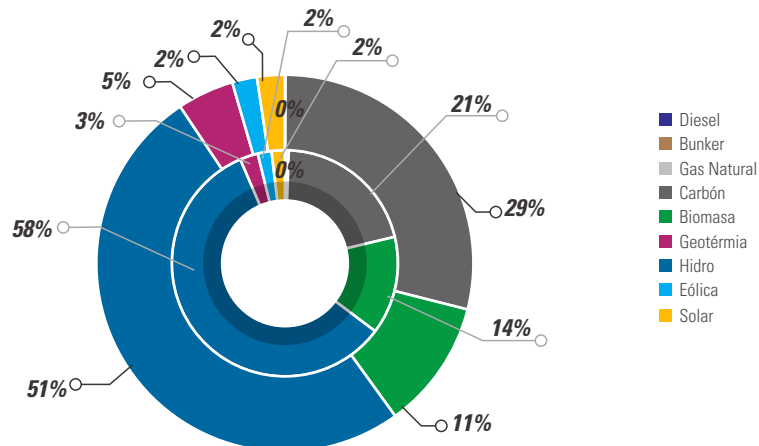
3.3.5. MATRICES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RESULTANTES

Gráfica 73: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de Política Energética 2013-2027.



FUENTE: Elaboración UPEM

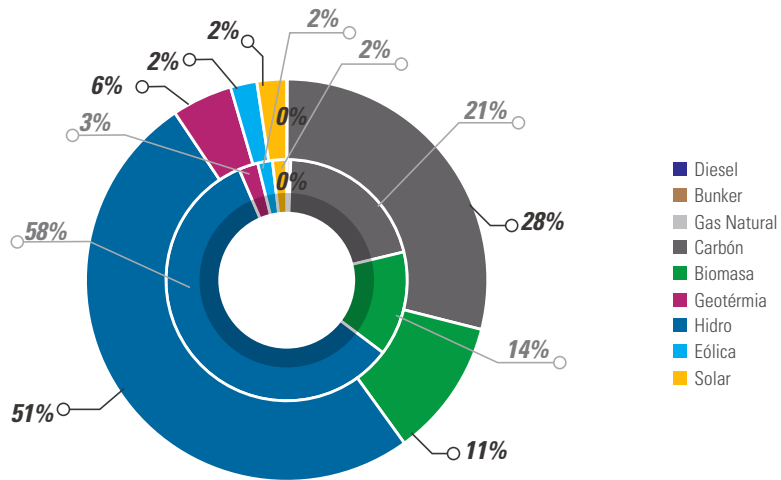
Gráfica 74: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de NDC's -11%.



FUENTE: Elaboración UPEM

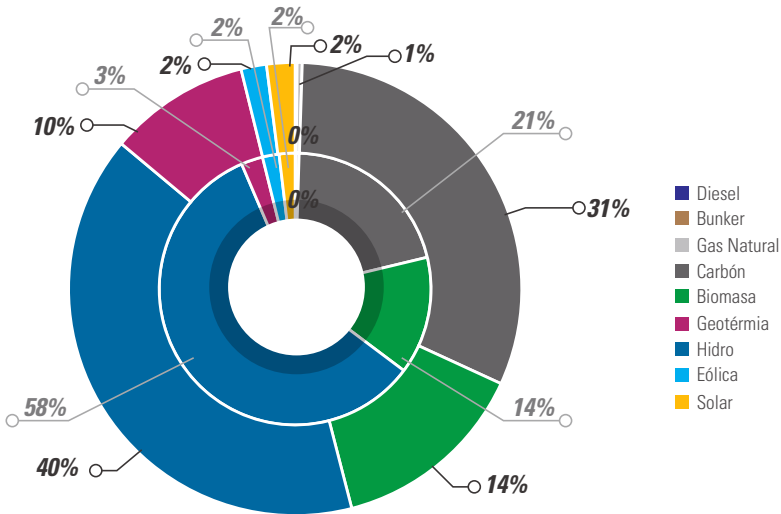
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 75: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de NDC's -22%.



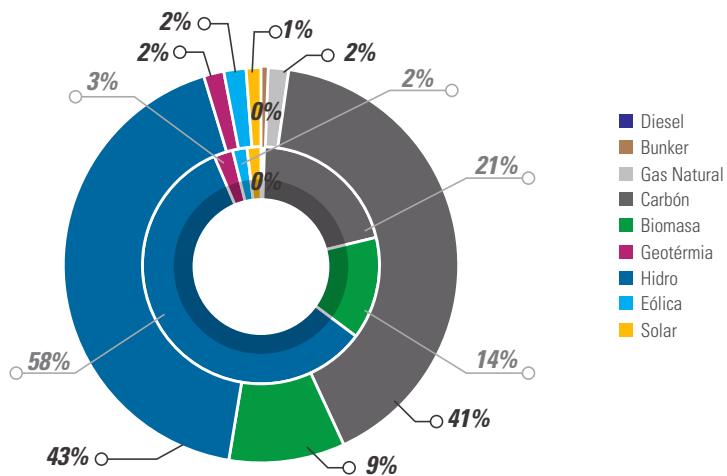
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 76: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario Sin Hidroeléctricas.



FUENTE: Elaboración UPEM

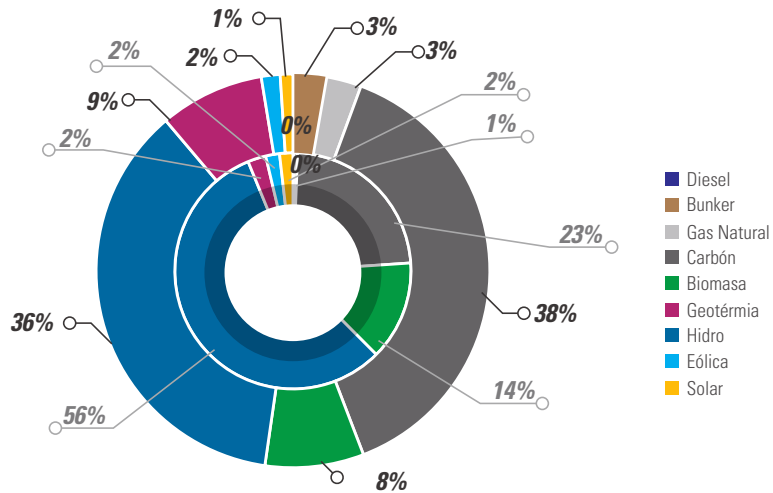
Gráfica 77: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de Todos los Recursos



FUENTE: Elaboración UPEM

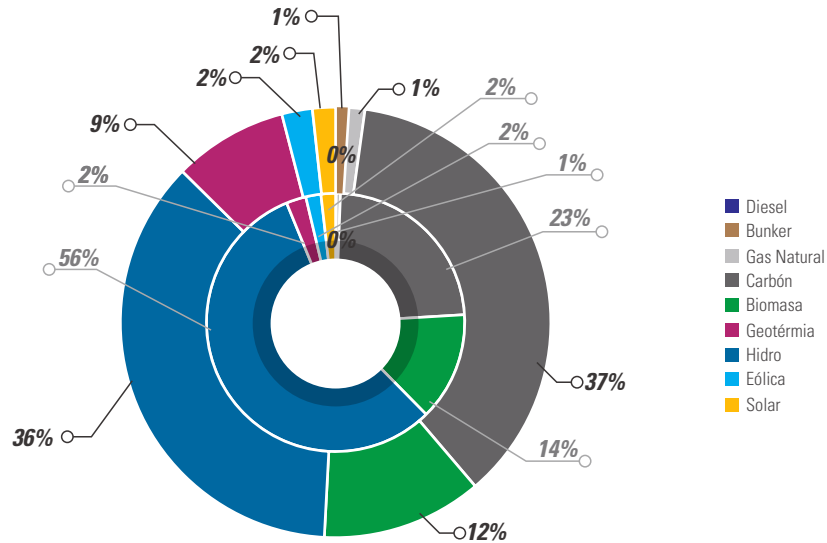
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 78: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de Plantas Base



FUENTE: Elaboración UPEM

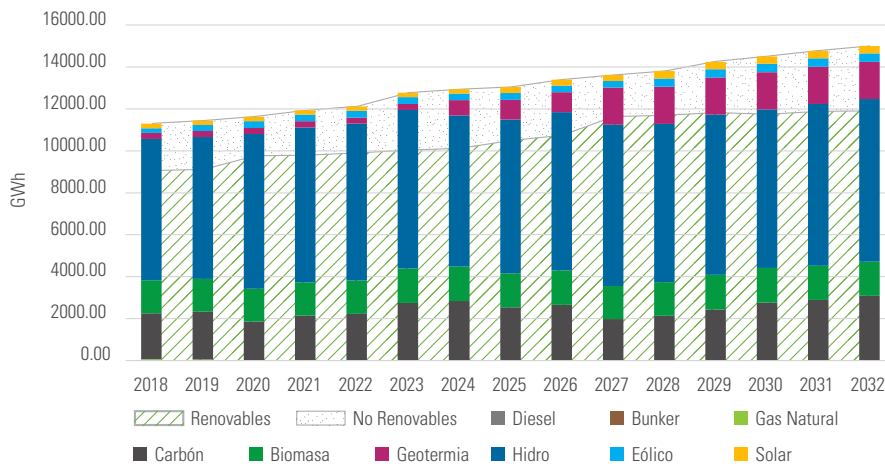
Gráfica 79: Matriz de Generación Eléctrica del año 2032 vs 2018; para el escenario de Alto Crecimiento de la Demanda.



FUENTE: Elaboración UPEM

3.3.6. EVOLUCIÓN DE LAS MATRICES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR AÑO

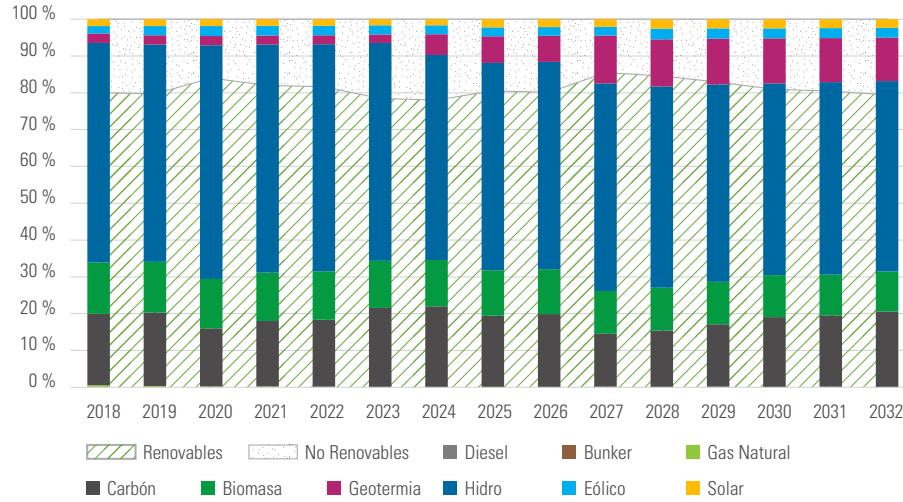
Gráfica 80: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de Política Energética 2013-2027.



FUENTE: Elaboración UPEM

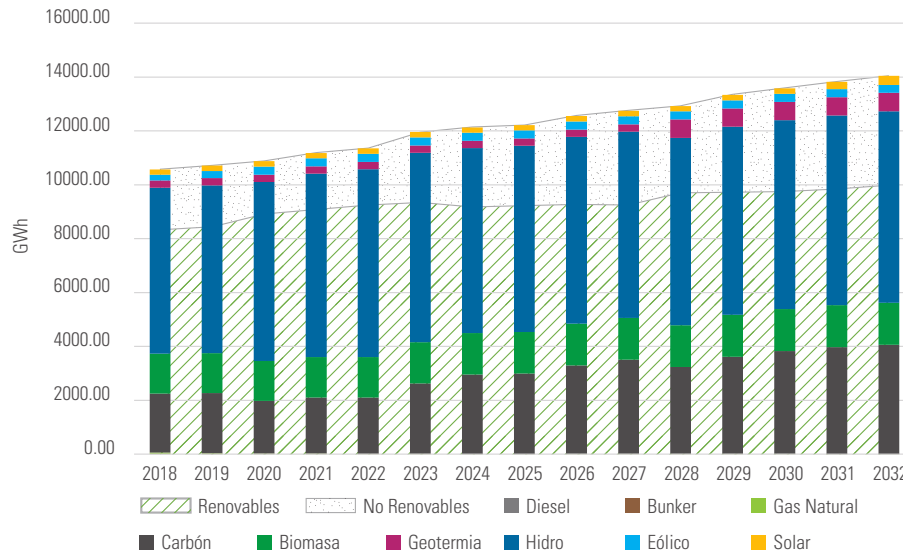
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 81: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de Política Energética 2013-2027.



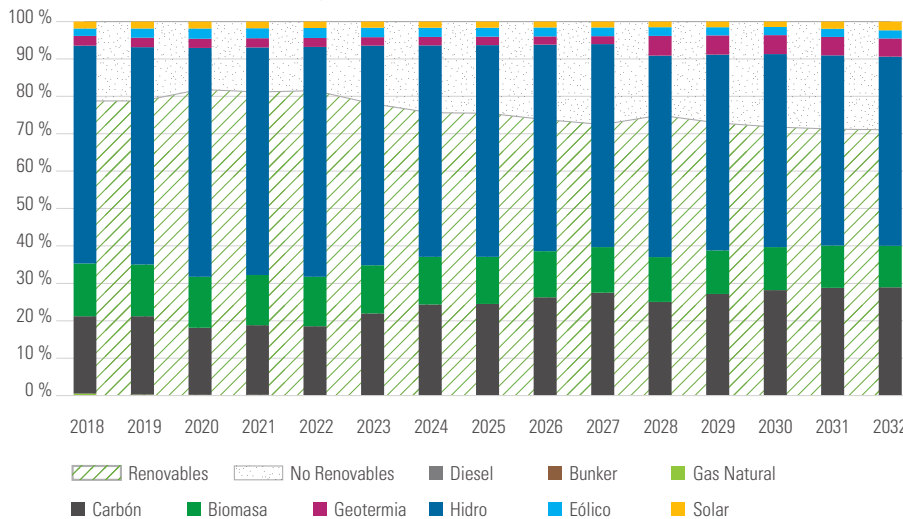
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 82: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de NDC's -11%.



FUENTE: Elaboración UPEM

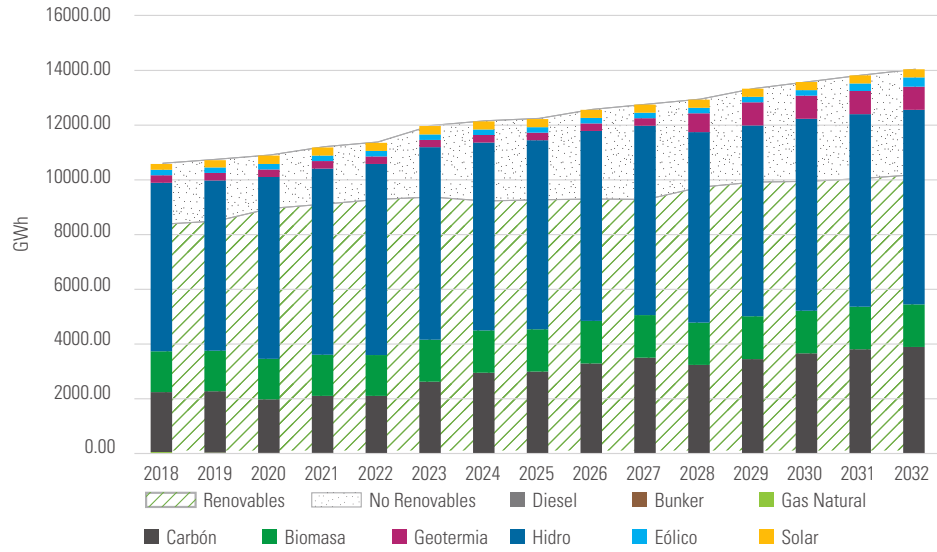
Gráfica 83: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de NDC's -11%.



FUENTE: Elaboración UPEM

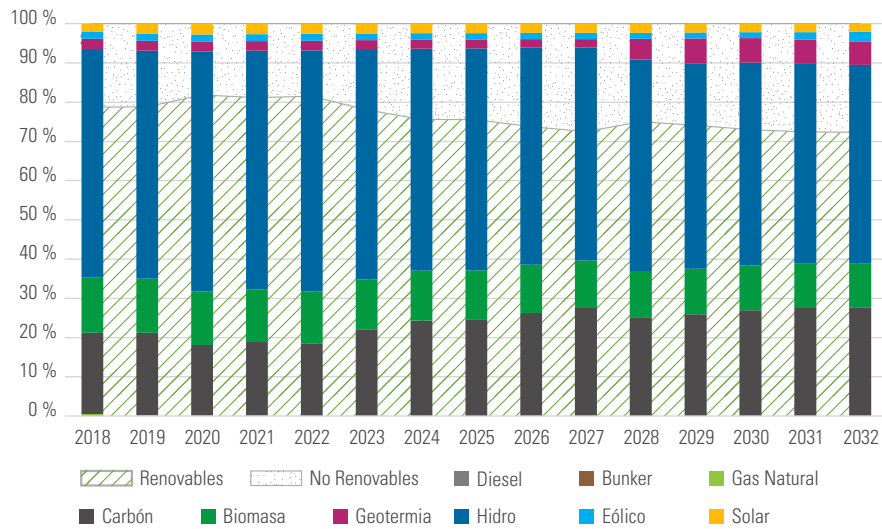
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 84: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de NDC's -22%.



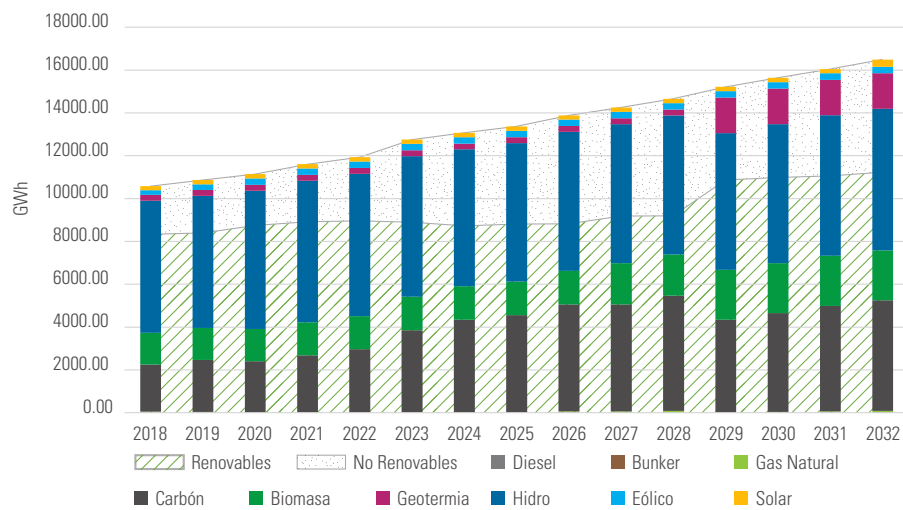
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 85: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de NDC's -22%.



FUENTE: Elaboración UPEM

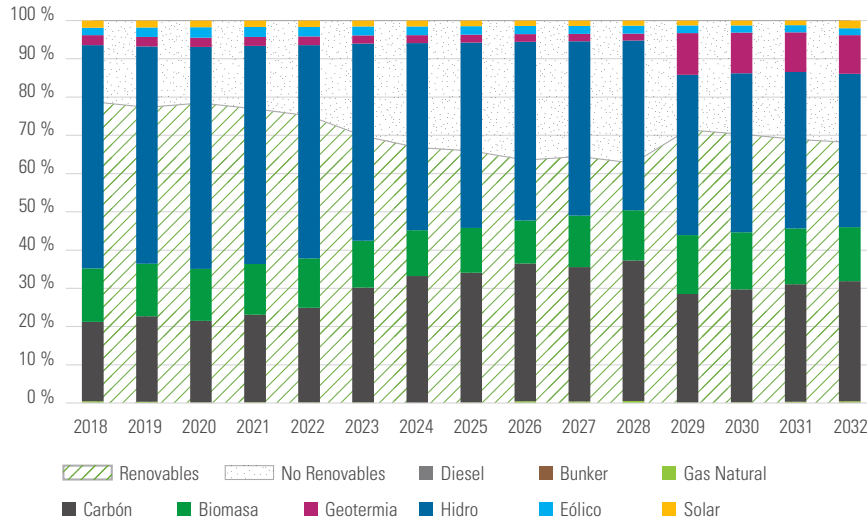
Gráfica 86: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario Sin Hidroeléctricas.



FUENTE: Elaboración UPEM

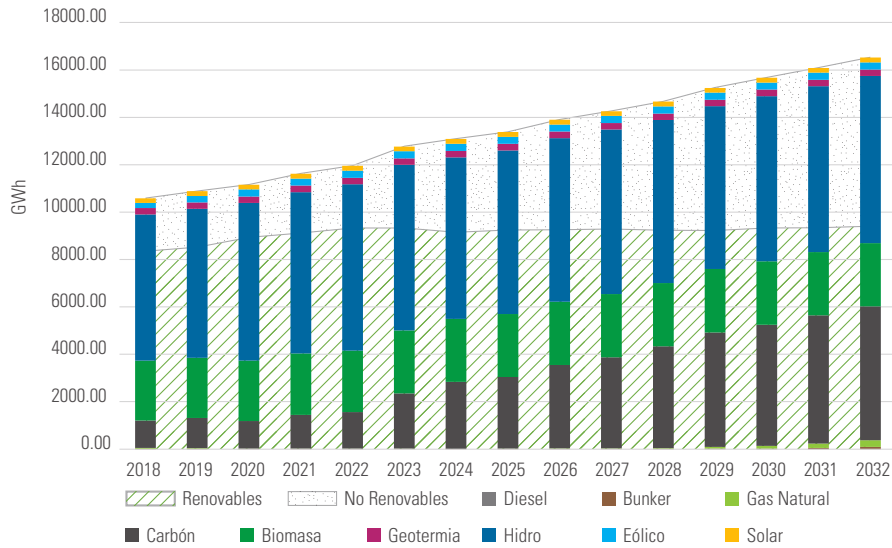
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 87: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario Sin Hidroeléctricas.



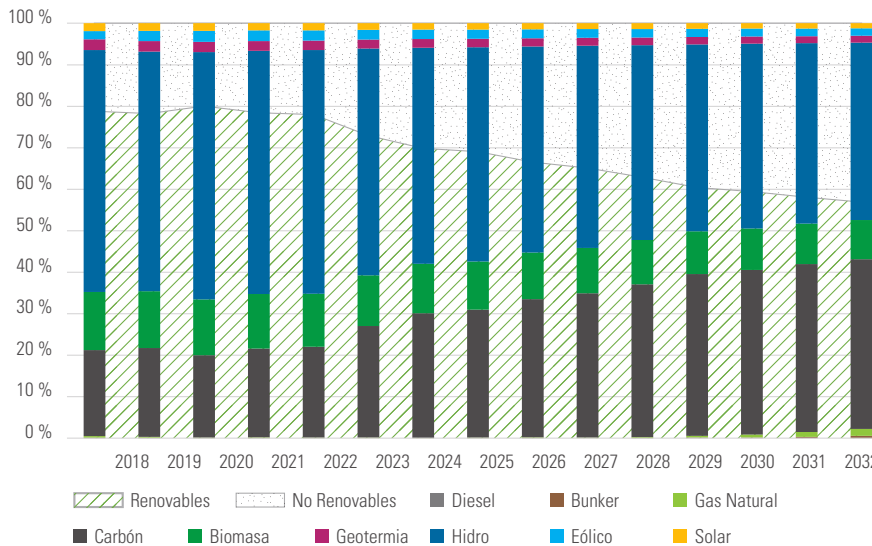
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 88: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de Todos los Recursos.



FUENTE: Elaboración UPEM

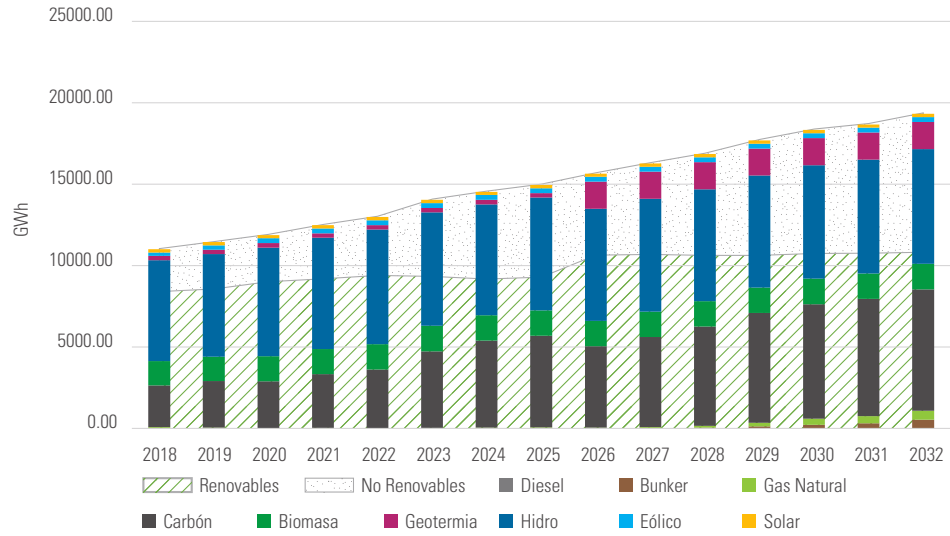
Gráfica 89: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de Todos los Recursos.



FUENTE: Elaboración UPEM

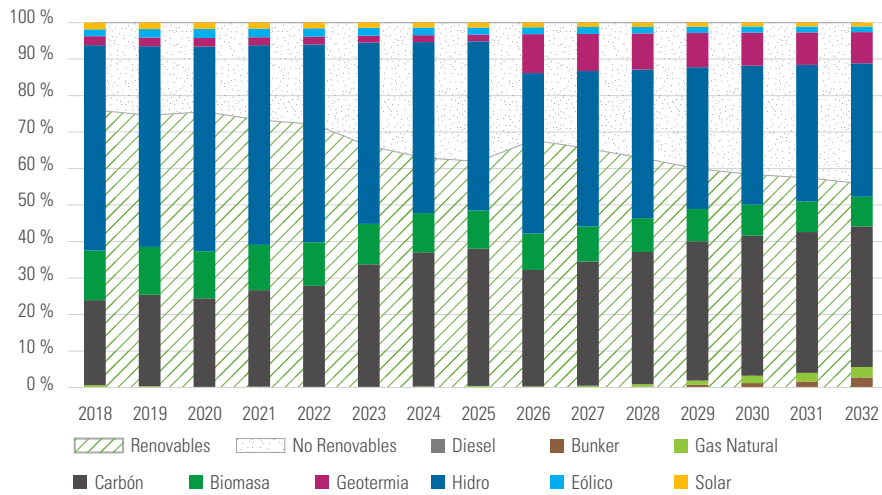
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 90: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de Plantas Base.



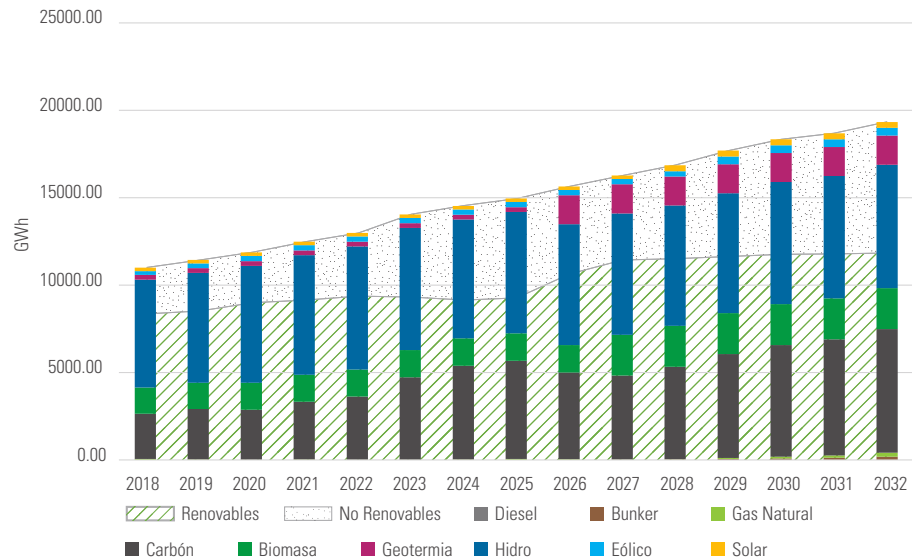
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 91: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de Plantas Base.



FUENTE: Elaboración UPEM

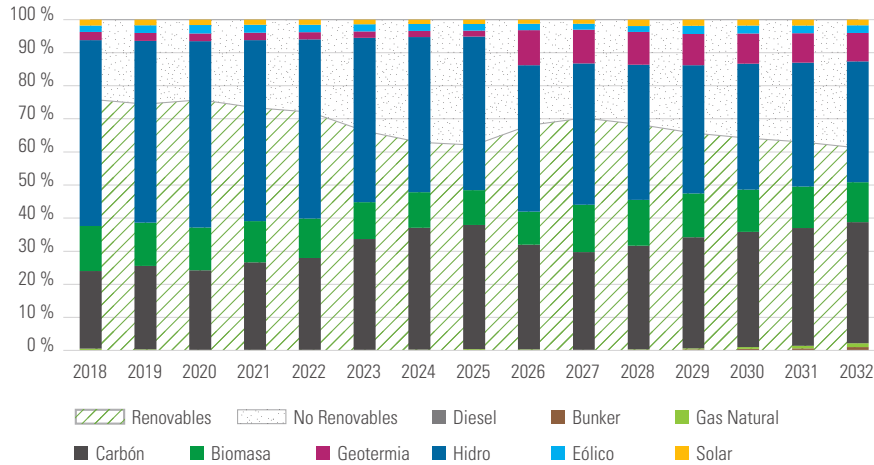
Gráfica 92: Matrices de Generación Eléctrica anuales; para el escenario de Alto Crecimiento de la Demanda.



FUENTE: Elaboración UPEM

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

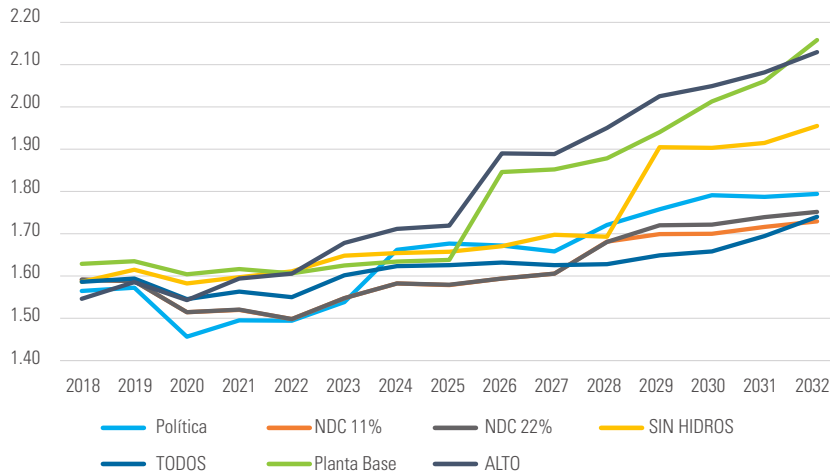
Gráfica 93: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de Alto Crecimiento de la Demanda.



FUENTE: Elaboración UPEM

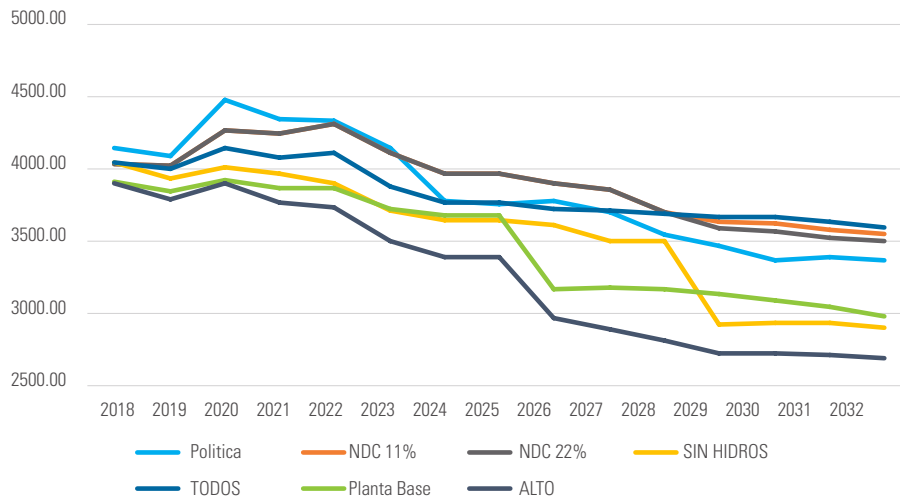
3.3.7. INDICADORES DE DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA

Gráfica 94: Índice Shannon Wiener de Diversificación de las Matrices de Generación Eléctrica de los Escenarios Planteados.



FUENTE: Elaboración UPEM

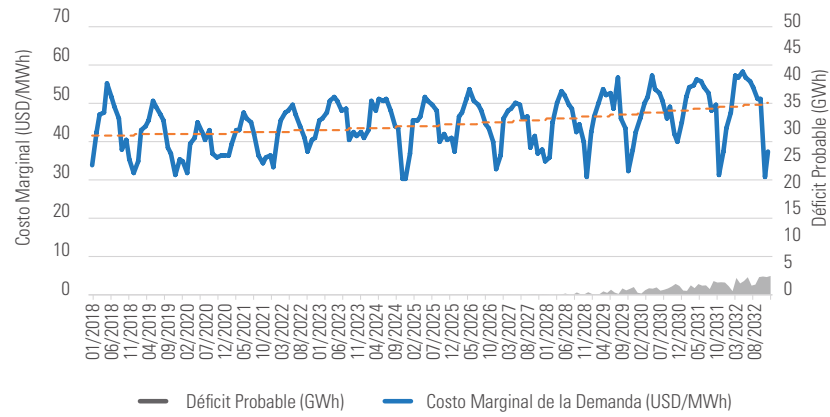
Gráfica 95: Índice Herdendahl Hirshman de Concentración de las Matrices Energéticas de los Escenarios Planteados



FUENTE: Elaboración UPEM

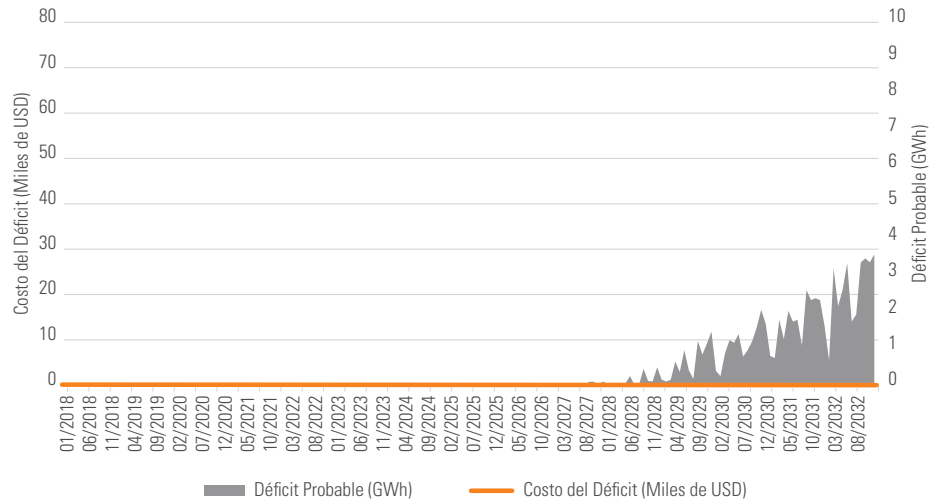
3.3.8. COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA

Gráfica 96: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario Política Energética (1).



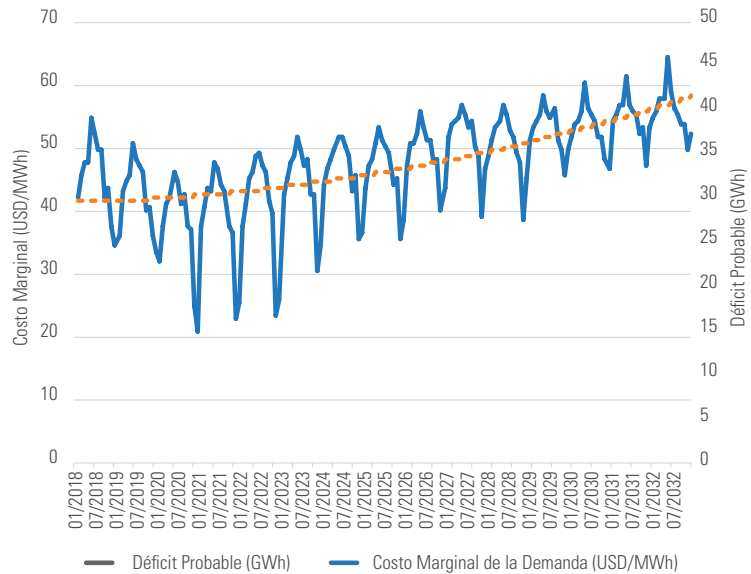
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 97: Costo del Déficit vs Déficit Probable del escenario Política Energética 2013-2027 (1).



FUENTE: Elaboración UPEM

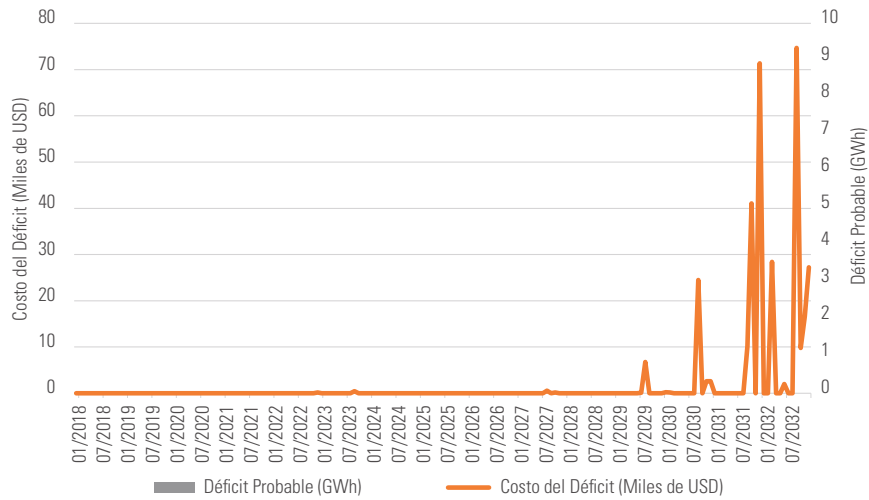
Gráfica 98: Costo Marginal de la Demanda vs Déficit Probable del escenario NDC's -11% (2)



FUENTE: Elaboración UPEM

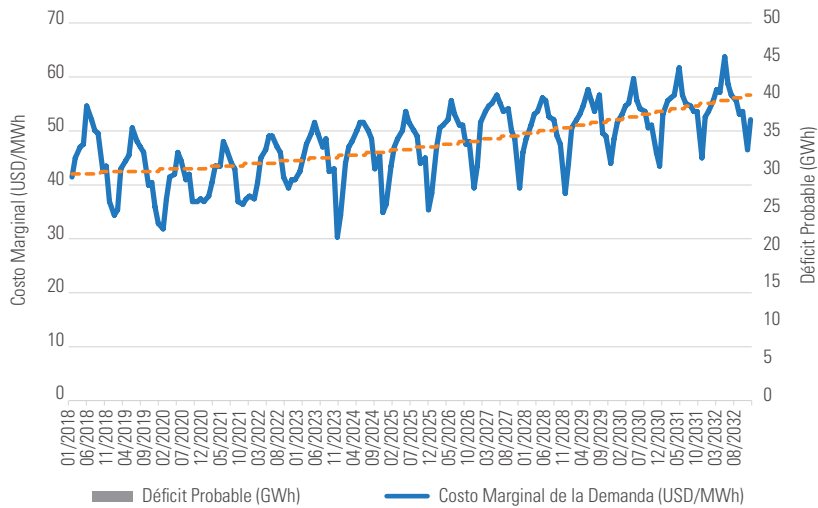
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 99: Costo del Déficit vs Déficit Probable del escenario NDC's -11% (2)



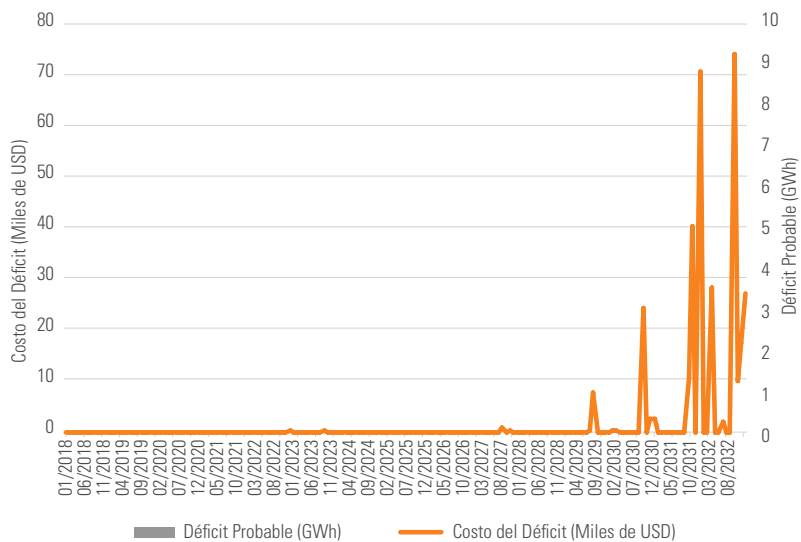
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 100: Participación en la Matriz de Generación Eléctrica anual; para el escenario de Alto Crecimiento de la Demanda (3)



FUENTE: Elaboración UPEM

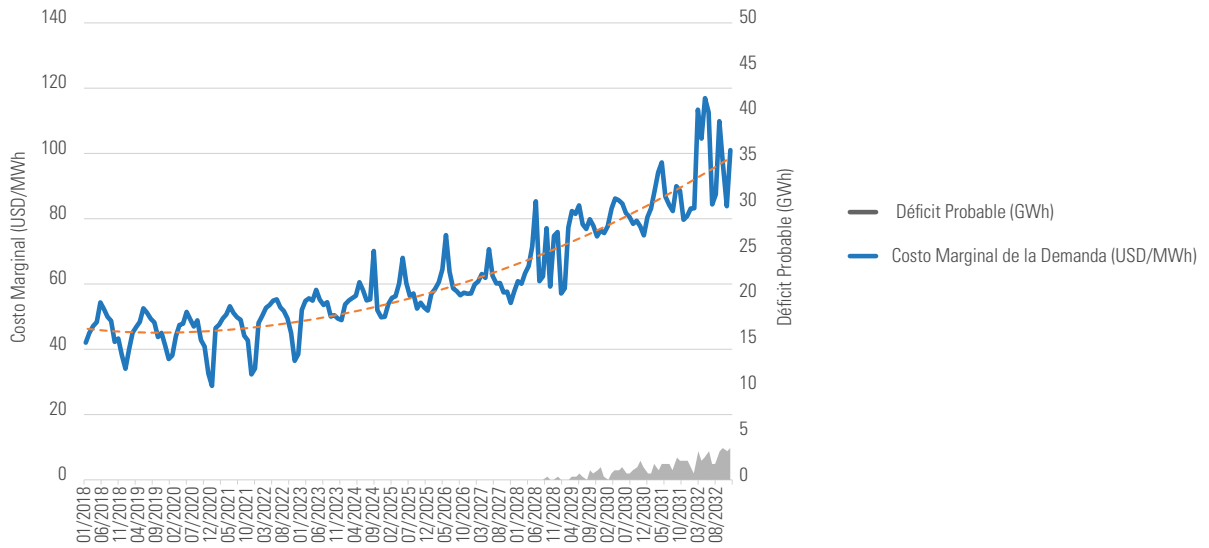
Gráfica 101: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario NDC 22% (3)



FUENTE: Elaboración UPEM

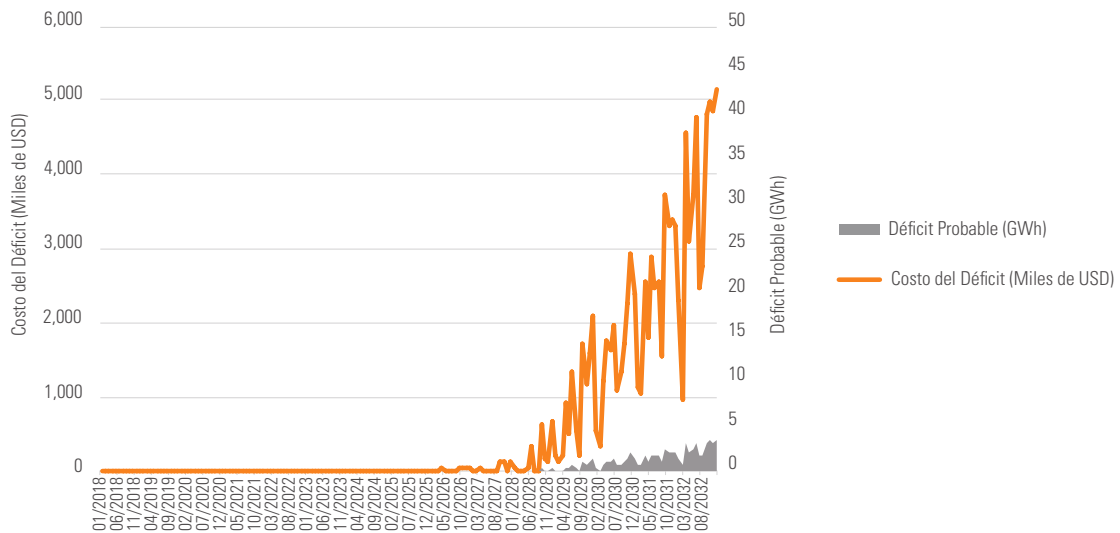
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 102: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario Sin Hidros (4)



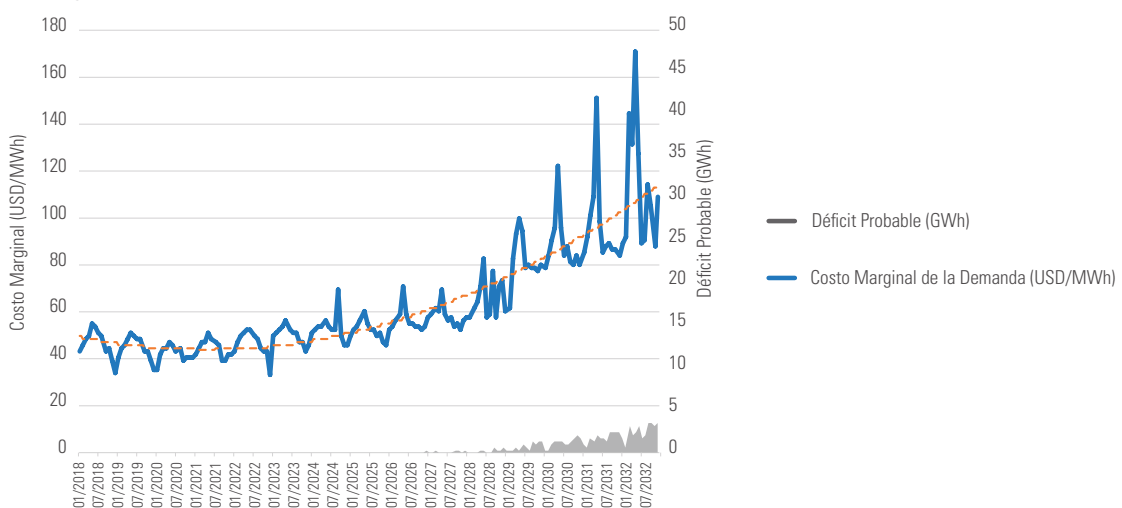
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 103: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario Sin Hidros (4)



FUENTE: Elaboración UPEM

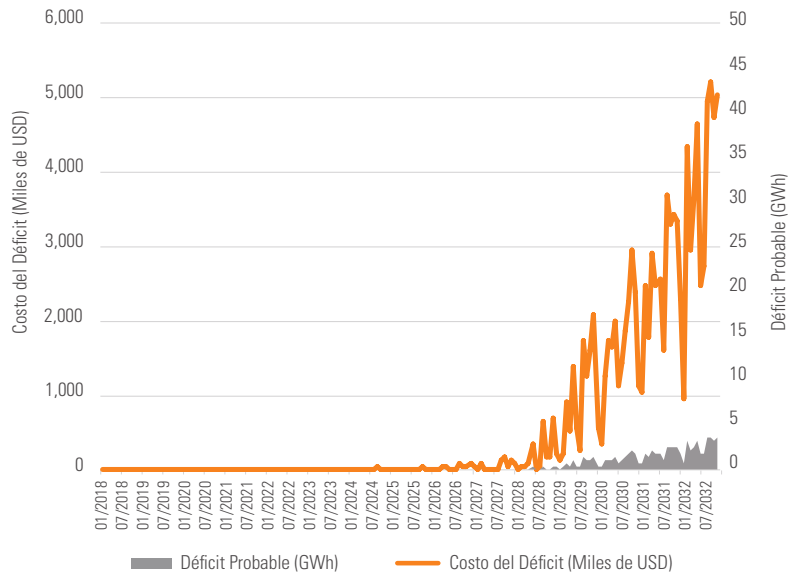
Gráfica 104: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario de Todos los Recursos (5)



FUENTE: Elaboración UPEM

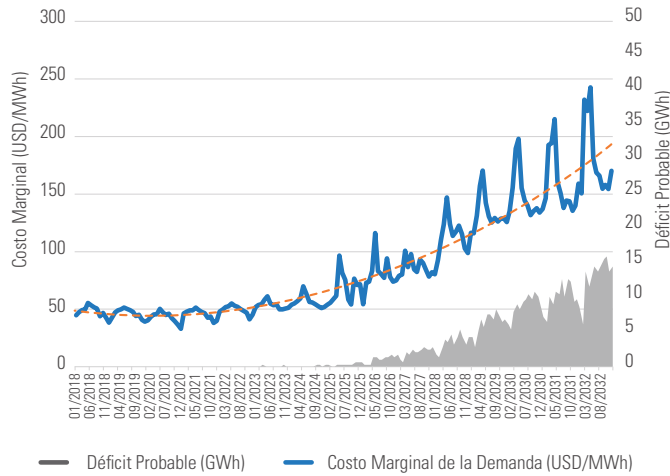
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 105: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario de Todos los Recursos (5)



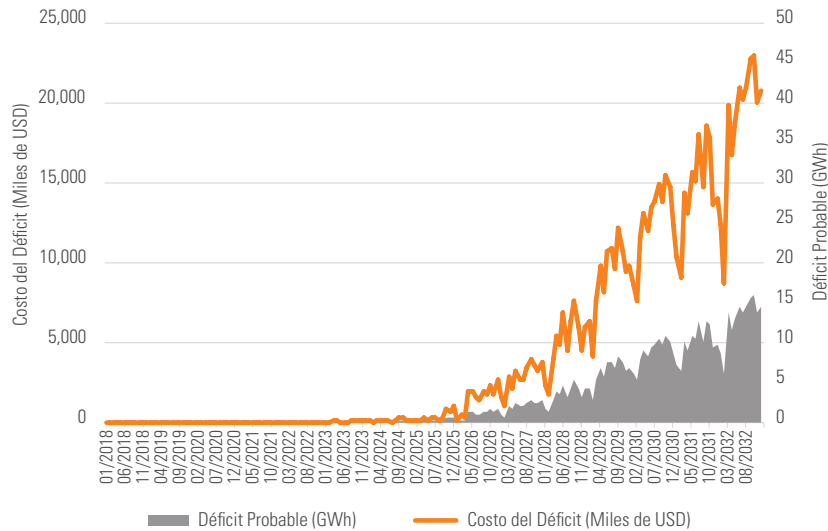
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 106: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario de Plantas Base (6)



FUENTE: Elaboración UPEM

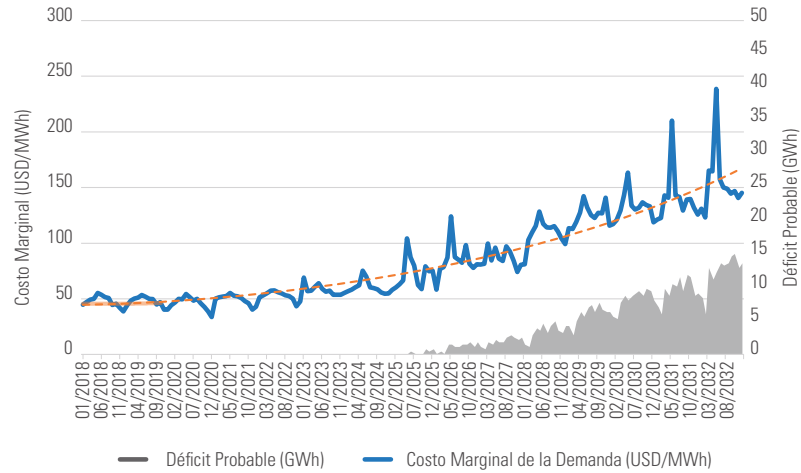
Gráfica 107: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario de Plantas Base (6)



FUENTE: Elaboración UPEM

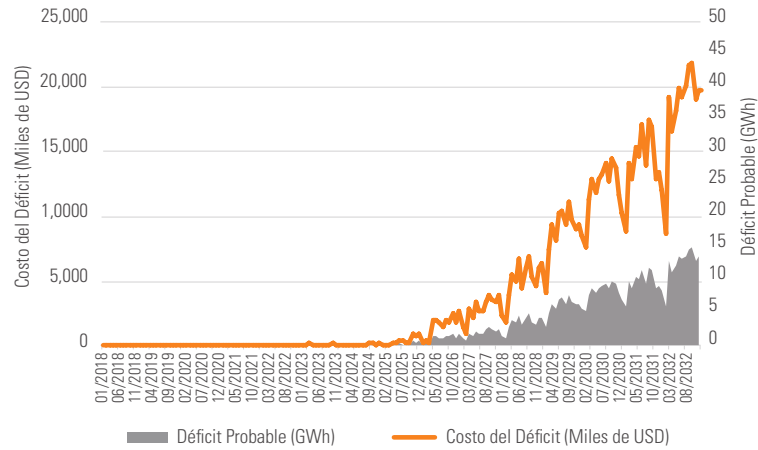
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 108: Costo Marginal de la Demanda vs. Déficit Probable del escenario de Alta Demanda (7)



FUENTE: Elaboración UPEM

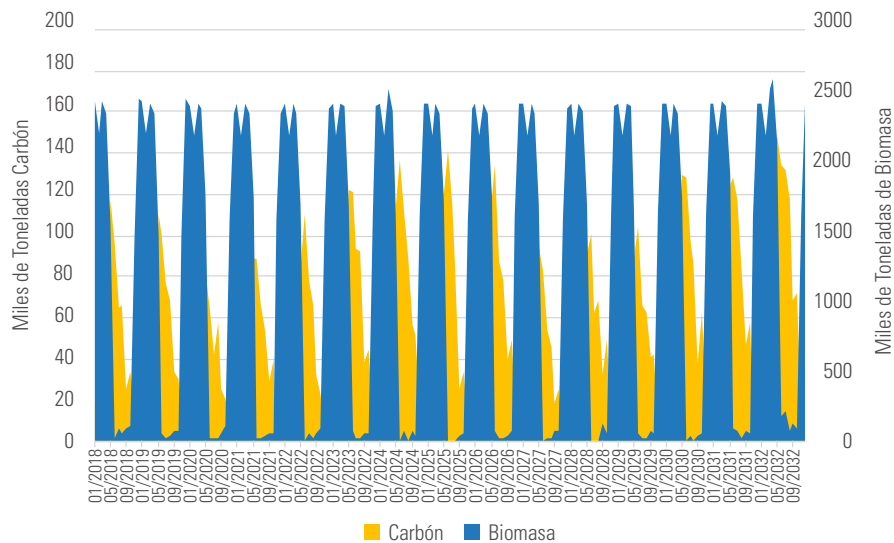
Gráfica 109: Costo del Déficit vs. Déficit Probable del escenario de Alta Demanda (7)



FUENTE: Elaboración UPEM

3.3.9. CONSUMO DE COMBUSTIBLES

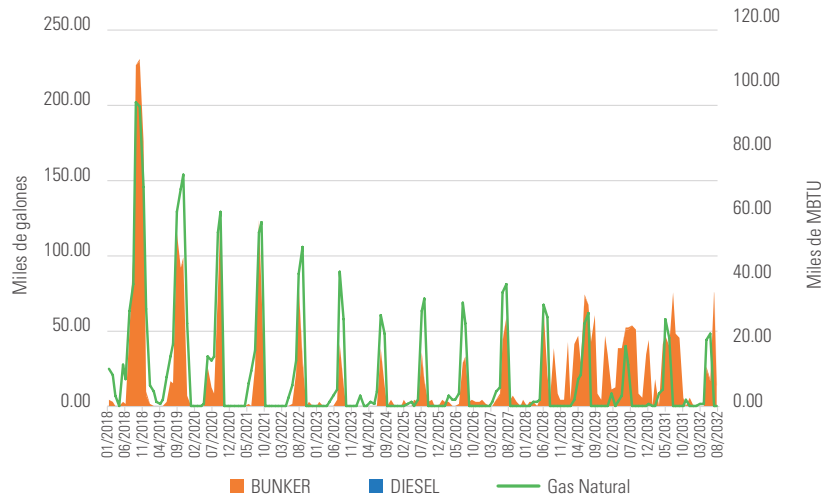
Gráfica 110: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del escenario de Política Energética (1)



FUENTE: Elaboración UPEM

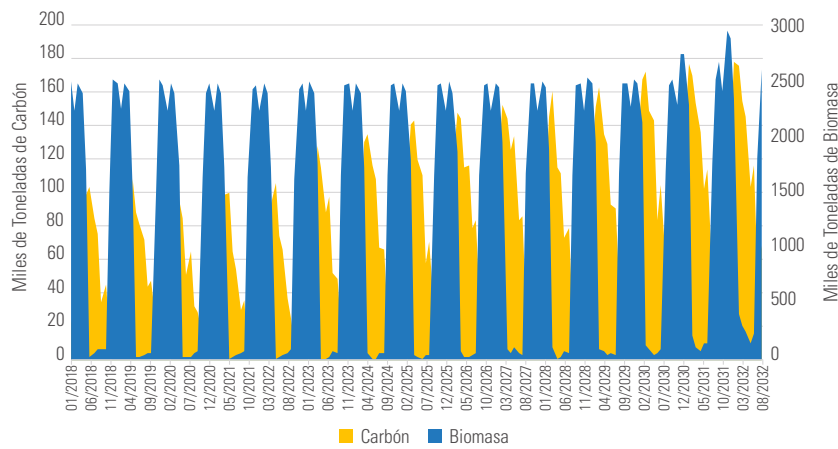
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 111: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del escenario de Política Energética (1)



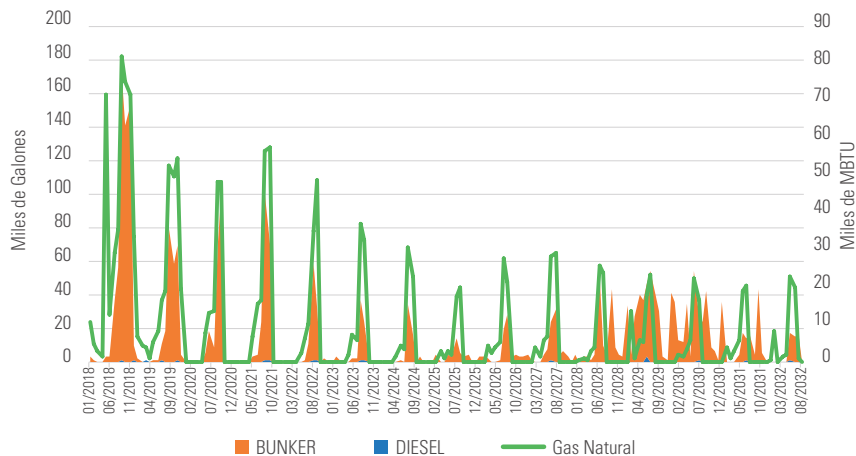
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 112: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del Escenario NDC-11% (2)



FUENTE: Elaboración UPEM

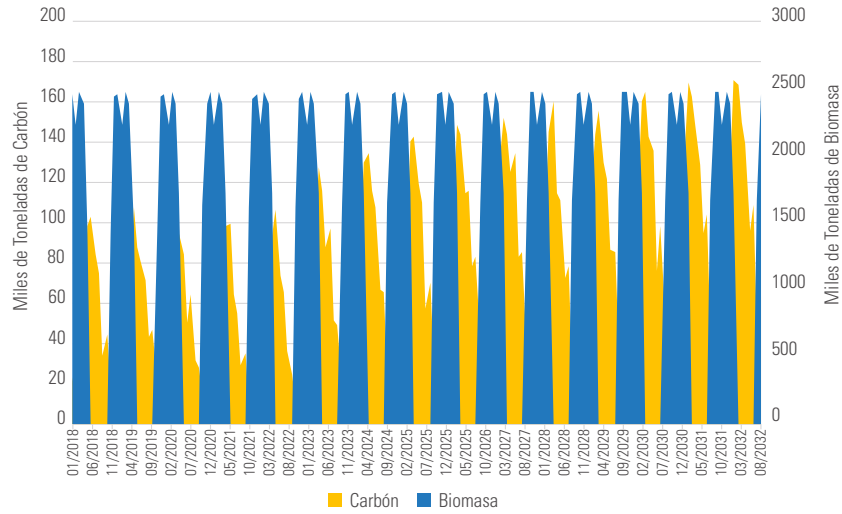
Gráfica 113: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del escenario NDC-11% (2)



FUENTE: Elaboración UPEM

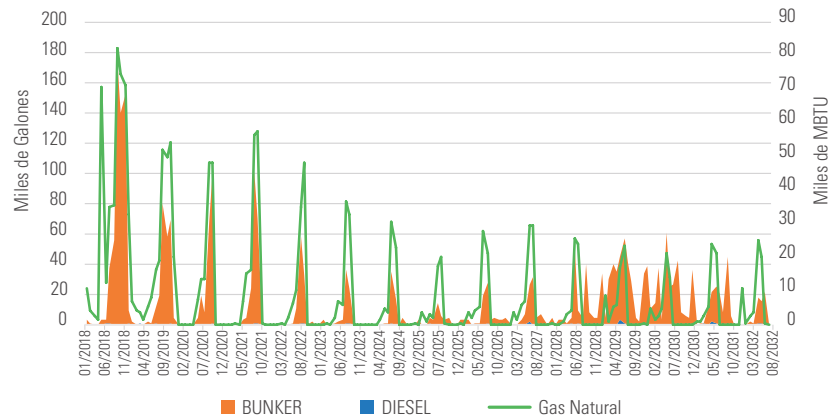
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 114: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del Escenario NDC-22% (3)



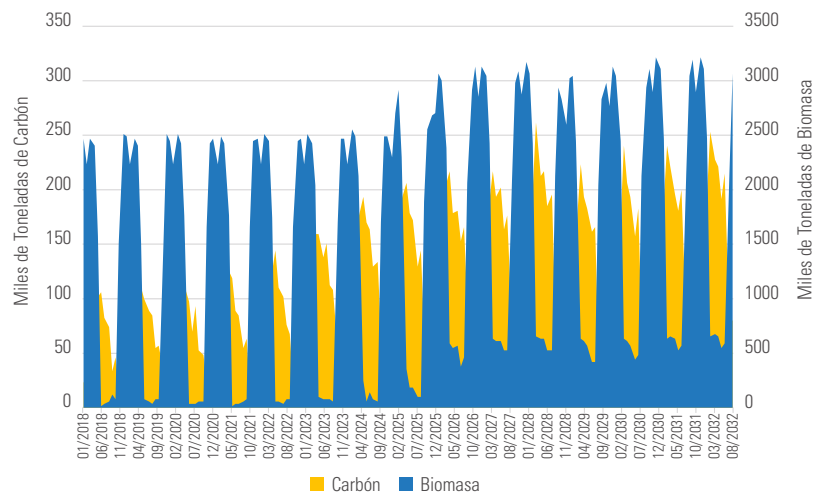
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 115: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del Escenario NDC-22% (3)



FUENTE: Elaboración UPEM

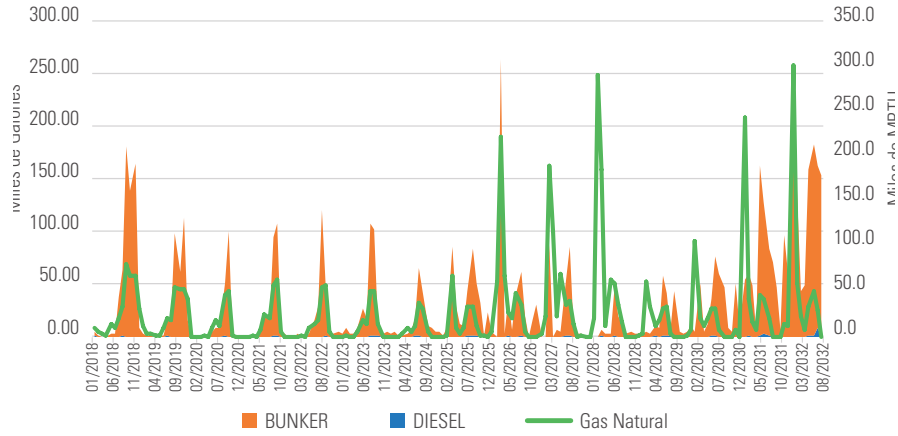
Gráfica 116: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del Escenario Sin Hidroeléctricas (4)



FUENTE: Elaboración UPEM

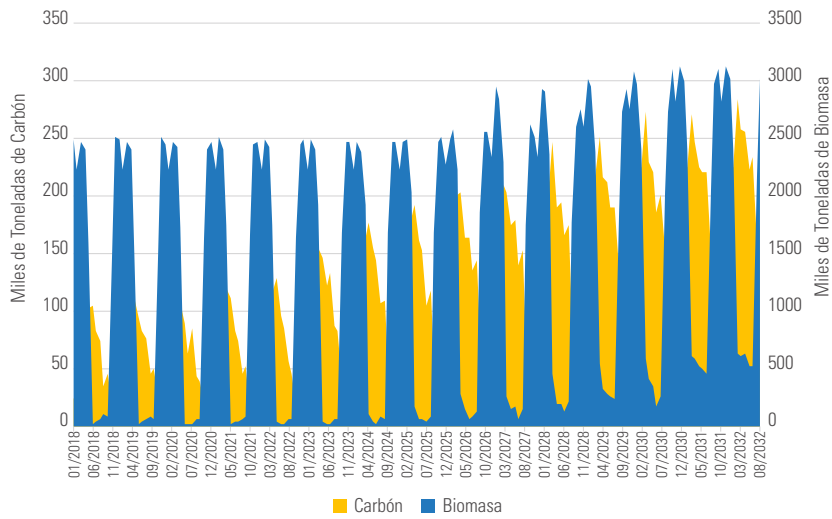
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 117: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del Escenario Sin Hidroeléctricas (4)



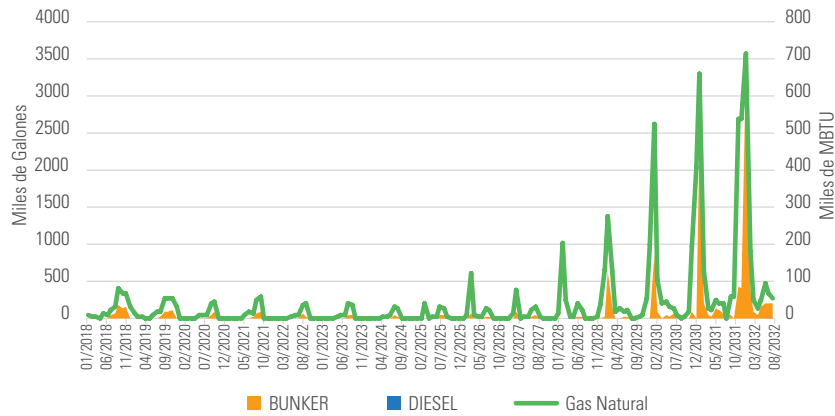
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 118: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del Escenario de Todos los Recursos (5)



FUENTE: Elaboración UPEM

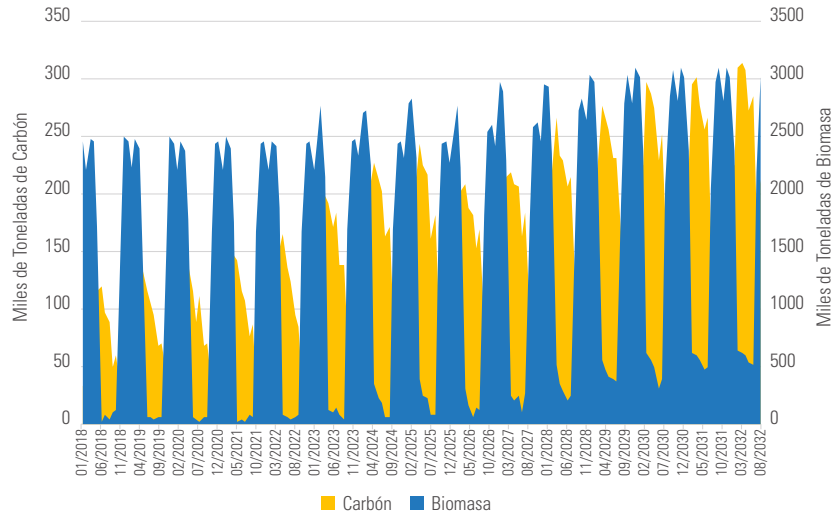
Gráfica 119: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del Escenario de Todos los Recursos (5)



FUENTE: Elaboración UPEM

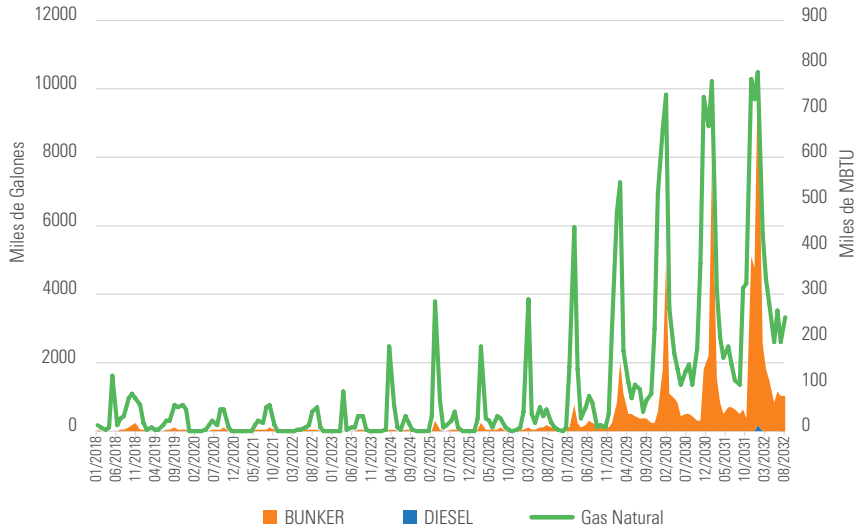
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 120: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del Escenario de Plantas Base (6)



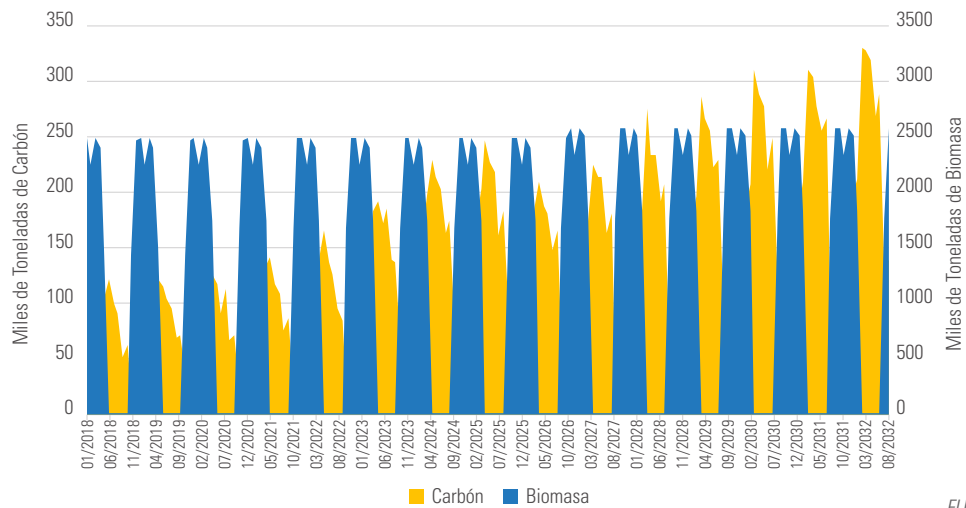
FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 121: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del Escenario de Plantas Base (6)



FUENTE: Elaboración UPEM

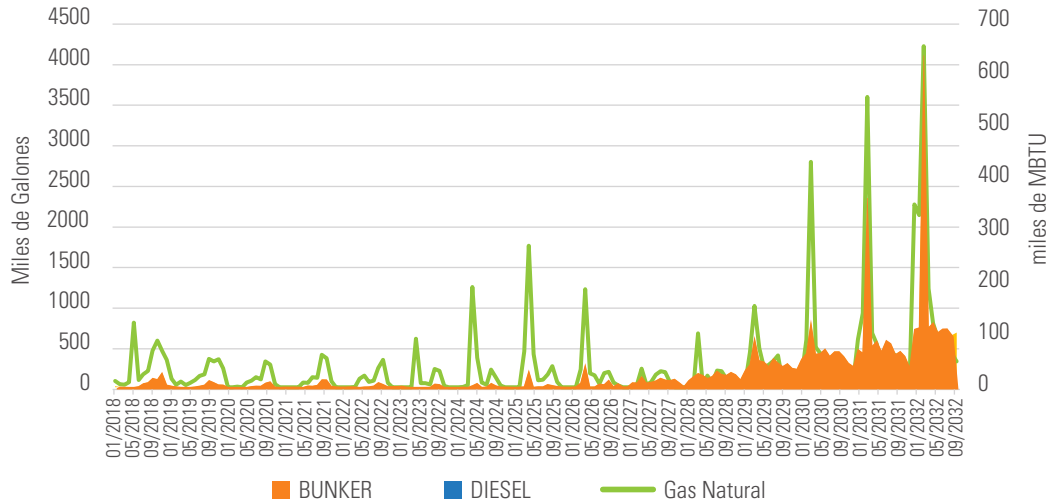
Gráfica 122: Consumo de Biomasa y Carbón Térmico del Escenario de Alta Demanda (7)



FUENTE: Elaboración UPEM

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

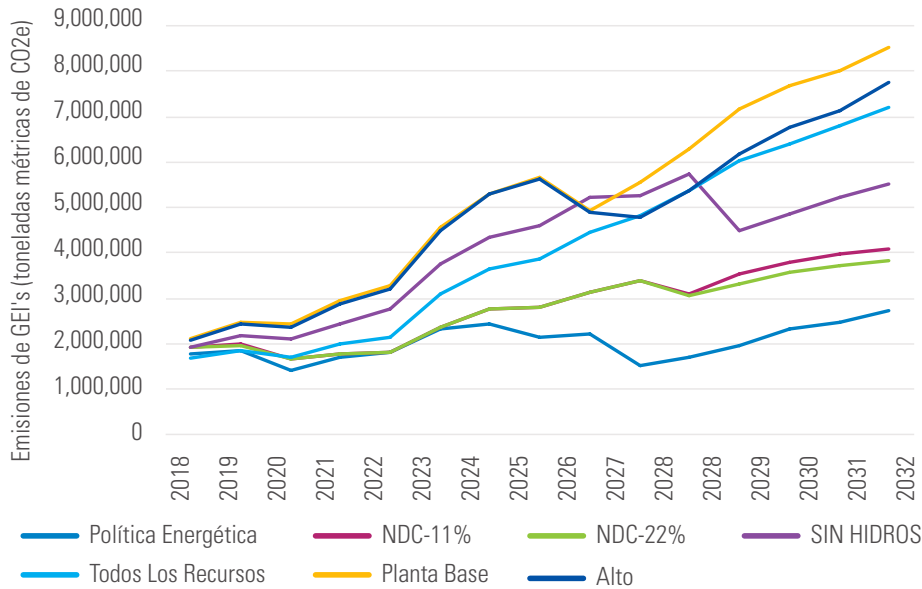
Gráfica 123: Consumo de Derivados de Petróleo y Gas Natural del Escenario de Alta Demanda (7)



FUENTE: Elaboración UPEM

3.3.10. EMISIONES DE CO₂e ANUALES

Gráfica 124: Comparación de Emisiones de CO₂e de cada Escenario



FUENTE: Elaboración UPEM

3.3.11. RESULTADOS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DE LOS ESCENARIOS PLANTEADOS

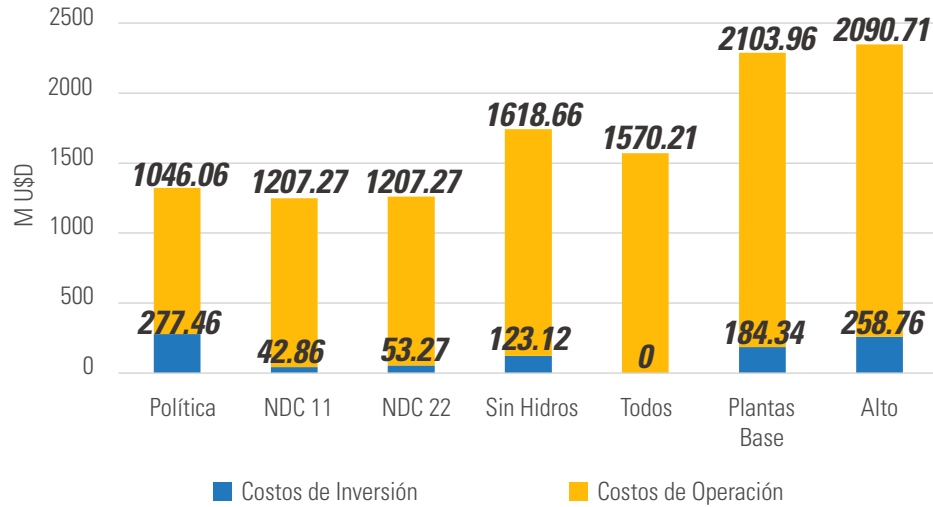
Tabla 22: Costos Anualizados Aproximados de los Escenarios 2018-2032, en millones de dólares.

	Política Energética	NDCs -11%	NDCs -22%	Sin Hidros	Todos	Plantas Base	Alto
Costos de Inversión	277.46	42.86	53.27	123.12	0	184.34	258.76
Costos de Operación	1046.06	1207.27	1618.66	1618.66	1570.21	2103.96	2090.71
Costo Total	1323.52	1250.13	1741.78	1741.78	1570.21	2288.3	2349.47

FUENTE: Elaboración UPEM

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Gráfica 125: Costos Anualizados por Escenario



FUENTE: Elaboración UPEM

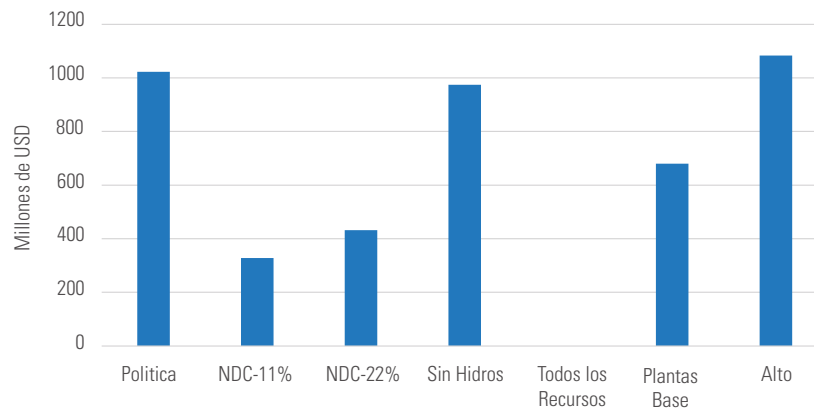
3.3.12. COSTOS DE INVERSIÓN DE LOS PLANES INDICATIVOS

Tabla 23: Costos de Inversión aproximados de las Plantas Candidatas, por Escenarios, en millones de dólares de 2018.

Escenario	Política Energética	NDCs -11%	NDCs -22%	Sin Hidros	Todos	Plantas Base	Alto
Costos de Inversión (Millones de USD)	1022.59	327.92	431.92	974	0	680	1082.76

FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 126: Costos de Inversión aproximados de las Plantas Candidatas, por Escenarios, en millones de dólares de 2018.



FUENTE: Elaboración UPEM

3.3.13. CAPACIDAD A INSTALAR POR ESCENARIOS PROPUESTOS

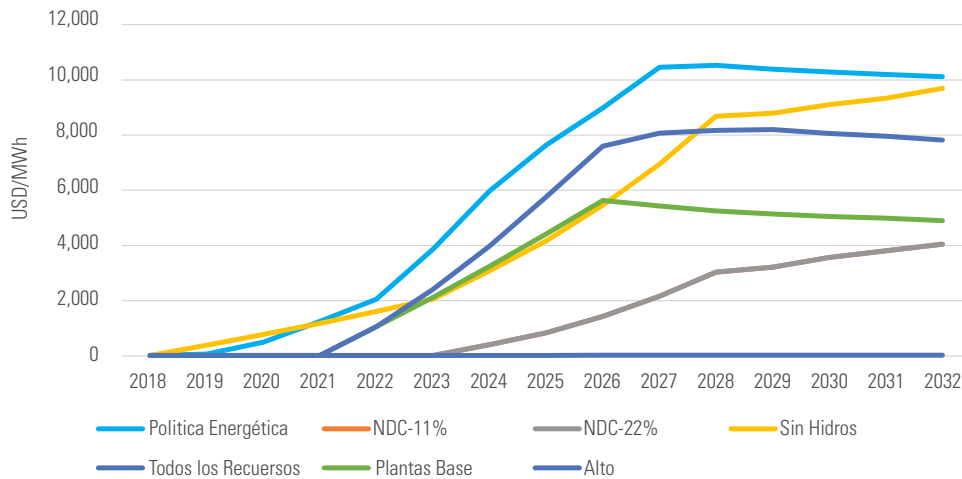
Tabla 24: Capacidad Instalada en 2032 de los escenarios planteados.

	ACTUAL	Política Energética	NDC -11%	NDC -22%	Sin Hidros	Todos	Plantas Base	Alto
No Renovables								
Diesel	135.8	135.8	135.8	135.8	135.8	135.8	135.8	135.8
Bunker	450.1	450.1	450.1	450.1	450.1	450.1	450.1	450.1
Gas Natural	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
Carbón	542.0	542.0	542.0	542.0	542.0	542.0	542.0	542.0
Biomasa / Carbón o Bunker	716.6	716.6	716.6	716.6	876.6	716.6	716.6	876.6
Total No Renovables	1964.5	1964.5	1964.5	1964.5	2124.5	1964.5	1964.5	2124.5
Renovables								
Geotermia	33.6	203.6	83.6	103.6	203.6	33.6	203.6	203.6
Hidro	1367.5	1445.1	1378.3	1569.3	1367.5	1448.5	1448.5	1448.5
Eólica	75.0	100.0	75.0	106.5	106.5	106.5	106.5	156.5
Solar	90.0	150.0	150.0	150.0	150.0	90.0	90.0	150.0
Total Renovables	1566.0	1898.6	1686.8	1929.3	1827.5	1678.5	1848.6	1958.5
TOTAL	3530.5	3863.1	3651.3	3893.8	3952.0	3643.0	3813.0	4083.0

FUENTE: Elaboración UPEM

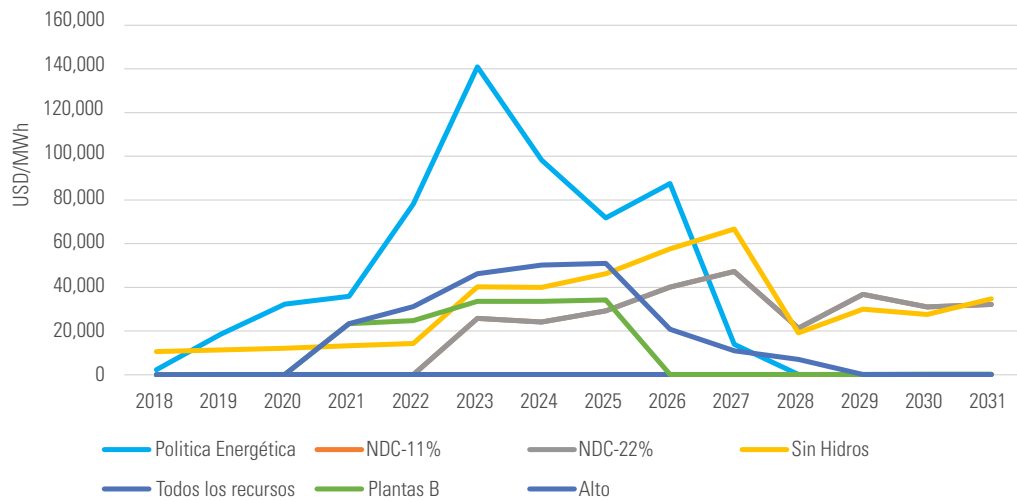
3.3.14. COSTO PROMEDIO Y MARGINAL DE LARGO PLAZO

Gráfica 127: Costo Promedio de Largo Plazo.



FUENTE: Elaboración UPEM

Gráfica 128: Costo Marginal de Largo Plazo.



FUENTE: Elaboración UPEM

3.3.15. PROMEDIO ESTACIONAL DEL COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA

Tabla 25: Promedio del Costo Marginal de la Demanda según estacionalidad (USD/MWh)

Años	Política Energética		NDC-11%		NDC-22%	
	Z	NZ	Z	NZ	Z	NZ
2018	39.792	46.7748	42.44	48.79	42.27	48.84
2019	37.9493	37.9493	39.71	45.52	39.69	45.56
2020	30.0703	40.6605	32.93	41.37	33.12	41.36
2021	33.4437	41.97	35.4	42.54	35.46	42.58
2022	36.286	44.5755	36.43	45.52	36.47	45.54
2023	41.009	47.0422	41.44	47.15	41.57	47.11
2024	40.5342	48.2283	43.52	48.51	43.53	48.51
2025	37.283	46.9043	43.9	48.96	43.90	49.06
2026	40.7977	48.378	47.38	51.23	47.42	51.13
2027	36.5008	45.514	50.52	53.18	50.19	53.19
2028	36.7643	48.4938	48.56	52.34	48.30	52.19
2029	43.8238	49.9808	51.66	54.37	50.60	53.90
2030	45.4582	51.607	51.03	54.98	50.77	54.30
2031	45.7482	52.7938	54.03	55.82	53.29	55.96
2032	45.6233	54.6517	54.87	57.17	53.89	56.97

FUENTE: Elaboración UPEM

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Tabla 26: Promedio del Costo Marginal de la Demanda según estacionalidad (USD/MWh)

Años	Sin Hidros		Todos los Recursos		Plantas Base		Alta	
	Z	NZ	Z	NZ	Z	NZ	Z	NZ
2018	42.47	48.50	42.26	48.53	45.33	50.32	45.31	50.21
2019	43.10	48.35	41.31	46.25	44.80	47.99	45.79	49.52
2020	39.80	46.70	35.62	42.40	40.68	45.10	43.81	48.86
2021	43.44	48.34	38.97	43.98	45.02	46.81	48.25	50.88
2022	46.60	51.54	40.85	47.21	48.04	50.92	51.34	54.02
2023	52.63	53.67	48.15	50.02	53.35	53.91	58.88	57.33
2024	53.44	58.52	49.07	54.75	54.69	58.76	57.84	63.24
2025	55.13	58.08	49.75	52.66	62.09	73.79	66.34	78.62
2026	59.12	61.54	53.87	56.76	72.24	88.21	76.60	93.12
2027	59.60	61.48	56.86	57.71	84.47	88.75	83.51	89.94
2028	66.75	69.43	63.15	66.12	101.45	123.27	102.05	116.68
2029	71.08	79.73	75.10	84.34	129.66	137.30	121.54	129.32
2030	79.21	81.76	84.50	91.25	146.21	150.76	127.04	138.32
2031	84.49	88.21	92.10	99.03	157.59	158.75	130.88	150.48
2032	94.90	101.34	108.38	115.82	181.39	178.29	144.96	164.36

FUENTE: Elaboración UPEM

4

CONCLUSIONES

- I. Estos planes tomaron en consideración la Política Energética y el Plan Nacional de Energía, con lo cual el país avanza en disminuir los costos de energía así como las emisiones de gases de efecto invernadero.
- II. Los Planes Indicativos de Expansión anteriores al actual fueron diseñados bajo circunstancias favorables para la incorporación de nueva potencia, esto debido a que para el año 2010 y 2012 aún era necesaria la adición de nueva potencia aunado a los altos precios del petróleo, justificando la incorporación de nuevas plantas debido a los altos costos operativos.
- III. La optimización de los actuales planes de expansión de generación, da como resultado para el escenario denominado “Todos los recursos”, la no necesidad de adición de nueva potencia, esto debido a las condiciones actuales del parque de generación, donde se tomó en cuenta la finalización de la construcción de 9 centrales de generación.
- IV. Para alcanzar la reducción de los *NDC*'s hasta el 22.6% condicionado con apoyo internacional en el sector energía, se determinó que el país podría invertir como mínimo 431.92 M USD en energías renovables y eficiencia energética
- V. En el análisis de los distintos escenarios se determinó que la geotermia es un recurso estratégico que tiene un gran potencial para explotarse en el subsector eléctrico, esta tecnología tiene precios competitivos contra otras tecnologías renovables, contribuyendo también a cumplir metas como la reducción de gases de efecto invernadero y el 80% de energía renovable establecido en la política energética
- VI. Con los esfuerzos realizados en el país en el marco de la Política Energética 2013 – 2027 actualmente el país es líder en exportación de generación en el Mercado Eléctrico Regional, por lo tanto en el corto plazo se está cumpliendo con la meta establecida en el eje 1 de la Política.
- VII. El Gas Natural es un recurso que dentro de los análisis de expansión de la generación no resultó ser competitivo frente a otras tecnologías, debido a que se asumió un costo de extracción similar al precio Henry Hub. Si el costo de extracción fuese menor, esta tecnología podría resultar competitiva.

5

RECOMENDACIONES

- I. Considerada la importancia que ocupan las plantas bases definidas en este instrumento, es recomendable impulsar licitaciones que permitan a estas tecnologías desarrollarse en el país obteniendo como resultado el correcto cumplimiento de la Política Energética 2013 - 2027.
- II. Tomando en cuenta que el gobierno de Guatemala debe de contribuir con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero establecidas en los *NDC's* firmados en el COP21 de París, se recomienda que la empresa estatal de generación participe en inversiones en energías renovables.
- III. La matriz de generación guatemalteca depende de la estacionalidad, esta característica hace más vulnerable al país al cambio climático, por lo que se recomienda impulsar la adición de tecnologías base que permitan mitigar este efecto.
- IV. Se recomienda que para efectos de la planificación energética regional, se tome en cuenta los análisis de planificación energética nacional contenidos en el presente documento.
- V. Para efecto de alcanzar lo planteado en el artículo 65 Bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad se tome en cuenta los escenarios y recomendaciones emitidos en el presente documento.

A. Referencias

1. Administrador del Mercado Mayorista, Informes Estadísticos Anuales 2010-2016.
2. Banco de Guatemala, Estadísticas Económicas.
3. Instituto Nacional de Estadística de Guatemala, ENCOVI.
4. AGER Asociación de Generadores con Energía Renovable.
5. Manual de Metodología SDDP versión 14.0, PSR.
6. Manual de Metodología OPTGEN versión 7.2, PSR.
7. Instituto Nacional de Estadística, Encuesta Nacional de Ingresos y Costos Familiares 2009-2010.

B. Acrónimos, Múltiplos y Unidades de Medida

ACRÓNIMOS			
MEM	Ministerio de Energía y Minas	GEIs	Gases de Efecto Invernadero
UPEM	Unidad de Planeación Energético Minero	RLGE	Reglamento de la Ley General de Electricidad
DGE	Dirección General de Energía	LGE	Ley General de Electricidad
PANCC	Plan de Acción Nacional de Cambio Climático	RAMM	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista
AMM	Administrador del Mercado Mayorista	DGH	Dirección General de Hidrocarburos
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica	MEMM	Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano
INDE	Instituto Nacional de Electrificación	EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica	AGER	Asociación de Generadores con Energía Renovable
DEORSA	Distribuidora de Oriente, S.A.	DEOCSA	Distribuidora de Occidente, S.A.
ACI	Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala	EEMs	Empresas Eléctricas Municipales
NDC's	"National Determined Contributions", Contribuciones Determinadas Nacionalmente en los Acuerdos de París	COP21	"Conference of the Parts 21", Conferencia de las Partes No. 21, realizada en París en 2015 por parte de la Organización de las Naciones Unidas.
SDDP	"Stochastic Dual Dynamic Program", Programa Estocástico Dinámico Dual.	LEDS	"Low Emission Development Strategy", Estrategia de Desarrollo con Bajas Emisiones.
USAID	"United States Agency of International Development", Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional.	FOB	"Free on Board", Libre a bordo o Puerto de Carga Convenido.
IPCC	"Intergovernmental Panel on Climate Change", Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.	PEG	Plan de Expansión de la Generación, realizado en licitaciones por la CNEE.
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe, de la ONU.	CELADE	Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible	IPC	Índice de Precios al Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estadísticas	ONU	Organización de las Naciones Unidas
SNI	Sistema Nacional Interconectado	PIB	Producto Interno Bruto

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

UNIDADES DE MEDIDA		MAGNITUD	UNIDADES DE MEDIDA		MAGNITUD
BTU	British Thermal Unit	Energía	kV	Kilovoltio	Tensión Eléctrica
CO2	Dióxido de Carbono		MVA	Mega volt-amperio	Potencia Aparente
kBEP	Miles de Barriles Equivalentes de Petróleo	Energía	MW	Megavatio	Potencia Activa Eléctrica
Kg	Kilogramo	Masa	TJ	Terajoule	Energía
kWh	Kilovatio hora	Energía	Ton	Toneladas métricas	Masa
CO2e	Dióxido de Carbono Equivalente		MBTU	Millón de Unidades Térmicas Británicas	Energía
kWh	Kilovatio hora	Energía	m ³	Metros Cúbicos	Volumen
bbL	Barriles	Volumen	CH4	Metano	Molécula
Gal	Galones Americanos	Volumen	N2O	Óxido Nitroso	Molécula
tm	Toneladas Métricas	Masa			

MÚLTIPLOS		
Prefijo	Símbolo	Factor
Kilo	k	1,000
Mega	M	1,000,000
Giga	G	1,000,000,000
Tera	T	1,000,000,000,000



Plan de Expansión del
**SISTEMA DE
TRANSPORTE**
2018-2032

**Plan de Expansión del
SISTEMA DE
TRANSPORTE
2018-2032**

PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Jimmy Morales Cabrera

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

MINISTRO

Luis Alfonso Chang Navarro

VICEMINISTRO DEL ÁREA ENERGÉTICA

Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez

VICEMINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS

Julio Salvador Contreras Amaya

VICEMINISTRO DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Alan Alfredo González de León

UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO MINERO

DIRECTOR TÉCNICO

Gabriel Armando Velásquez Velásquez

EQUIPO DE TRABAJO

Héctor Luis Orozco Navarro

Fredy Alexander Lepe Milián

Rudy Antonio García Valdez

Con el apoyo de:

DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA

Marvin Yovani López y López

Erick Roberto Gallina Rucal

Franz Ottoniel Choc Ortíz

USAID/DESARROLLO CON BAJAS EMISIONES

Luis Miguel Lepe Díaz

CONTENIDO

PRESENTACIÓN	7
1. RESUMEN EJECUTIVO	8
2. INTRODUCCIÓN	10
SECCIÓN 1. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2018-2032	12
3. CRECIMIENTO ECONÓMICO DEL PAÍS	12
4. TIPO DE CAMBIO	14
5. CRECIMIENTO POBLACIONAL Y DE VIVIENDA	15
6. FUNDAMENTO LEGAL	16
6.1 Política Energética 2013-2027	17
6.1.1 Ejes de la Política Energética 2013-2027	17
7. BALANCE ENERGÉTICO HISTÓRICO	19
8. CONSIDERACIONES AMBIENTALES	20
8.1 Plan de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC)	20
8.2 Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	21
8.3 Plan Nacional de Desarrollo K'atun	21
9. RESUMEN DE TRANSACCIONES	22
10. MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL	24
10.1 Panorama Actual del S.N.I.	25
10.2 Demanda Histórica de Electricidad	32
10.3 Curva de Carga Horaria	35
10.4 Cobertura Eléctrica Nacional	36
10.5 Precios Históricos de la Energía Eléctrica	37
11. PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	39
12. PLANES DE EXPANSIÓN DE TRANSPORTE ADJUDICADOS	40
12.1 PET-01-2009	40
12.2 PETNAC 2014	41
SECCIÓN 2. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE 2018-2032	43
13. PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE	43
14. OBJETIVOS	44
14.1 General	44
14.2 Específicos	44
15. METODOLOGÍA	45
16. PREMISAS	46
17. AVANCES DE LOS PLANES ANTERIORES	47
17.1 PET-01-2009	47
17.2 PETNAC 2014	50
18. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 2032	54
19. RESULTADOS	55
19.1 Período 2018 - 2023	55
19.1.1 Evaluación de la red de transporte 2018-2023	55
19.1.2 Refuerzos recomendados 2018-2023	56
19.1.3 Evaluación de refuerzos recomendados 2018-2023	60
19.2 Período 2023 - 2028	61
19.2.1 Evaluación de la red de transporte 2023-2028	61
19.2.2 Refuerzos recomendados 2023-2028	62
19.2.3 Evaluación de refuerzos recomendados 2018-2023	70
19.3 Período 2028-2032	74
19.3.1 Evaluación de la red de transporte 2028-2032	74
19.3.2 Refuerzos recomendados 2028-2032	74
19.3.3 Evaluación de refuerzos recomendados 2018-2023	76
20. PERDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE	77
21. ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN DE OBRA PROPUESTAS	78

21.1	Periodo 2023 - 2028.....	79
21.2	Periodo 2028 - 2032.....	79
22.	CONCLUSIONES.....	80
23.	ANEXOS.....	81
A.	Acrónimos.....	81

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1:	Producto Interno Bruto (Base 2001) periodo 2000 al 2016.....	12
Gráfica 2:	Evolución del tipo de cambio para el periodo 2000-2016.....	14
Gráfica 3:	Crecimiento Poblacional Histórico 1995-2017.....	15
Gráfica 4:	Pirámide de población urbana/rural de Guatemala para el año 2017.....	15
Gráfica 5:	Consumo de energéticos en Guatemala, por su origen para el año 2016.....	19
Gráfica 6:	Transacciones internacionales netas de energía eléctrica, Guatemala – Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano.....	22
Gráfica 7:	Transacciones internacionales netas de energía eléctrica Guatemala – Mercado Eléctrico Regional.....	23
Gráfica 8:	Distribución total de líneas de transmisión por propiedades.....	26
Gráfica 9:	Distribución de la longitud de líneas de transmisión por nivel de tensión.....	26
Gráfica 10:	Distribución de la longitud de las líneas de transmisión por propietario.....	27
Gráfica 11:	Demanda Desagregada de Energía del SNI en GWh.....	34
Gráfica 12:	Demanda total del SNI para el año 2016.....	35
Gráfica 13:	Curvas de Demanda Máxima horaria del SNI, año 2013 y 2016.....	35
Gráfica 14:	Curvas Monótonas Históricas del SNI.....	36
Gráfica 15:	Evolución de la Tarifa social por distribuidora en valor presente, 2005-2016.....	37
Gráfica 16:	Evolución de la Tarifa No Social por distribuidora en valor presente, 2005-2016.....	38
Gráfica 17:	Pérdidas del sistema de transmisión del SNI y sus emisiones de GEI asociadas.....	39
Gráfica 18:	Pérdidas de los sistemas de distribución del SNI y sus emisiones de GEI asociadas.....	39
Gráfica 19:	Porcentaje de avance de construcción de obras por lote.....	50
Gráfica 20:	Proyección de la demanda para escenarios tendenciales a año 2032.....	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1:	Resumen de obras por período.....	9
Tabla 2:	Porcentaje de crecimiento según la actividad económica.....	13
Tabla 3:	Agentes Transportistas con Autorización para Uso de Bienes de Dominio Público.....	26
Tabla 4:	Longitud total de líneas de transmisión por propiedades.....	26
Tabla 5:	Longitud de líneas de transmisión por nivel de tensión.....	26
Tabla 6:	Longitud de líneas de transmisión por nivel de tensión y propietario.....	27
Tabla 7:	Listado de empresas eléctricas municipales.....	33
Tabla 8:	Distribución de los consumos de energía del SNI.....	34
Tabla 9:	Índice de Cobertura Eléctrica para el año 2016.....	36
Tabla 10:	Listado de obras en ejecución del PET-01-2009.....	47
Tabla 11:	Listado de subestaciones y su ejecución para el PETNAC 2014.....	51
Tabla 12:	Listado de Líneas de Transmisión y su ejecución para el PETNAC 2014.....	52
Tabla 13:	Transgresión de Límites de Tensión – Época Seca 2017.....	55
Tabla 14:	Transgresión de Límites de Tensión – Época Húmeda 2017.....	56
Tabla 15:	Transgresión de Límites de Tensión – Época Húmeda 2023 Sin Refuerzos.....	56
Tabla 16:	Transgresión de Límites de Tensión – Época Seca 2023 Sin Refuerzos.....	56
Tabla 17:	Comparación 2023 – Época Húmeda.....	60
Tabla 18:	Comparación 2023 – Época Seca.....	60
Tabla 19:	Comparación Época Seca.....	61
Tabla 20:	Comparación Obra Mazatenango – 2023 Época Húmeda.....	61
Tabla 21:	Nodos con Transgresiones 2028, Época Seca.....	61
Tabla 22:	Comparación Nodos con Transgresiones 2028, Época Seca.....	71
Tabla 23:	Comparación nodos aledaños Obra Alaska – La Esperanza, Época Húmeda.....	71
Tabla 24:	Comparación nodos aledaños Obra Alaska – La Esperanza, Época Seca.....	71
Tabla 25:	Comparación nodos aledaños Obra Sololá-Quiché, Época Húmeda.....	71
Tabla 26:	Comparación nodos aledaños Obra Sololá-Quiché, Época Húmeda.....	71
Tabla 27:	Comparación nodos aledaños Obra, Sololá-Quiché, Época Seca.....	71
Tabla 28:	Comparación nodos aledaños Obra Santa María- La Esperanza 230 KV, Época seca.....	72
Tabla 29:	Comparación nodos aledaños Obra Chimaltenango II – Las Cruces, Época Seca.....	72
Tabla 30:	Comparación nodos aledaños Obra Chimaltenango II – Las Cruces, Época Húmeda.....	72

Tabla 31: Comparación Obra Panaluya – La Entrada 2032, Época Seca.....	72
Tabla 32: Comparación Obra Guate Este – La Vega II 2032, Época Seca.....	73
Tabla 33: Comparación Obra Guate Este – La Vega II 2032, Época Húmeda.....	73
Tabla 34: Comparación Obra Guate Este – La Vega II 2032, Época Seca.....	73
Tabla 35: Comparación Obra Covadonga – Uspantán 2032, Época Húmeda.....	74
Tabla 36: Comparación Obra Covadonga – Uspantán 2032, Época Seca.....	74
Tabla 37: Comparación Obra Los Brillantes – Madre Tierra 2032, Época Húmeda.....	76
Tabla 38: Comparación Obra Los Brillantes – Madre Tierra 2032, Época Seca.....	76
Tabla 39: Estimación de costos de obras asociadas al período 2018-2023.....	78
Tabla 40: Estimación de costos de obras asociadas al período 2023-2028.....	79
Tabla 41: Estimación de costos de obras asociadas al período 2028-2032.....	79

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Portada de la Política Energética 2013-2027.....	17
Ilustración 2: Ejes de la Política Energética 2013-2027.....	18
Ilustración 3: Portada del Plan de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC).....	20
Ilustración 4: Objetivos de Desarrollo Sostenible, PNUD.....	21
Ilustración 5: Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032.....	21
Ilustración 6: Estructura del Subsector eléctrico de Guatemala.....	24
Ilustración 7: Sistema de líneas de Transmisión actual del SNI.....	28
Ilustración 8: Red de 230 kV actual del SNI.....	29
Ilustración 9: Red de 230 kV actual y proyectada del SNI.....	29
Ilustración 10: Red de 138 kV actual del SNI.....	30
Ilustración 11: Red de 138 kV actual y proyectada del SNI.....	30
Ilustración 12: Red de 69 kV actual del SNI.....	31
Ilustración 13: Red de 69 kV actual y proyectada del SNI.....	31
Ilustración 14: SNI actual y proyectado.....	32
Ilustración 15: Principales Usuarios de Energía Eléctrica del SNI.....	32
Ilustración 16: Departamentos adjudicados a cada distribuidora.....	33
Ilustración 17: Mapa de Cobertura Eléctrica del país, 2016.....	37
Ilustración 18: Proyección inicial para el PET-01-2009.....	40
Ilustración 19: Proyección inicial para el PETNAC-2014.....	41
Ilustración 20: Obras finalizadas y por ejecutar para el PET-01-2009.....	50
Ilustración 21: Refuerzos Puerto Barrios II.....	57
Ilustración 22: Refuerzos Puerto Barrios II.....	57
Ilustración 23: Refuerzo Petén II.....	58
Ilustración 24: Refuerzos Petén II.....	58
Ilustración 25: Refuerzos Mazatenango II.....	59
Ilustración 26: Refuerzos Mazatenango II.....	59
Ilustración 27: Refuerzos Chimaltenango II.....	62
Ilustración 28: Refuerzos Chimaltenango II.....	62
Ilustración 29: Refuerzos Santa María II.....	63
Ilustración 30: Refuerzos Santa María II.....	63
Ilustración 31: Refuerzos Los Encuentros.....	64
Ilustración 32: Refuerzos los Encuentros.....	64
Ilustración 33: Refuerzos Salcajá.z.....	65
Ilustración 34: Refuerzos Salcajá.....	65
Ilustración 35: Refuerzos Ixcán.....	66
Ilustración 36: Refuerzos Ixcán.....	66
Ilustración 37: Refuerzos Malacatán.....	67
Ilustración 38: Refuerzos Malacatán.....	67
Ilustración 39: Refuerzos en 230 kV, Los Brillantes – Madre Tierra.....	68
Ilustración 40: Refuerzos en 230 kV, Los Brillantes – Madre Tierra.....	68
Ilustración 41: Refuerzos en 230 KV, Covadonga - Uspantán.....	69
Ilustración 42: Refuerzos en 230 KV, Covadonga – Uspantán.....	69
Ilustración 43: Refuerzos en 230 KV, Guate Este – La Vega II.....	70
Ilustración 44: Refuerzos en 230 KV, Guate Este – La Vega II.....	70
Ilustración 45: Refuerzos en 230 KV, Panaluya – La Entrada.....	75
Ilustración 46: Refuerzos en 230 KV, Panaluya – La Entrada.....	75

PRESENTACIÓN

El Gobierno de Guatemala, en cumplimiento con el mandato que el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en su “*Artículo 54.- Órgano Técnico Especializado y Plan de Expansión del Sistema de Transporte.*” Presenta el Plan de Expansión del Sistema de Transporte con una visión de 15 años, comprendido entre los años 2018 y 2032.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2018-2032, se elabora con el objetivo de planificar el crecimiento de la infraestructura de Transmisión de Energía Eléctrica necesaria para satisfacer la demanda futura del país, garantizando la calidad del suministro y el cumplimiento de las metas planteadas el acuerdo Gubernativo 80-2013, el cual dio vida a la Política Energética 2013-2027, específicamente a su eje número uno: “Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos”.

Dicho plan contiene las propuestas de refuerzos de la infraestructura de la red de Transporte Eléctrica, basado en las proyecciones de demanda futura para diversos escenarios, incorporación de plantas de generación proyectadas en el Plan Indicativo de Generación 2018-2032 y simulaciones del Sistema Nacional Interconectado tomando en consideración la estacionalidad.

Las propuestas contenidas en el Plan de Expansión de Transporte mejoran la calidad del servicio eléctrico fortaleciendo las zonas con potencial de generación, permitiendo la evacuación de energía para proyectos de generación futuros y fortaleciendo las interconexiones regionales e internacionales existentes. La incorporación de los refuerzos al Sistema Nacional Interconectado permitirá la reducción de pérdidas en la Red de Transporte, obteniendo un ahorro monetario además de evitar la liberación de gases de efecto invernadero asociadas a dichas pérdidas, contribuyendo con los compromisos ambientales adquiridos internacionalmente.

Por lo que el Órgano Técnico Especializado del Ministerio de Energía y Minas, la Unidad de Planeación Energético Minero -UPEM- presenta el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2018-2032.

Ing. Luis Alfonso Chang Navarro
Ministro de Energía y Minas

1

RESUMEN EJECUTIVO

El Gobierno de Guatemala da a conocer el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2018-2032 el cual se desarrolló teniendo como objetivo principal, darle continuidad al cumplimiento del acuerdo Gubernativo 80-2013, el cual dio vida a la Política Energética 2013-2027, específicamente a su eje número uno: “seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos”.

El objetivo del plan consiste en la planificación del crecimiento de la infraestructura de transmisión de energía eléctrica necesaria para satisfacer la demanda futura del país, garantizando la calidad del suministro y el cumplimiento de las metas planteadas en la Política Energética. Así mismo, con el fortalecimiento del sistema de transmisión, se crean las condiciones necesarias para evacuar la energía eléctrica generada hacia los centros de consumo. De esta manera, se busca ampliar la cobertura eléctrica a nivel nacional, ya que actualmente algunos departamentos presentan un bajo índice de electrificación, por lo que mediante la construcción de nuevas obras de transmisión se adecua la red para que dicho índice sea incrementado.

Se desarrolla el Plan de Expansión de Transmisión 2018-2032 respetando las consideraciones nacionales e internacionales en materia de cambio climático y apegándose a los criterios, metodologías y definiciones establecidas en la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión – NTT– establecido por el Reglamento de la Ley General de Electricidad. Posteriormente la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- definirá las obras del presente Plan de Expansión de Transporte que forman parte del sistema principal.

El Plan de Expansión de Transporte propone la expansión óptima del Sistema de Transmisión para el período 2018-2032, considerando las restricciones y necesidades en la red eléctrica para el abastecimiento de la demanda futura. Para la realización de las simulaciones del Sistema Nacional Interconectado en los distintos escenarios de demanda, fue necesaria la utilización del software NEPLAN e información proyectada en el Plan Indicativo de Generación 2018-2032.

Derivado de los estudios realizados, se identificaron las zonas geográficas que necesitaban ser reforzadas, por lo que se proponen nuevas obras cuyo costo aproximado se detalla en la tabla posterior:

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Tabla 1. Resumen de zonas geográficas y costos aproximados de las obras.

Período	Ubicación geográfica (departamentos)	km de líneas (estimado)	No. de subestaciones nuevas y ampliaciones	No. de líneas de transmisión y adecuaciones	Costo estimado (Q)	Costo estimado (US\$)
2018-2023	Izabal, Petén, Suchitepéquez	273	9	7	600,556,034.81	81,848,727.52
2023-2028	Chimaltenango, Quetzaltenango, Sololá, Guatemala, Escuintla, Santa Rosa Suchitepéquez, Quiché, Alta Verapaz, San Marcos, Retalhuleu	344	15	14	693,398,326.58	94,502,040.45
2028-2032	Chiquimula y Jutiapa	99	1	2	212,036,083.04	28,898,025.46
TOTAL		710	26	23	1,510,660,382.25	205,248,793.43

La inclusión de las obras descritas en la segunda sección del documento, aumentan la confiabilidad del Sistema ante la ocurrencia de fallas en las regiones: central, sur, nororiental y noroccidental del país. Además, se mejora el desempeño de la red eléctrica de 230 kV y por ende, se brinda una mejor calidad en el suministro. Las obras planteadas en el período 2028-2032, fortalecen la interconexión con el MER, creando las condiciones necesarias para la integración energética regional, permitiendo así un mejor manejo de las transacciones de energía con los países vecinos interconectados por medio del SIEPAC.

La implementación del Plan de Expansión de Transporte, permitirá una reducción de pérdidas en la red de Transporte del Sistema Nacional Interconectado de 316,705 MWh, estimando un ahorro de 20, 426,792.12 millones de dólares. Este ahorro de energía, evita la liberación de 154,457 toneladas de CO₂ equivalente, contribuyendo al cumplimiento de los compromisos ambientales adquiridos internacionalmente.

2

INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Energía y Minas -MEM-, como ente rector del subsector eléctrico de Guatemala a través de su órgano técnico especializado, la Unidad de Planeación Energético Minero -UPEM- y dando cumplimiento a la legislación vigente del país y del subsector eléctrico, presenta el Plan de Expansión del Sistema de Transporte con una visión de largo plazo para dar cumplimiento a los objetivos y metas de la Política Energética 2013-2027.

El presente documento, consta de dos secciones y fue elaborado utilizando información proporcionada por agentes participantes del sector eléctrico, así como entidades gubernamentales y privadas. La primera sección contiene un análisis del entorno económico en Guatemala, un breve análisis del Sistema Nacional Interconectado, demanda de energía histórica, cobertura eléctrica nacional, precios históricos de la energía, pérdidas actuales en los sistemas de Transmisión y Distribución y su aporte a la liberación de emisiones de gases de efecto invernadero -GEI-, expresadas en toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente (CO₂e), y la descripción de los planes de expansión anteriores: PET-1-2009 y PET NAC 2014.

En la segunda sección se presentan los avances de las obras adjudicadas correspondientes al PET-1-2009 y PETNAC 2014, proyección de la demanda, descripción de resultados obtenidos para cada período de análisis, análisis de pérdidas y estimación de costos inversión.

Sección

1

PLAN DE EXPANSIÓN DEL
SISTEMA DE TRANSPORTE
2018-2032

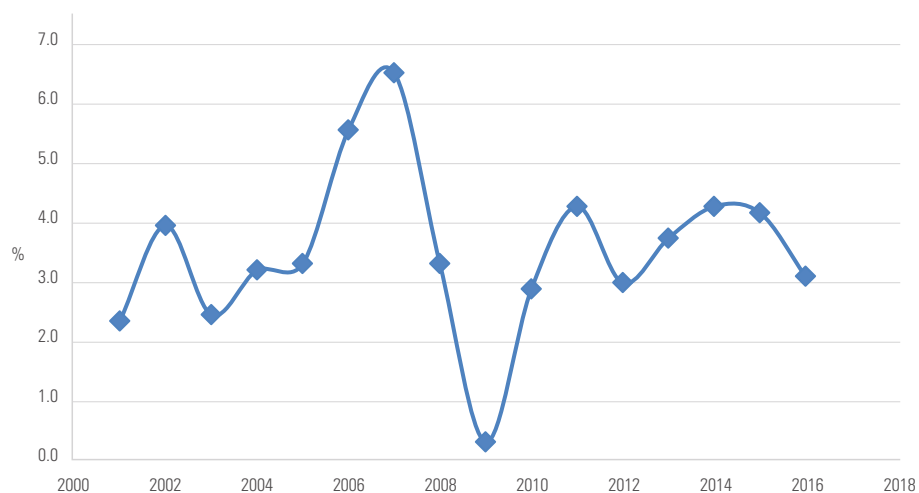
3

CRECIMIENTO ECONÓMICO DEL PAÍS

Durante el año 2016 el Producto Interno Bruto (PIB) para Guatemala fue de Q 522,593.90 millones en valores corrientes, que equivalen a Q 248,067.80 millones en valores constantes del año 2001.

En la siguiente gráfica se puede observar la tasa de variación del PIB desde el año 2001 al 2016:

Gráfica 1: Tasas de variación Producto Interno Bruto (Base 2001).



Fuente: Banco de Guatemala.

Al observar la gráfica, la tasa de variación del PIB durante el año 2007 alcanzó su mayor crecimiento siendo de 6.3 % y en el año 2009 ha presentado su valor mínimo, 0.5 %.

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Tabla 2: Porcentaje de crecimiento según la actividad económica.

ACTIVIDADES ECONÓMICAS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Agricultura, ganadería, caza silvicultura y pesca	5.9	0.9	3.8	0.6	3.6	4.6	3.7	3.2	3.8	2.9
Exploración de minas y canteras	13.9	-4.3	4.2	0.1	14.0	-24.1	-1.2	47.5	6.6	-8.5
Industrias manufactureras	3.0	2.0	-0.9	3.3	2.7	3.1	3.5	3.2	3.7	3.3
Suministro de electricidad y captación de agua	6.3	1.6	0.7	-0.4	2.9	6.8	4.2	5.2	4.3	5.4
Construcción	8.8	-0.5	-10.9	-11.8	0.9	1.5	0.6	4.6	3.4	1.8
Comercio al por mayor y al por menor	4.1	2.0	-2.1	4.4	3.6	3.2	3.2	3.3	5.1	3.7
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	22.8	14.6	2.5	2.3	2.8	5.0	3.6	2.8	3.5	2.6
Intermediación financiera, seguros y actividades auxiliares	9.9	7.8	4.1	3.1	6.3	13.4	11.8	7.8	12.1	7.8
Alquiler de vivienda	3.9	3.6	3.1	2.9	2.8	3.0	3.0	3.0	3.1	3.1
Servicios privados	6.6	6.2	1.1	3.6	3.8	3.0	3.4	3.2	3.9	2.9
Administración pública y defensa	4.6	4.3	12.8	9.2	6.2	4.3	7.3	0.8	3.0	2.5
PRODUCTO INTERNO BRUTO	6.3	3.3	0.5	2.8	3.8	3.0	3.5	4.0	4.1	3.1

Fuente: Datos del Banco de Guatemala "Política Monetaria, Cambiaria y Crediticia". www.banguat.gob.gt

Se puede percibir que la actividad económica, durante el año 2016, medida por el PIB, tuvo un decremento comparado con el 2015 en todas las actividades económicas; esto debido a diversas situaciones presentadas en el país, por lo que en las actividades que a continuación se citan, reflejan el comportamiento específico de la caída del PIB, tales como: la relevancia que ha perdido la explotación de minas y canteras; la construcción que ha decrecido en 15.1%; la intermediación financiera, seguros y actividades auxiliares han decrecido en un orden de 4.3%, sin embargo el suministro de electricidad y captación de agua, incrementó 1.1%.

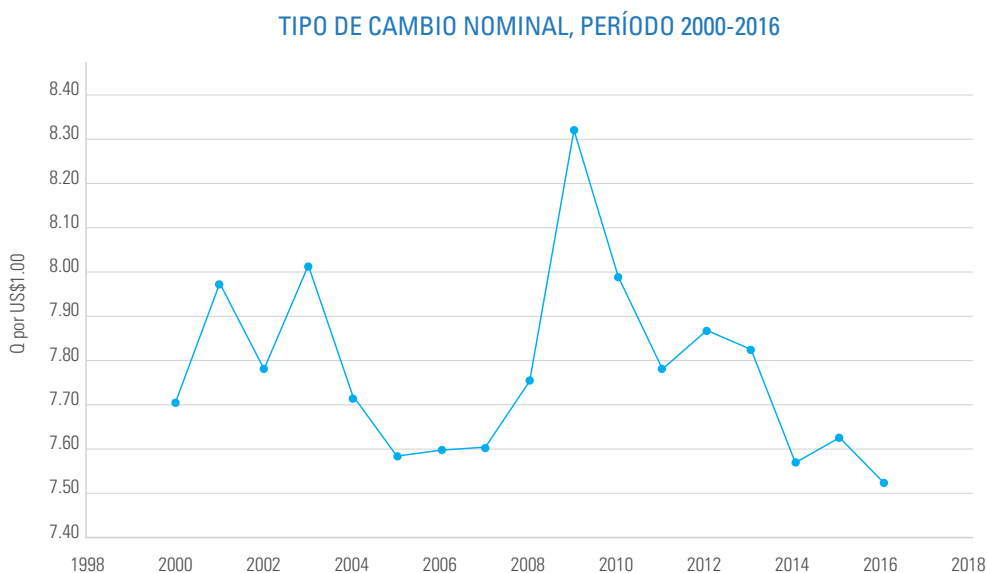
4

TIPO DE CAMBIO

Actualmente en Guatemala, el tipo de cambio se ha mantenido estable; a excepción del período comprendido del año 2008 al 2009, en el cual se presentó inestabilidad debido a la crisis económica generada en Estados Unidos.

Para el año 2015, el tipo de cambio fue de Q 7.62 por USD \$ 1.00 y para el año 2016 el tipo de cambio fue de Q 7.52 por USD \$ 1.00, por lo que se tiene una caída del dólar respecto al quetzal de Q 0.10.

Gráfica 2: Evolución del tipo de cambio para el periodo 2000-2016.



Fuente: Banco de Guatemala

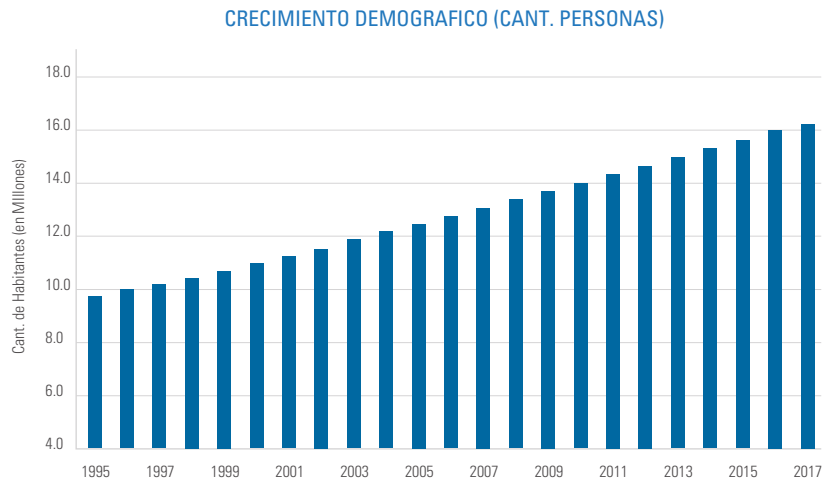
5

CRECIMIENTO POBLACIONAL Y DE VIVIENDA

La tasa de crecimiento poblacional ha sido de 3.87% anual. Actualmente Guatemala cuenta con una población total de 16, 536,036 habitantes, aumentando en 6, 486,184 de habitantes a partir del año 1995.

A continuación se muestra una gráfica que describe el crecimiento poblacional a partir del año 1995 a la fecha:

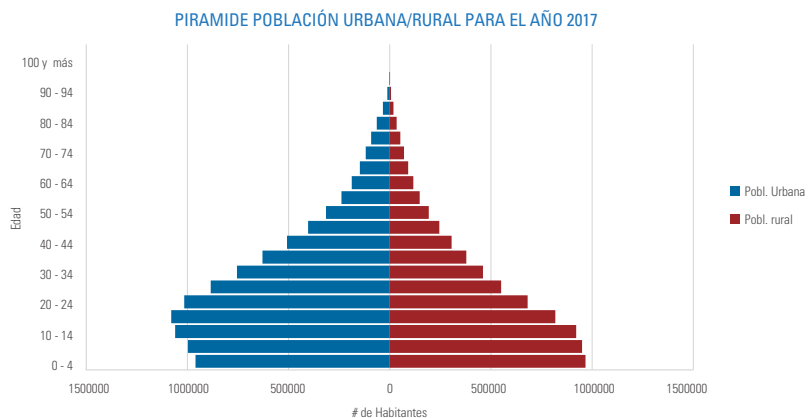
Gráfica 3: Crecimiento Poblacional Histórico 1995-2017.



Fuente: CELADE-División de Población de la Cepal. Revisión 2017.

El crecimiento de la población a nivel urbano y rural en Guatemala en el 2017, de acuerdo a la información de CELADE (División de Población de la CEPAL), indica que el porcentaje entre las edades comprendidas de 15-19 años, es el más alto, siendo el mismo de 11.37% en el área urbana, mientras que en el área rural el rango de 5-9 años se tiene el porcentaje más alto, con 13.56%.

Gráfica 4: Pirámide de población urbana/rural de Guatemala para el año 2017.



Fuente: CELADE-División de Población de la Cepal. Revisión 2017.

6

FUNDAMENTO LEGAL

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 54 hace mención de un Órgano Técnico Especializado para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, el cual dice lo siguiente: “*Artículo 54.- Órgano Técnico Especializado y Plan de Expansión del Sistema de Transporte. (Adicionado por el artículo 10, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007).* El Ministerio en un plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Acuerdo deberá crear un Órgano Técnico Especializado facultado para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. El Ministerio a través de ese órgano, con participación de las instituciones que intervienen en el sub-sector eléctrico, elaborará el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. El Plan de Expansión del Sistema de Transporte deberá elaborarse cada dos (2) años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez (10) años; debiendo considerar los proyectos de generación en construcción y aquellos que presenten evidencias que entrarán en operación dentro del horizonte de estudio indicado.

Para la elaboración del referido Plan de Expansión, se contará con la asesoría técnica del AMM, que consistirá en realizar los estudios técnicos y proporcionar la información necesaria que se le solicite para modelar el comportamiento del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), incluyendo las características del sistema de transporte existente y sus restricciones. El AMM deberá presentar ante el órgano técnico la información antes del uno (1) de mayo del año al cual corresponda la elaboración del Plan.

El Órgano Técnico especializado definirá el escenario de expansión de la generación e interconexiones internacionales que estime más probables, oyendo a los generadores existentes y a los interesados en desarrollar centrales. Cualquier Participante del Mercado Mayorista podrá solicitar la inclusión de obras de transmisión para que sean consideradas dentro de dicho Plan, debiendo presentar los estudios que demuestren los beneficios que obtendrían el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) y el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista por su realización.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte, independientemente del nivel de tensión, deberá cumplir en la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión – NTT que emita la Comisión; debiendo considerar el suministro eléctrico necesario para satisfacer la demanda futura del sistema, minimizando:

- a. El costo total actualizado de inversión y operación de las obras de transmisión que se deban ejecutar, incluyendo las pérdidas en las líneas.
- b. Los costos variables de la operación de las centrales generadoras existentes y futuras, pero no sus costos de inversión ni sus costos fijos de operación y mantenimiento.

El Plan será elaborado antes del treinta (30) de septiembre del año que corresponda y su resultado será presentado a la CNEE y al AMM, durante la primera semana de octubre; entidades que podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el Órgano Técnico especializado, dentro de los siguientes quince (15) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

Una vez concluido el proceso de elaboración del Plan, el mismo deberá ser publicado por el Ministerio, en la primera quincena de enero del año siguiente.”

El Ministerio de Energía y Minas por medio del Acuerdo Gubernativo 631-2007, de fecha 27 de diciembre de 2007 en su artículo 9 crea a la Unidad de Planeación Energético Minero -UPEM-, como órgano técnico especializado, para citar en el inciso “c” y “n” lo siguiente:

- c. Elaborar el Plan Nacional de Desarrollo Minero, Plan Nacional de Hidrocarburos y los Planes de Expansión del Sistema Eléctrico considerando los planes de desarrollo social y económico del país y en consulta con entidades del marco institucional y los agentes del mercado de acuerdo a lo señalado en las leyes y reglamentos;
- n. Trabajar conjuntamente con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Administrador del Mercado Mayorista y los agentes de dicho mercado, en la elaboración de los planes de expansión de la generación y transmisión del subsector eléctrico nacional, de acuerdo a lo señalado en los reglamentos de la Ley General de Electricidad.

6.1 Política Energética 2013-2027

El 26 de febrero de 2013 se dio a conocer la Política Energética 2013-2027, a través del acuerdo gubernativo 80-2013, que tiene entre sus objetivos principales fortalecer las condiciones del país para que sea más competitivo, eficiente y sostenible en el uso y aprovechamiento de los recursos energéticos, dirigido hacia la conservación de las reservas estratégicas nacionales, la satisfacción de necesidades y el desarrollo tecnológico.

Además, el impulso de espacios de diálogo interinstitucional que permitan diligenciar en el marco democrático las iniciativas de desarrollo social y económico, con lo cual se pretende garantizar una visión integral en su implementación, seguimiento y evaluación, además priorizando el uso de energías limpias, amigables con el medio ambiente para el consumo nacional.

Ilustración 1: Portada de la Política Energética 2013-2027.



Fuente: Política Energética 2013-2027.

La Política Energética ha conseguido durante los últimos 4 años de su promulgación que Guatemala incremente la calidad del servicio de electricidad a precios estables, priorizando el respeto del medio ambiente y de las comunidades donde se desarrollan los Proyectos. (Ministerio de Energía y Minas, 2014)

Con esta visión, el país ha conseguido estabilidad en los precios de la electricidad, reduciendo así las tarifas del servicio de energía eléctrica hasta en un 17.10% en comparación a los precios del año 2013.

Además, entre los avances a destacar sobresale que en el año 2016, el índice de cobertura eléctrica nacional es de 92.06%, por lo que en relación al 89.58% que se tenía en el 2013, se puede concluir que se avanzó en un 2.48%.

6.1.1 Ejes de la Política Energética 2013-2027

Para poder cumplir con el objetivo general de la Política se han considerado y detallado las líneas de injerencia, las cuales orientarán el accionar del MEM y de las instituciones públicas relacionadas al sector. Las mismas se listan a continuación:

Ilustración 2: Ejes de la Política Energética 2013-2027.



Fuente: Política Energética 2013-2027.

Eje #1. *Seguridad y abastecimiento de electricidad a precios competitivos:* Entre sus objetivos operativos proyecta incrementar la red en 1,500 Km de líneas de transmisión de diferentes niveles de voltaje que faciliten el abastecimiento de la demanda y permitan aprovechar los recursos renovables alcanzando el 95% de índice de cobertura eléctrica.

Eje #2. *Seguridad del abastecimiento de combustibles a precios competitivos:* Con base en sus objetivos operativos se promueve la inserción de la comercialización de combustibles alternos dentro del territorio Nacional, a la vez se planea fortalecer el control y fiscalización de los actores de la cadena de comercialización de combustibles y gas natural, buscando mejorar la competitividad en el mercado de combustibles.

Eje #3. *Exploración y explotación de reservas petroleras con miras al autoabastecimiento nacional:* Las miras de los objetivos operativos de este eje consisten en incrementar la oportunidad de exploración y explotación de las reservas del país para tener mayor producción de petróleo y gas natural a nivel nacional, paralelo a esto, se persigue modernizar la plataforma tecnológica para la producción y trans-

porte de petróleo y gas natural bajo un enfoque de desarrollo sostenible, esto ayuda a incentivar la refinación de crudo nacional.

Eje #4. *Ahorro y uso eficiente de la energía:* Se trabaja la creación de los mecanismos para el uso eficiente y productivo de la energía, además de buscar el cumplimiento del objetivo operativo que consiste en lograr que el 30% de las instituciones del sector público utilicen eficientemente la energía.

Eje #5. *Reducción del uso de leña en el país:* La finalidad de los objetivos operativos de este eje radican en la reducción del uso de leña en los sectores residencial e industrial, promoviendo métodos alternativos que cumplen con la misma finalidad que tiene el uso de la leña.

7

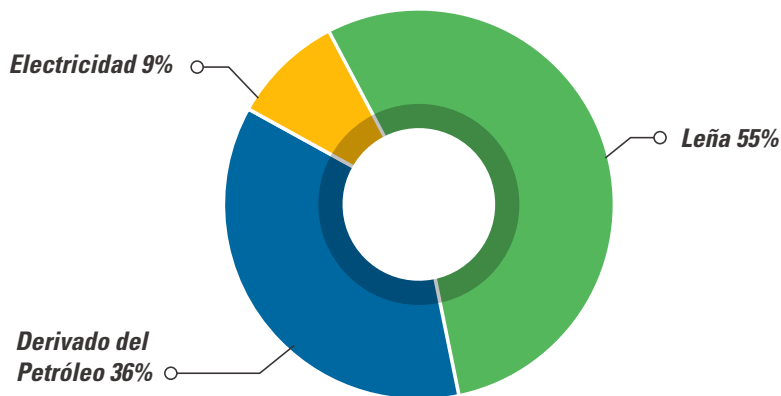
BALANCE ENERGÉTICO HISTÓRICO

El subsector eléctrico tiene su marco legal en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, la Ley de Incentivos y su Reglamento, y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Esto ha permitido el desarrollo de un mercado eléctrico dinámico y a la vanguardia de las tecnologías más modernas en la actualidad, pues la existencia de los recursos renovables no supone la inversión en los mismos si no existen las señales económicas correctas para realizar una inversión.

En cuanto a los energéticos a nivel nacional, el sector comercio y servicios, abarca en el PIB una mayor participación en comparación con el sector industrial, este sector comprende un gran número de empresas que funcionan, en su mayoría, como intermediarias para fabricantes de bienes materiales. Este sector es poco intensivo en el uso de la energía.

Actualmente en Guatemala, únicamente el 9% de los energéticos utilizados según su origen, pertenece al consumo de la energía eléctrica.

Gráfica 5: Consumo de energéticos en Guatemala, por su origen para el año 2016.



Fuente: Elaboración propia con información del Balance Energético 2016.

8

CONSIDERACIONES AMBIENTALES

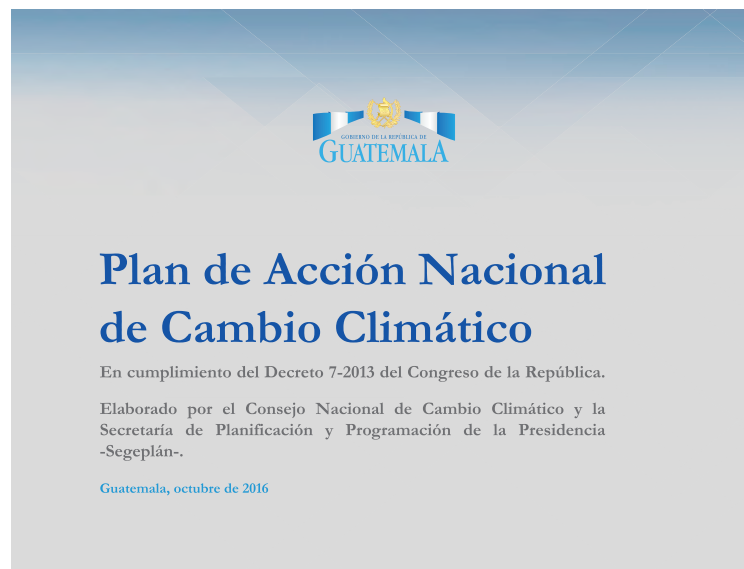
Todos los proyectos de generación y transmisión de electricidad conllevan costos e impactos ambientales de diferentes tipos, debido a la utilización de distintas tecnologías para ambos propósitos. Por lo tanto, este plan sugiere que para cualquier tipo de tecnología a implementar dentro del sistema de transporte, se deba cumplir con la legislación y disposiciones en materia de impactos ambientales.

8.1 Plan de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC)

Para el año 2016, la demanda del consumo de leña en Guatemala, representó más del 50% en su utilización como energético residencial, principalmente en las áreas rurales del país. Esta demanda de la utilización de leña se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede mencionar, la falta de acceso a la energía eléctrica.

Por tal razón, la expansión de los sistemas de transporte, puede aportar a mejorar los índices de cobertura eléctrica rural y a su vez, apoyar en la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero derivados del consumo de leña.

Ilustración 3: Portada del Plan de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC).



Fuente: Plan de Acción Nacional de Cambio Climático.

8.2 Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

La falta de acceso al suministro de energía y a sistemas de transformación es un obstáculo para el desarrollo humano y económico.

En el ODS 7 “Energía Asequible y no contaminante” se determina que la energía sostenible es una oportunidad, que transforma vidas, economías y el planeta.

Ilustración 4: Objetivos de Desarrollo Sostenible, PNUD.



Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

8.3 Plan Nacional de Desarrollo K’atun

El Plan Nacional de Desarrollo K’atun, Nuestra Guatemala 2032, propone una visión común de país, un futuro diferente en el cual se pretende mejorar la calidad de vida de los habitantes prestando de manera eficiente los servicios básicos, dentro de los cuales se toma en cuenta la energía, y que dicho servicio tenga buena calidad, contribuyendo con el desarrollo en el país.

Para el año 2032, se considera que las acciones establecidas en el tema energético a través de políticas de Gobierno serán concebidas en el contexto de propuestas integrales de desarrollo para la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables.

Ilustración 5: Plan Nacional de Desarrollo K’atun, Nuestra Guatemala 2032.



Fuente: Secretaría de Planificación Y Programación de la Presidencia

-SEGEPLAN-

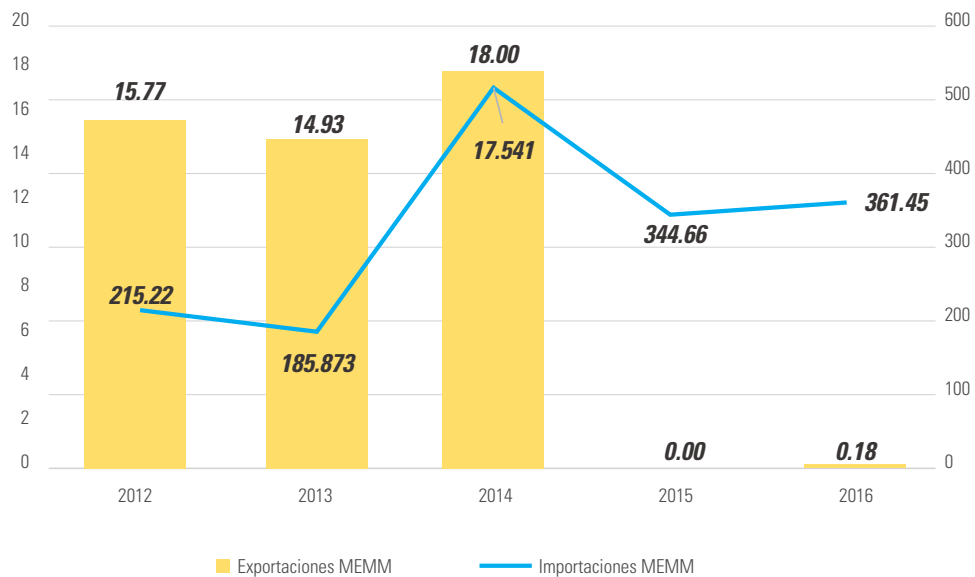
9

RESUMEN DE TRANSACCIONES

Guatemala cuenta con la disponibilidad de comercializar energía eléctrica con México y con el Mercado Eléctrico Regional, tanto en importaciones como en exportaciones.

Gráfica 6: Transacciones internacionales netas de energía eléctrica, Guatemala – Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano.

TRANSACCIONES HISTÓRICAS GUA-MEMM, EN GWh

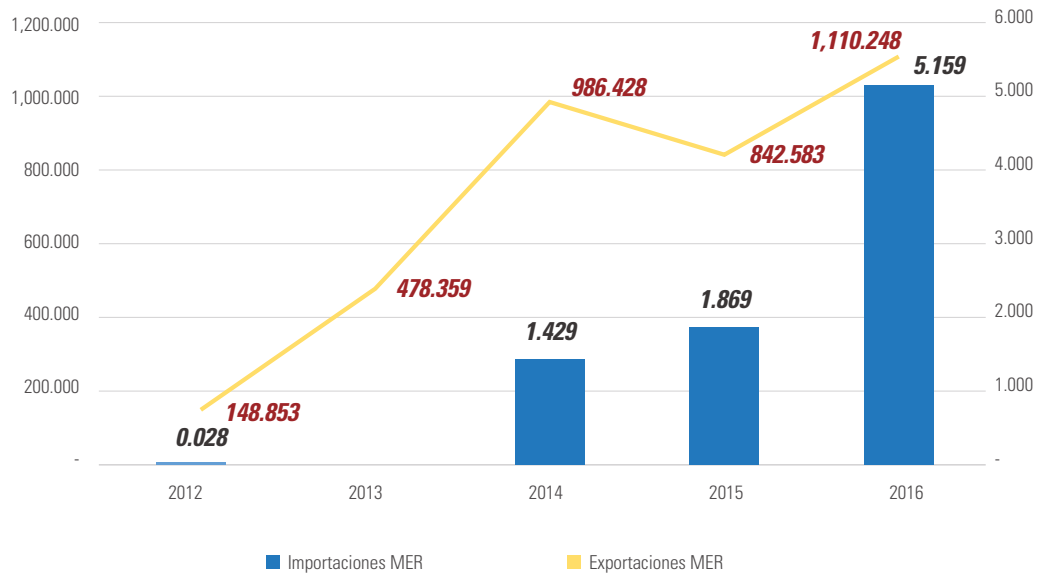


Fuente: Elaboración propia con información del informe estadístico anual, AMM.

La gráfica anterior, representa las transacciones de importación y exportación de energía eléctrica de Guatemala con México en GWh, durante los años 2012 a 2016. Las importaciones son resultado de contratos firmes, mientras que las exportaciones son resultado de las transacciones realizadas en el mercado de oportunidad. No se contemplan las desviaciones de potencia, las transacciones por emergencias, ni la energía inadvertida.

La gráfica siguiente, representa las transacciones de energía eléctrica entre Guatemala y el Mercado Eléctrico Regional, registradas del año 2012 al año 2016. En este último, las transacciones de Guatemala con el Mercado Eléctrico regional cerraron con un total de 1,100.248 GWh en concepto de exportación, y 5.159 GWh en concepto de importación de energía eléctrica.

Gráfica 7: Transacciones internacionales netas de energía eléctrica Guatemala – Mercado Eléctrico Regional.



Fuente: Elaboración propia con información de los informes estadísticos del EOR, al 31 de diciembre de cada año.

10 MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

El subsector eléctrico en Guatemala, se encuentra estructurado de la siguiente manera:

Ilustración 6: Estructura del Subsector eléctrico de Guatemala.



Fuente: Unidad de Planificación Energético Minero, MEM.

Ministerio de Energía y Minas (MEM): Es el órgano rector del sector energético del país, responsable de formular políticas, planes de Estado y programas indicativos relativos al subsector eléctrico e hidrocarburos, así como velar por la aplicación de la Ley General de Electricidad y su reglamento. También le corresponde al MEM, velar por el correcto aprovechamiento de los recursos mineros.

El Ministerio de Energía y Minas, dentro del subsector eléctrico tiene dentro de sus funciones:

- Otorgar autorizaciones para el uso de bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte y distribución final de electricidad.
- Elaboración informes de evaluación socioeconómica, que es un requisito indispensable para que se pueda gestionar el financiamiento parcial o total de proyectos de electrificación rural, de las instituciones que ejecutan los proyectos anteriormente citados.
- Inscripción y actualización de Grandes Usuarios y Agentes del Mercado Mayorista.
- La promoción del desarrollo de proyectos de energía renovable y calificar proyectos de fuentes renovables de energía, al amparo de la ley de incentivos.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE): La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada por la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996, como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:

- Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- Definir las tarifas de transmisión y distribución, de acuerdo a la Ley General de Electricidad, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- Arbitrar las controversias entre los agentes del subsector eléctrico actuando como mediador entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo.
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas así como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo establecido en la ley y su reglamento.

Administrador del Mercado Mayorista (AMM): El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista, cuyas funciones principales son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre sus agentes, cuando estas no corresponden a contratos de largo plazo libremente pactados.

- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país, así como la de crear las disposiciones generales para la operación de los agentes del mercado mayorista.

Las actividades comerciales que se distinguen dentro del mercado eléctrico nacional son: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. La generación se desarrolla en un ambiente libre y competitivo por un mercado de oportunidad basado en un despacho a costo marginal de corto plazo, y por un mercado de contratos en donde los Agentes y Grandes Usuarios pactan libremente las condiciones de sus contratos en cuanto a plazo, cantidades y precio. La transmisión y la distribución son actividades reguladas.

10.1 Panorama Actual del S.N.I.

Actualmente en Guatemala hay 13 Agentes Transportistas, los cuales prestan el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, siendo los siguientes:

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Tabla 3: Agentes Transportistas con Autorización para Uso de Bienes de Dominio Público.

No.	ENTIDAD	NOMBRE DEL PROYECTO
1	Empresa Propietaria de la Red, S.A. Sucursal Guatemala –EPR–	SIEPAC
2	TREEGSA	TREEGSA
3	Duke Energy Guatemala Transco, Limitada –DEGT–	Arizona – San Joaquín
4	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. –TRELEC–	San Jose – Alborada 230 kV
5	Hidro Xacbal, S.A. Propietaria de Transporte de Electricidad de Occidente –TREC–	Xacbal – La Esperanza
6	Transportes Eléctricos del Sur, S.A. –TRANSESUSA–	Línea de Transmisión de Energía Eléctrica de 230 kV y Subestaciones de Transmisión e Interconexión del Ingenio Magdalena, S.A. y Transportes Eléctricos del Sur, S.A.
7	Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. –RECSA–	Patzún – Cruz de Santiago
8	Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. –TRECESA–	Proyecto PET-1-2009, Plan de Expansión de Transporte 2008-2018
9	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE –ETCEE–	
10	Transmisora de Energía Renovable, S.A. –TRANNOVA–	Subestaciones Uspantán y Chixoy II y Línea de Transmisión Uspantán-Chixoy II
11	Transporte de Energía Alternativa, Sociedad Anónima	Línea de Transmisión, Casa de Máquinas Hidroeléctrica El Manantial a Subestación Los Brillantes
12	Transmisión de Energía, S.A.	
13	EEB Ingeniería y Servicios, S.A. –EEBIS–	Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2012-2021, Área Sur.

Fuente: Departamento de Estadísticas Energéticas, Ministerio de Energía y Minas.

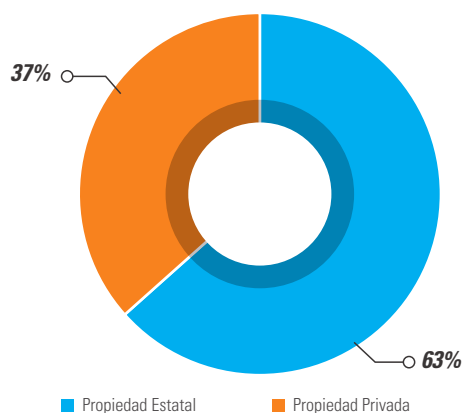
En los cuadros y gráficos siguientes se presentan los kilómetros de líneas por nivel de voltaje y su respectivo propietario:

Tabla 4: Longitud total de líneas de transmisión por propiedades.

PROPIETARIO	TOTAL KM DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN
Estatil	3717.26
Privado	1895.64

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Gráfica 8: Distribución total de líneas de transmisión por propiedades.



Fuente: Elaboración propia.

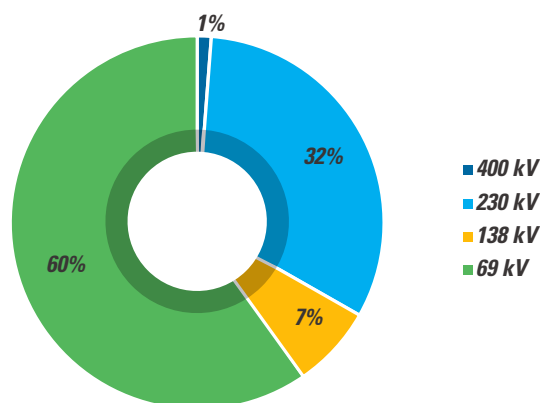
En la siguiente tabla, se presenta se presenta la cantidad de kilómetros de línea de acuerdo al nivel de voltaje:

Tabla 5: Longitud de líneas de transmisión por nivel de tensión.

KM DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN				
400 kV	230 kV	138 kV	69 kV	TOTAL
71.15	1877.6	418.53	3495.70	5862.94

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Gráfica 9: Distribución de la longitud de líneas de transmisión por nivel de tensión.



Fuente: Elaboración propia.

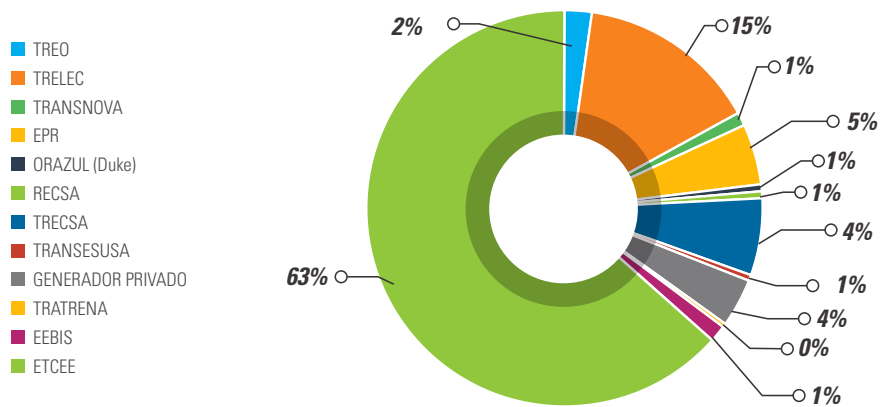
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Tabla 6: Longitud de líneas de transmisión por nivel de tensión y propietario.

ENTIDAD	KM DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN				TOTAL
	400 KV	230 KV	138 KV	69 KV	
TREO		130.81	---	---	130.81
TRELEC, S.A.		69.28	---	797.41	866.69
TRANSNOVA		63.83	---	---	63.83
EPR		290.63	---	---	290.63
DEGT		33	---	---	33
RECSA		---	---	33.17	33.17
TRECSA		355.27	---	13.43	368.7
TRANSESUSA		28.12	---	---	28.12
GENERADOR PRIVADO		100.59	---	131.65	232.24
TRATRENA		---	---	17.8	17.8
EEBIS		80.69	---	---	80.69
ETCEE	71.15	725.33	418.53	2,502.25	3717.26
TOTAL					5862.94

Fuente: Información del AMM.

Gráfica 10: Distribución de la longitud de las líneas de transmisión por propietario.



Fuente: Elaboración propia.

En el mapa siguiente, se presenta la red de transporte del país actualizada hasta el año 2017:

Ilustración 7: Sistema de líneas de Transmisión actual del SNI.



Fuente: Elaboración propia.

Se debe considerar que para los niveles de voltaje de 230 kV, 138 kV y 69 kV algunos agentes transportistas han propuesto la construcción de obras por iniciativa propia, para fortalecer el sistema de Transporte. En la red de 230 kV, obras como la del Anillo Pacífico Sur (Resolución CNEE-265-2012), obras del PETNAC-2014 y obras de CGN (Resolución CNEE-112-2017) irán adicionando obras al Sistema actual, tal como se muestra en la gráfica siguiente:

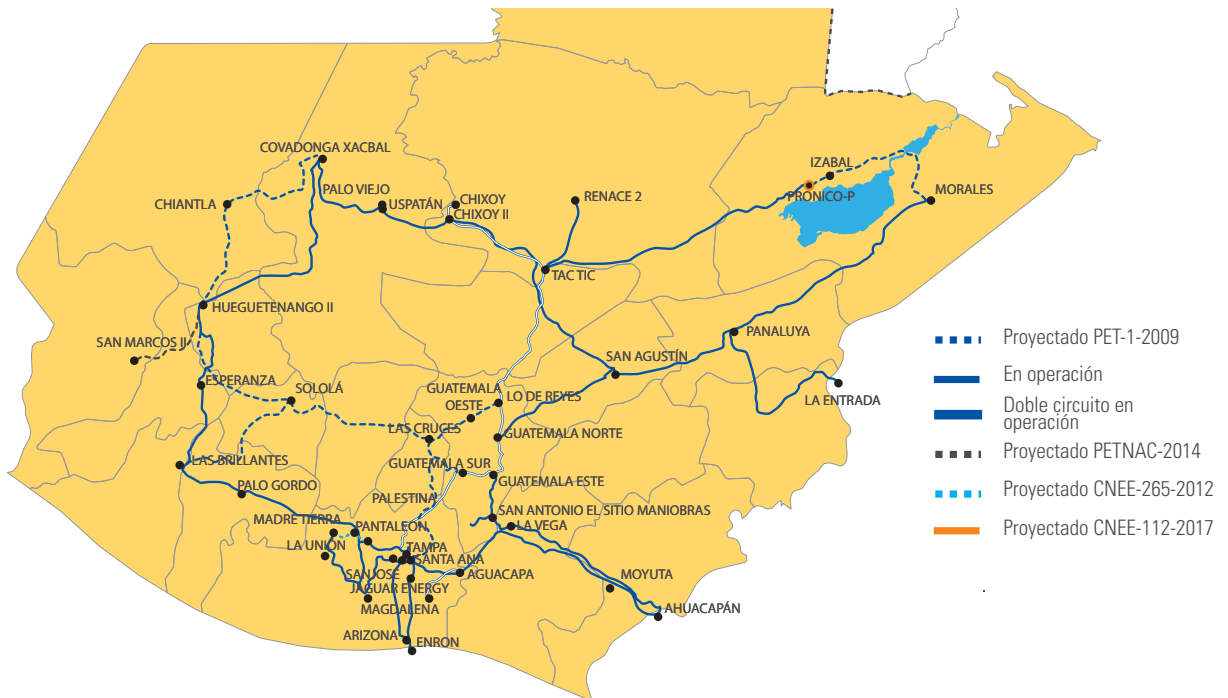
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Ilustración 8: Red de 230 kV actual del SNI.



Fuente: Elaboración propia.

Ilustración 9: Red de 230 kV actual y proyectada del SNI.



Fuente: Elaboración propia.

La red de 138 kV, no ha sufrido mayores modificaciones, salvo las incorporaciones que se harán producto del PETNAC-2014 y las obras que ha solicitado RECSA (Resolución CNEE-056-2017).

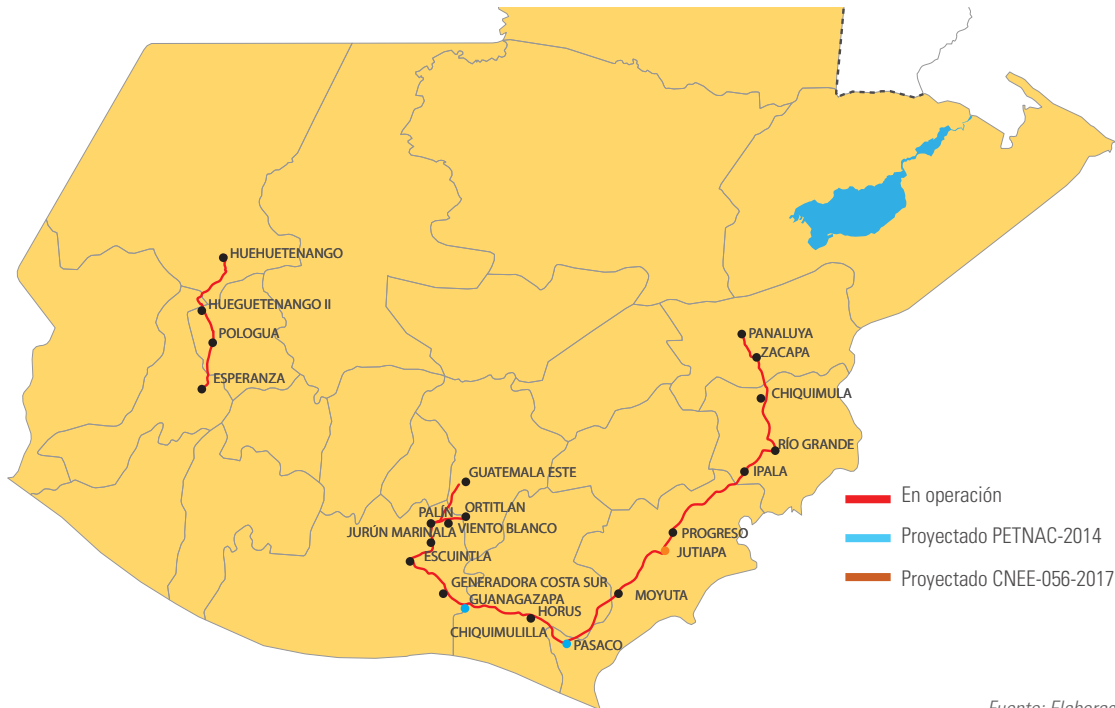
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Ilustración 10: Red de 138 kV actual del SNI.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 11: Red de 138 kV actual y proyectada del SNI.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

La red de 69 kV, es la que mayores modificaciones ha sufrido a la fecha, obras por parte de TRELEC, S.A. (Resoluciones CNEE-153-2010 y 197-2013), de ETCEE (Resolución CNEE-104-2014), de RECSA (Resolución CNEE-056-2017) y obras tanto del PET-01-2009 y del PETNAC-2014, irán adicionando obras y reforzando las redes en centros municipales y comunidades aledañas, aprovechando la expansión del sistema en los voltajes de 138 kV y 230 kV principalmente. La idea principal en este nivel de voltaje es llegar a lugares alejados y reforzar directamente las redes de distribución, en donde la energía es de mala calidad. Así mismo, crear las condiciones necesarias para contribuir con el aumento del porcentaje de electrificación, principalmente en los municipios con un índice muy bajo de electrificación.

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Ilustración 12: Red de 69 kV actual del SNI.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 13: Red de 69 kV actual y proyectada del SNI.

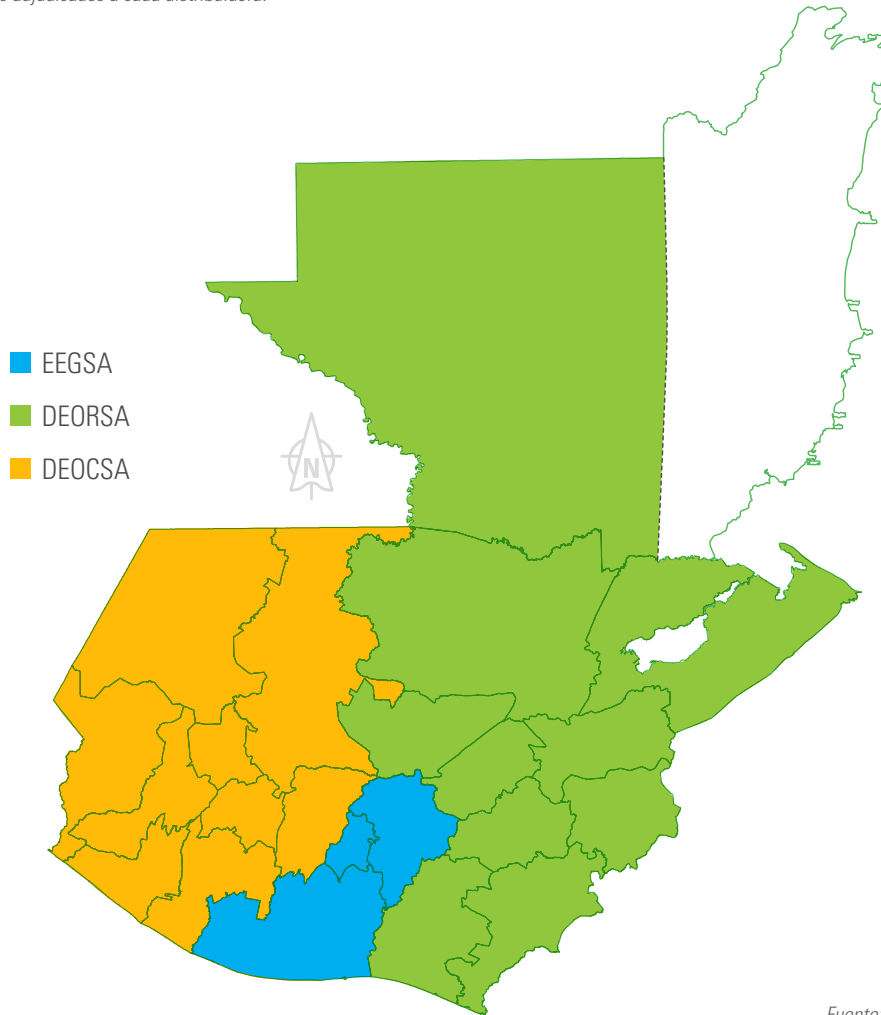


Fuente: Elaboración propia, MEM.

La red de 400 kV no ha tenido cambios desde la construcción de la interconexión con México y actualmente no se tiene conocimiento de proyectos futuros a este nivel de voltaje.

Las distribuidoras autorizadas para operar dentro del territorio Nacional son: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. -EEGSA-, Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A. -DEOCSA-, y Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A. -DEORSA-.

Ilustración 16 Departamentos adjudicados a cada distribuidora.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Las empresas eléctricas de Distribución representan la demanda de energía eléctrica de todos los usuarios residenciales y gran parte del sector comercio y servicios, las cuales a lo largo del tiempo han representado un promedio anual del 50.03% de la demanda total del SNI, dentro de este dato se hace la excepción de los Municipios que cuentan con Empresas Eléctricas Municipales -EEMS-. Algunas de estas EEMS fueron creadas antes de que se creara la Ley General de Electricidad y su Reglamento. A continuación se presenta el listado general de Empresas Eléctricas Municipales:

Tabla 7: Listado de empresas eléctricas municipales.

UBICACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES (EEMS)			
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO
Zacapa	Zacapa	San Marcos	San Pedro Sacatepéquez
Zacapa	Gualán	Huehuetenango	Huehuetenango
Jalapa	San Pedro Pinula	Joyabaj	Quiché
Jalapa	Jalapa	Huehuetenango	Santa Eulalia
Izabal	Puerto Barrios	San Marcos	Tacaná
El Progreso	Guastatoya	Quiché	Ixcán, Playa Grande
Petén	Sayaxché	San Marcos	San Marcos
Quetzaltenango	Quetzaltenango	Suchitepéquez	Patulul
Retalhuleu	Realhuleu		

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE.

Los Grandes Usuarios a lo largo del tiempo han demandado un promedio anual del 26.84% de todo el sistema, en representación de los subsectores Industrial y Manufactura.

En términos de energía el Alumbrado Público, históricamente ha representado un promedio anual del 4.25% de la demanda total del SNI.

La demanda total del SNI contempla las pérdidas de energía eléctrica técnicas y no técnicas de los servicios de Transmisión y Distribución, donde históricamente han presentado un promedio anual del 3.63% y del 8.81% de la demanda total del SNI respectivamente.

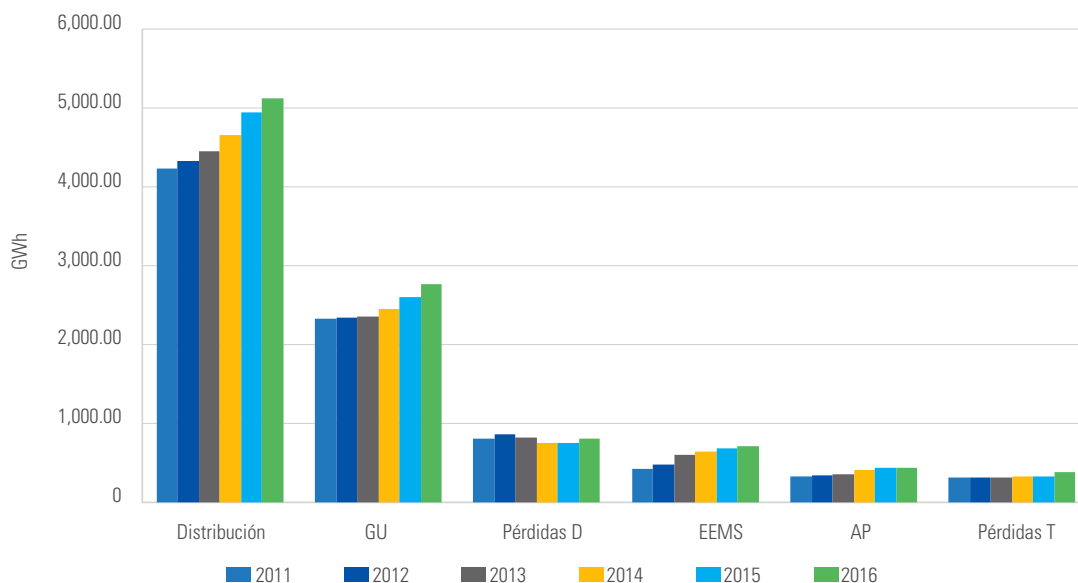
Tabla 8: Distribución de los consumos de energía del SNI en GWh.

AÑO	DISTRIBUCIÓN	GU	PÉRDIDAS DISTRIBUCIÓN	EEMS	AP	PÉRDIDAS TRANSMISIÓN	TOTAL
2011	4,220.40	2,315.56	808.69	431.07	335.16	317.73	8,428.61
2012	4,309.05	2,342.17	868.87	487.78	353.57	324.308	8,685.76
2013	4,431.96	2,355.83	827.32	611.13	364.40	314.33	8,904.97
2014	4,638.74	2,446.96	759.05	651.45	418.97	330.16	9,245.33
2015	4,919.11	2,599.94	756.00	681.29	441.82	332.99	9,731.15
2016	5,106.55	2,755.11	815.50	716.99	438.51	383.21	10,215.87

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

La siguiente gráfica representa la demanda histórica anual de energía eléctrica del SNI desagregada en seis bloques representativos: Distribución, Grandes Usuarios -GU-, Pérdidas de Distribución -Pérdidas D-, Empresas Eléctricas Municipales -EEMS-, Alumbrado Público -AP-, Pérdidas de Transmisión -Pérdidas T-.

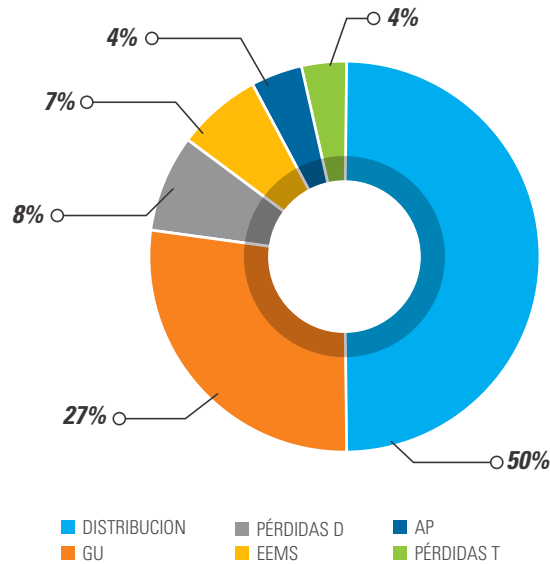
Gráfica 11: Demanda Desagregada de Energía del SNI en GWh.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

Entre las tendencias más destacadas del comportamiento histórico del SNI, se observa que en los últimos 5 años las pérdidas de energía eléctrica por servicio de Distribución han disminuido su crecimiento a una tasa promedio de 1.50%, mientras que la demanda de energía eléctrica de las Empresas Eléctricas Municipales han ido incrementando su demanda en una tasa promedio de crecimiento de 12.41%.

Gráfica 12: Demanda total del SNI para el año 2016.



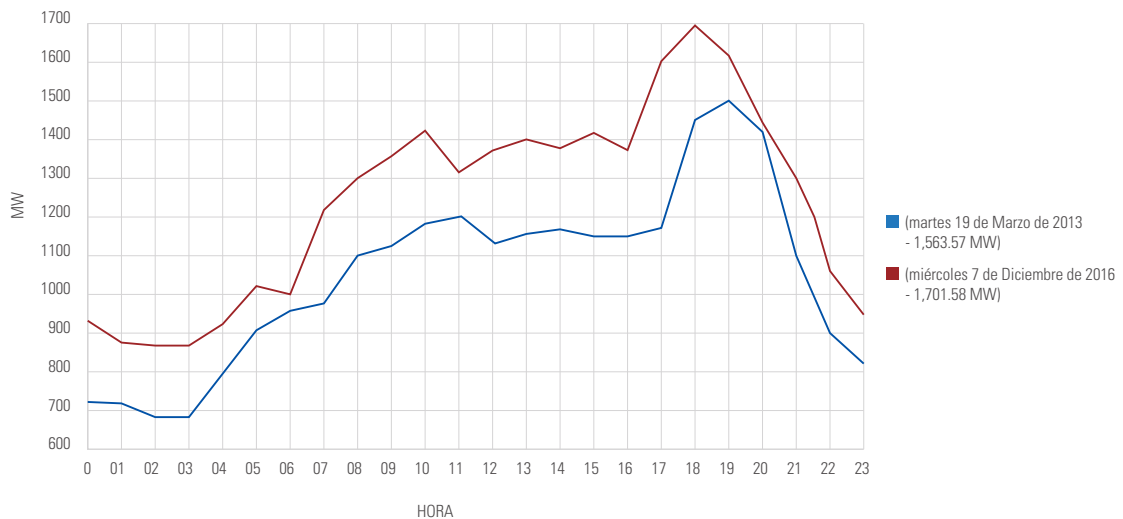
Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

Durante el año 2016, el bloque de mayor consumo, fue el servicio de Distribución que representó el 49.99% de la demanda de todo el SNI, con un total de 5,106.55 GWh.

10.3 Curva de Carga Horaria

La demanda de potencia para el año 2013 registro un valor máximo el día martes 19 de Marzo, con un valor de 1,563.57 MW; mientras que en el año 2016, se registró el día miércoles 7 de Diciembre, con un valor de 1,701.58 MW.

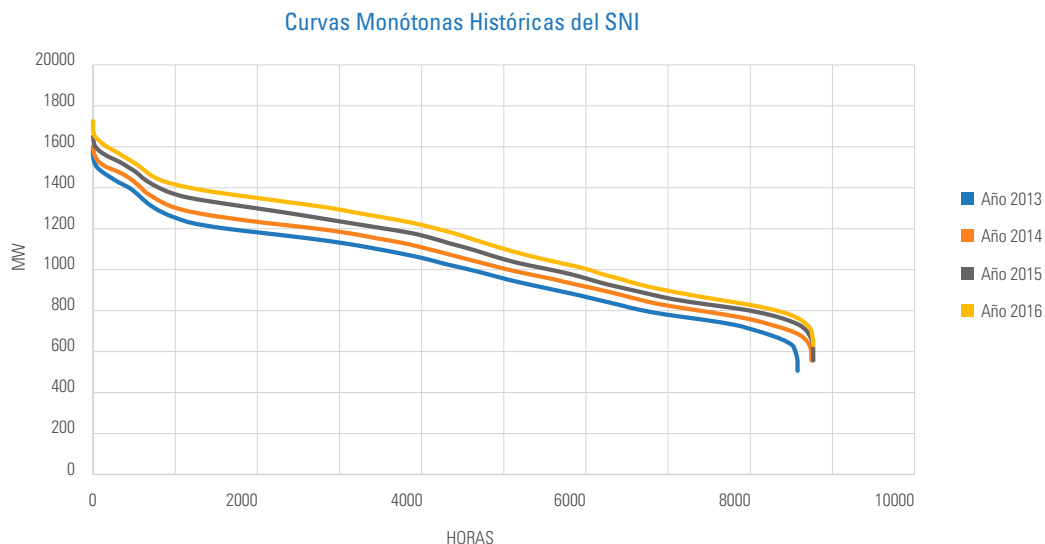
Gráfica 13: Curvas de Demanda Máxima horaria del SNI, año 2013 y 2016.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

La comparación de las curvas de carga horarias de los años 2013 y 2016, demuestra el crecimiento de la demanda de potencia en el país. Adicionalmente, el comportamiento histórico de la demanda de potencia del SNI se puede expresar sobre la cantidad de horas al año a cuales se demandaron diferentes magnitudes de potencia. Este análisis de curvas horarias se denomina curvas monótonas.

Gráfica 14: Curvas Monótonas Históricas del SNI.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

10.4 Cobertura Eléctrica Nacional

Guatemala es uno de los países con mayor capacidad instalada de energía eléctrica de la región, el índice de cobertura eléctrica en 2016 fue de 92.06% -Con base en estudios realizados por el Ministerio de Energía y Minas-. Sin embargo, departamentos como Alta Verapaz y Petén son los más afectados

por la poca inversión en infraestructura en redes de distribución, ya que presentan la menor cobertura eléctrica con un 44.36% y 67% respectivamente. Esta situación evidencia la fuerte necesidad de inversión en electrificación y de esa manera propiciar el desarrollo económico y social.

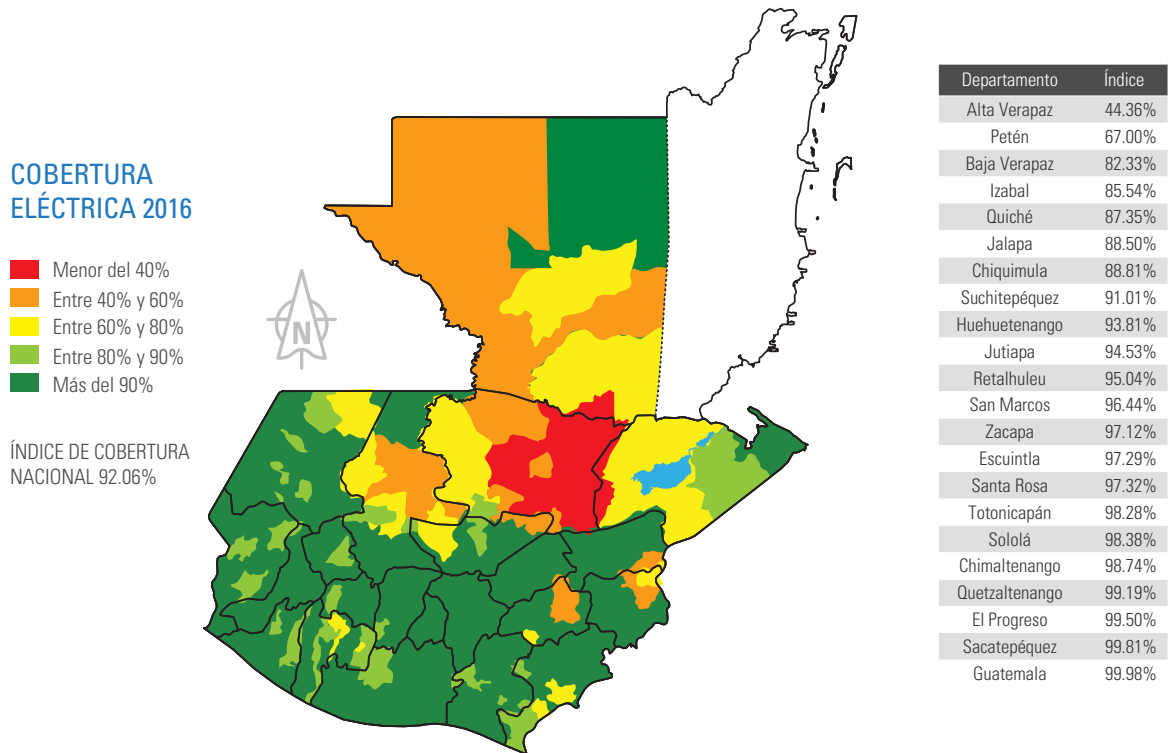
Tabla 9: Índice de Cobertura Eléctrica para el año 2016.

ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA 2016							
Departamento	Viviendas	Usuarios	Índice	Departamento	Viviendas	Usuarios	Índice
Alta Verapaz	203,945	90,463	44.36%	San Marcos	203,072	195,853	96.44%
Petén	124,183	83,207	67.00%	Zacapa	63,989	62,148	97.12%
Baja Verapaz	60,900	50,142	82.33%	Escuintla	186,096	181,055	97.29%
Izabal	83,579	71,493	85.54%	Santa Rosa	84,848	82,575	97.32%
Quiché	167,967	146,722	87.35%	Totonicapán	92,242	90,658	98.28%
Jalapa	68,117	60,286	88.50%	Sololá	80,357	79,058	98.38%
Chiquimula	85,489	75,925	88.81%	Chimaltenango	121,128	119,599	98.74%
Suchitepéquez	111,007	101,031	91.01%	Quetzaltenango	197,081	195,490	99.19%
Huehuetenango	222,254	208,490	93.81%	El Progreso	45,327	45,102	99.50%
Jutiapa	113,109	106,916	94.53%	Sacatepéquez	93,983	93,802	99.81%
Retalhuleu	66,963	63,644	95.04%	Guatemala	949,704	949,555	99.98%
ÍNDICE A NIVEL NACIONAL					3,425,340	3,153,214	92.06%

Fuente: Elaboración propia, Dirección General de Energía, MEM.

A continuación, se muestra un mapa de los municipios del país, indicando el porcentaje de electrificación para cada uno de ellos:

Ilustración 17: Mapa de Cobertura Eléctrica del país, 2016.



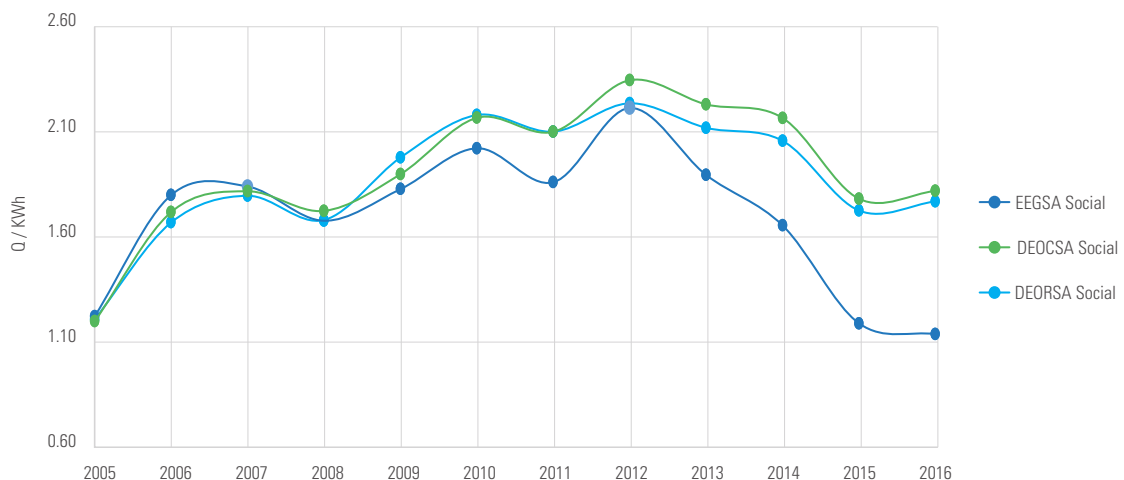
Fuente: Elaboración propia, Dirección General de Energía, MEM.

10.5 Precios Históricos de la Energía Eléctrica

Los precios de la energía en Guatemala se definen según el nivel de voltaje entregado al usuario final. Adicionalmente, las tarifas para los usuarios finales conectados a la red de distribución están divididas en tarifa social y no social, de acuerdo al consumo mensual del usuario final.

A continuación, se muestra el comportamiento de la evolución de la tarifa social y no social por distribuidora. Estos precios se encuentran trasladados a valor presente para obtener un parámetro de referencia que permita la comparación de precios con años anteriores.

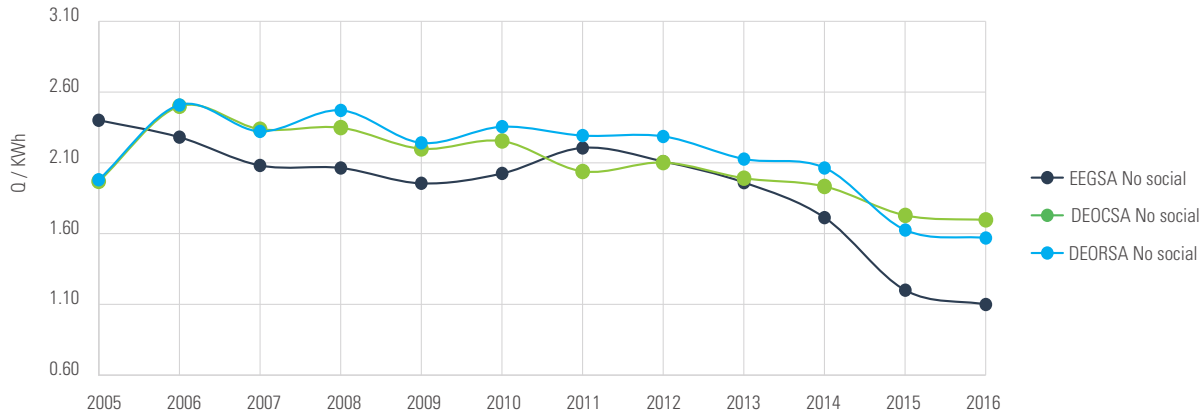
Gráfica 15: Evolución de la Tarifa social por distribuidora en valor presente, 2005-2016.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

Los precios de energía eléctrica, que se encuentran en el rango de tarifa social, han tenido una importante reducción a partir del año 2012, lo cual es un beneficio directo para los usuarios con consumos menores de 300 kWh /mes.

Gráfica 16: Evolución de la Tarifa No Social por distribuidora en valor presente, 2005-2016.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Mínero, MEM.

Al igual que el comportamiento de la tarifa social, la tarifa no social también ha experimentado una reducción a partir del año 2012.

Estas reducciones en las tarifas de energía eléctrica para las distintas distribuidoras, se debe a la participación de las energías renovables incorporadas al parque de generación, impulsado por la diversificación de la matriz energética y al aprovechamiento de las interconexiones regionales e internacionales.

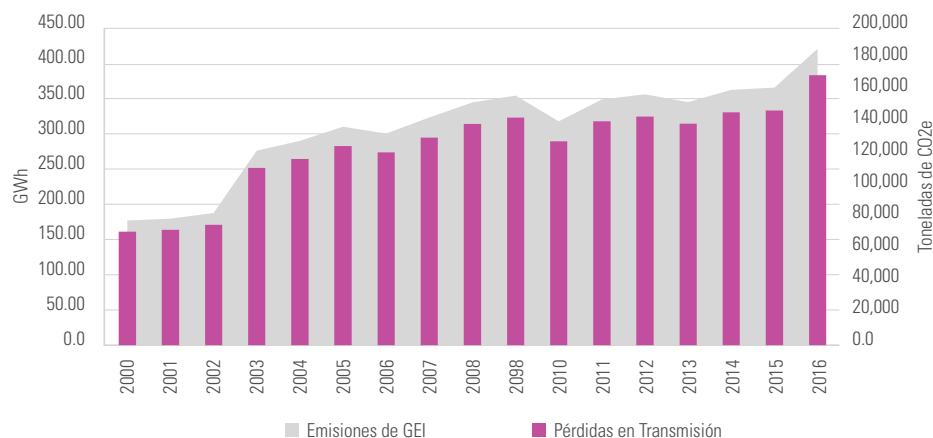
11

PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Las pérdidas de energía en las redes de transmisión y distribución del SNI, son consideradas como un consumo de energía por parte del sistema y por lo tanto, también generan emisiones de gases de efecto invernadero.

Derivado de lo anterior, se indican las emisiones de GEI producto de la transmisión de energía eléctrica del SNI:

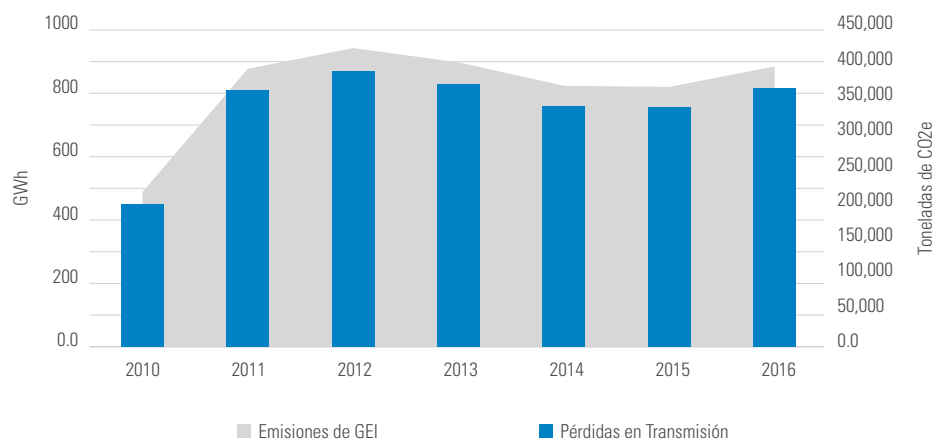
Gráfica 17: Pérdidas del sistema de transmisión del SNI y sus emisiones de GEI asociadas.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

De igual manera, las emisiones de GEI para los sistemas de distribución de energía eléctrica son:

Gráfica 18: Pérdidas de los sistemas de distribución del SNI y sus emisiones de GEI asociadas.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

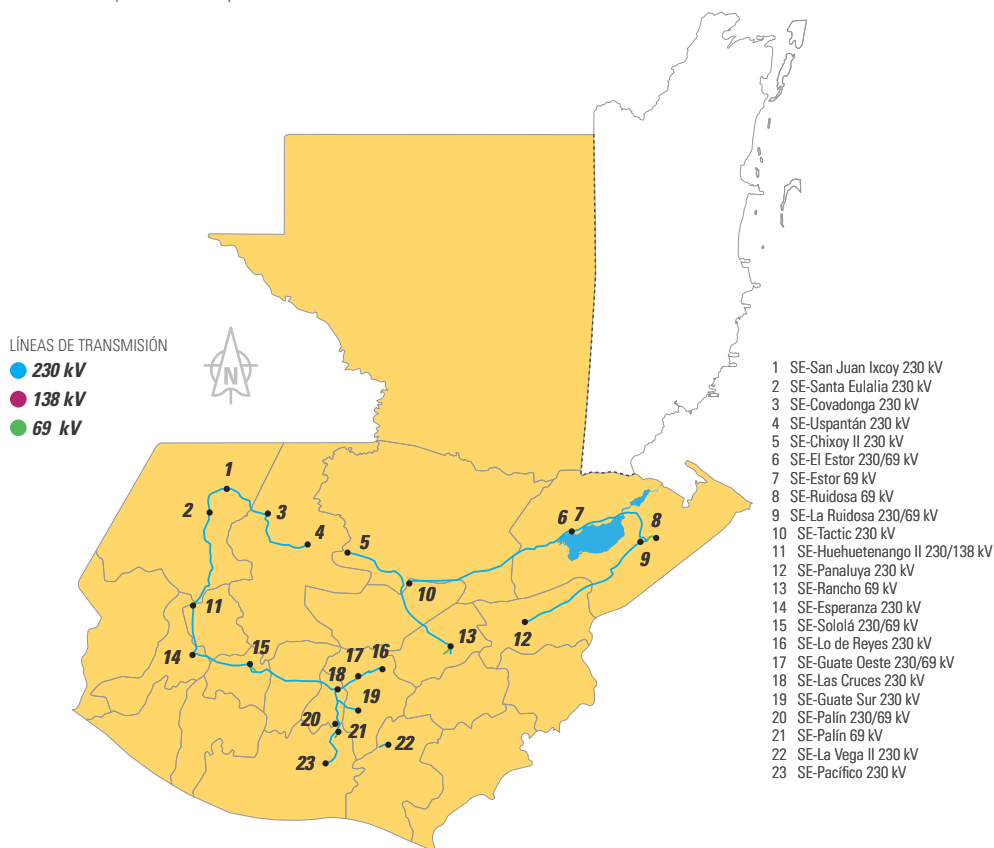
12 PLANES DE EXPANSIÓN DE TRANSPORTE ADJUDICADOS

Actualmente existen 2 Planes de Expansión que se encuentran en ejecución en Guatemala, para fortalecer el sistema de transporte de energía eléctrica.

12.1 PET-01-2009

El 22 de febrero del año 2010, se firma el CONTRATO DE AUTORIZACIÓN DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN DE LOS LOTES A, B, C, D, E y F entre la entidad Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. –TRECESA– y el Ministerio de Energía y Minas. El mismo se adjudica por medio de un canon anual de US\$ 32, 349,900.00, el cual se liquidaría por 15 años, luego de la puesta en operación comercial de las obras del Proyecto. Inicialmente, dicho Proyecto contaba con la ampliación de 12 subestaciones, la construcción de otras 12 subestaciones y el tendido de más de 850 kilómetros de líneas de transmisión, entre líneas de transmisión nuevas, conexiones y adecuaciones.

Ilustración 18: Proyección inicial para el PET-01-2009.



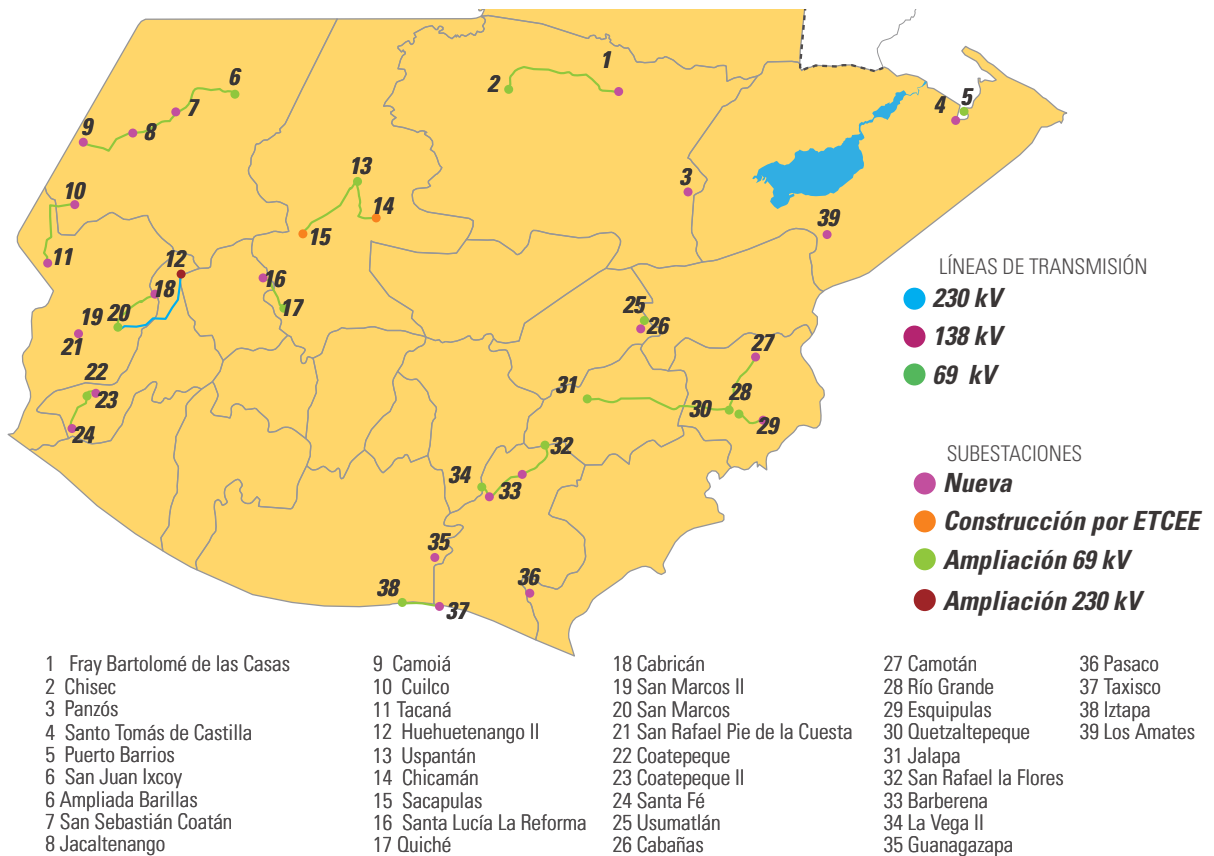
Fuente: Elaboración propia, MEM.

12.2 PETNAC 2014

El 30 de enero del año 2015, se firmaron los CONTRATOS DE AUTORIZACIÓN DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN para los Lotes A, B, y E entre la entidad FERSA, S.A. y el Ministerio de Energía y Minas. Los mismos se adjudican por medio de un canon anual de US\$ 8, 644,265.65 para el Lote A, US\$ 10, 100,597.70 para el Lote B y US\$ 5, 347,485.81 para el Lote E. Dichos canon se liquidarán por 15 años, luego de la puesta en operación comercial de las obras de cada uno de los Lotes.

Así mismo, el 30 de enero del año 2015, se firma también el CONTRATO DE AUTORIZACIÓN DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS DE TRANSMISIÓN para el Lote D, entre la entidad Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. –TRELEC– y el Ministerio de Energía y Minas. El mismo se adjudica por un canon de US\$ 9, 185,804.00.

Ilustración 19: Proyección inicial para el PETNAC-2014.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Sección

2

PLAN DE EXPANSION DEL
SISTEMA DE TRANSPORTE
2018-2032

13 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

El Gobierno de Guatemala, en cumplimiento con lo establecido en el Artículo 54 del Reglamento de la Ley General de electricidad, a través de su órgano técnico especializado, presenta el nuevo Plan de Expansión del Sistema de Transporte el cual tiene un horizonte de estudio de 15 años, comprendido en tres períodos: corto (2018 – 2023), mediano (2023 – 2028) y largo plazo (2028-2032).

Para la evaluación de la red de transmisión de energía eléctrica se utilizó el software Neplan Versión 558.

Se realizaron los estudios técnicos correspondientes utilizando escenarios para los cuales se consideró la estacionalidad: época húmeda y época seca, evaluando para escenarios de demanda: máxima, media y mínima. Se realizó el diagnóstico de la red para el período 2017-2018, evaluando el comportamiento de la red. Posteriormente se realizó el diagnóstico de la red para el año 2023, en donde se evaluaron las propuestas de mejora para la red en el período comprendido del 2018-2023. Asumiendo que las obras del período en el análisis anterior se encontraban concluidas se procedió a realizar el diagnóstico de la red para el año 2028, evaluando nuevamente los puntos de mejora en la red y propuestas en el período 2023-2028. Finalmente se realizó el diagnóstico de la red para el año 2032 donde se observó la necesidad de propuestas de refuerzos a la red para el período 2028-2032.

Se realizó la estimación de reducción de pérdidas en el sistema de transporte de energía para cada período producto de la inclusión de las obras propuestas en el presente plan de expansión de transmisión.

Finalmente se estimó el costo de inversión de las obras propuestas para cada período.

14

OBJETIVOS

14.1 General

Planificar el crecimiento de la infraestructura de Transmisión de Energía Eléctrica necesaria para satisfacer la demanda futura del país, garantizando la calidad del suministro y el cumplimiento de las metas planteadas en la Política Energética.

14.2 Específicos

- Dar seguimiento a los Planes de Expansión anteriores y poder dar cumplimiento a los lineamientos del primer eje de la Política Energética 2013-2027.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a las pérdidas del sistema de transmisión de energía eléctrica.
- Crear las condiciones necesarias para la integración energética regional mediante el aprovechamiento de las interconexiones existentes.
- Garantizar un sistema robusto que facilite el acceso para la conexión de nueva generación a la red de transmisión, permitiendo la evacuación de los puntos de generación a los centros de carga.
- Determinar las ampliaciones necesarias mediante la simulación del sistema de transmisión de energía eléctrica para los diversos escenarios de demanda en congruencia con el plan indicativo de generación 2018-2032.

15

METODOLOGÍA

Para la elaboración del presente Plan, se ha tomado en consideración el Plan Indicativo de Generación 2018-2032, los Planes de Expansión del Sistema de Transporte adjudicados: PET-1-2009 y PETNAC 2014, el lote "C" del PETNAC 2014 que no fue adjudicado, propuestas enviadas tanto por los Agentes Transportistas, como por el Administrador del Mercado Mayorista y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Se utilizó la demanda proyectada en el Plan Indicativo de Generación 2018-2032, para realizar las simulaciones correspondientes.

Se definió la visión a largo plazo del Plan, quedando como horizonte de análisis, un tiempo de 15 años, el cual se seccionó por períodos de estudio de corto plazo (2018-2023), de mediano plazo (2023-2028) y largo plazo (2028-2032).

Se realizó un diagnóstico de la red de transporte utilizando el Software Neplan V558, tomando como referencia la Base de datos remitida por el Administrador del Mercado Mayorista. También se estableció un caso base para realizar el diagnóstico inicial de la red de transporte, realizando proyecciones y análisis del comportamiento de la red para los períodos de estudio previamente mencionados.

Para la definición de refuerzos para corto plazo se simuló el Sistema Nacional Interconectado y se evaluó el comportamiento definiendo las necesidades correctivas en puntos críticos de la Red de Transporte. Así mismo, para mediano plazo se simuló la red de transporte incorporando los refuerzos propuestos en el escenario de corto plazo, evaluando condiciones de mejora. De la misma manera se realizó la simulación en el período de largo plazo incluyendo las obras propuestas en los períodos de estudio anteriores para definir obras de mejora para la Red de Transporte. Cabe mencionar que para cada período de estudio se realizaron simulaciones para cada escenario de demanda, máxima, media y mínima, correspondientes a cada estación del año, invierno (Época Húmeda) y verano (Época Seca).

16

PREMISAS

Las premisas que se consideraron para el presente Plan, fueron las siguientes

- Las metas de largo plazo establecidas en el eje 1 de la Política Energética 2013-2027.
- Situación actual de la electrificación.
- Proyecciones de Demanda de potencia.
- Plan de expansión del sistema de generación 2018-2032
- Cronograma de la entrada de las centrales de generación, proyectado en el Plan Indicativo de Generación 2018-2032.
- Proyectos PET-1-2009 y PETNAC 2014 concluidos al año 2023.

17

AVANCES DE LOS PLANES ANTERIORES

A continuación, se muestra un resumen del avance y ejecución de obras de los planes de expansión: PET-01-2009 y PETNAC 2014.

17.1 PET-01-2009

Las obras a cargo de TRECSA y su avance respectivo a julio 2017, es el siguiente:

Tabla 10: Listado de obras en ejecución del PET-01-2009.

LOTE	OBRA			OBRA CIVIL	MONTAJE ELECTROMECÁNICO	PRUEBAS Y PROGRAMAS / TENDIDO DE CABLE CONDUCTOR
	Denominación contrato inicial (Escritura no. 6 del 22/02/2010)	Primera modificación (Escritura no. 43 del 11/10/2013)	Segunda modificación (Escritura no. 28 del 18/09/2015)			
A	Subestación Pacífico 230 kV	----	----	En operación comercial		
	Subestación La Vega II 230 kV	----	----	En operación comercial		
	Subestación Palín 230/69 kV, 195 MVA	Subestación Palestina 230/69 kV, 195 MVA	----	99%	99%	61%
	Ampliación de la subestación Palín 69 kV	----	----	100%	48%	3%
	Subestación Las Cruces 230 kV	----	----	84%	0%	0%
	Subestación Guate Oeste 230/69 kV, 195 MVA	----	----	27%	0%	0%
	Subestación Lo De Reyes 230 kV	----	----	41%	0%	0%
	Conexión Aguacapa – Frontera 230 kV a subestación La Vega II	----	----	En operación comercial		
	Conexión GuateEste – Jalpatagua 230 kV a subestación La Vega II	----	----	En operación comercial		
	Conexión Escuintla II – San José 230 kV a subestación Pacífico	----	----	En operación comercial		
	Conexión San Joaquín – Aguacapa 230 kV a subestación Pacífico	----	----	En operación comercial		
	Línea de transmisión Palín – Pacífico 230 kV	Línea de transmisión Palestina – Pacífico 230 kV	----	76%	74%	48%

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

A	Línea de transmisión Palestina – Palín a 69 kV	----	----	71%	62%	0%
	Línea de transmisión Las Cruces – Guate Oeste 230 kV	----	----	35%	0%	0%
	Línea de transmisión Las Cruces – Palín 230 kV	Línea de transmisión Las Cruces – Palestina 230 kV	----	33%	32%	0%
	Línea de transmisión Lo de Reyes – Guate Oeste 230 kV	----	----	11%	5%	0%
	Conexión Tactic – Guate Norte a 230 kV a subestación Lo de Reyes	----	----	14%	0%	0%
B	Ampliación subestación Huehuetenango II 230/138 kV, 150 MVA	----	----	En operación comercial		
	Ampliación subestación Covadonga 230 kV	----	----	En operación comercial		
	Ampliación subestación Uspantán 230 kV	----	----	En operación comercial		
	Subestación San Juan Ixcoy 230 kV	Subestación San Juan Ixcoy Ampliada 230/69 kV, 105 MVA	Subestación Chiantla 230/69 kV, 105 MVA	0%	0%	0%
	Subestación Santa Eulalia 230 kV					
	Covadonga – Uspantán 230 kV	----	----	En operación comercial		
	Conexión Huehuetenango – Pologua 138 kV a subestación Huehuetenango II	----	----	En operación comercial		
	Línea de transmisión San Juan Ixcoy – Covadonga 230 kV	Línea de transmisión San Juan Ixcoy Ampliada – Covadonga 230 kV	Línea de transmisión Chiantla – Covadonga 230 kV	0%	0%	0%
	Línea de transmisión San Juan Ixcoy – Santa Eulalia 230 kV	Línea de transmisión San Juan Ixcoy Ampliada – Huehuetenango II 230 kV	Línea de transmisión Chiantla – Huehuetenango II 230 kV	67%	63%	0%
	Línea de transmisión Santa Eulalia – Huehuetenango II 230 kV					
Línea de transmisión Huehuetenango II – La Esperanza 230 kV	----	Línea de transmisión Huehuetenango II – Sololá 230 kV	14%	6%	0%	
C	Subestación La Ruidosa 230/69 kV, 150 MVA	Subestación Morales 230/69 kV, 150 MVA	----	En operación comercial		
	Ampliación a subestación Panaluya 230 kV	----	----	En operación comercial		
	Ampliación a subestación La Ruidosa 69 kV	----	----	En operación comercial		
	Línea de transmisión La Ruidosa – Panaluya 230 kV	Línea de transmisión Morales – Panaluya 230 kV	----	En operación comercial		

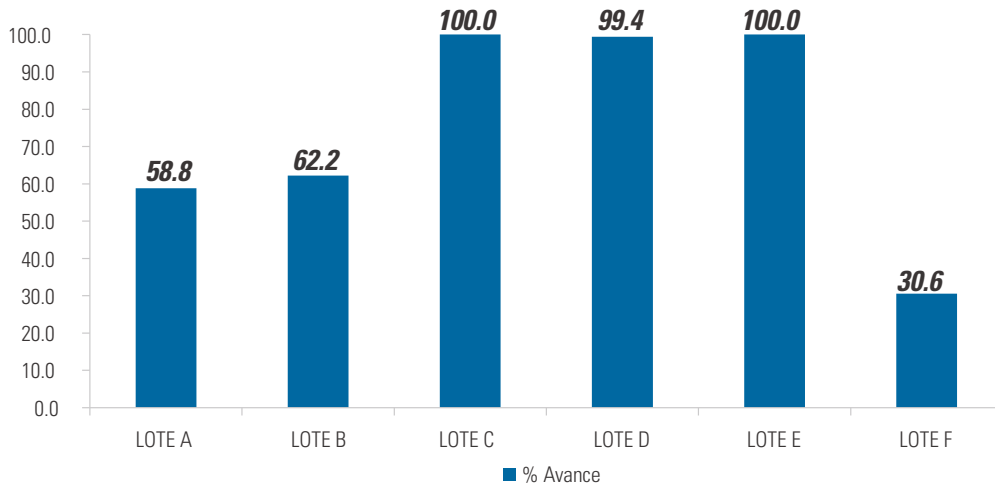
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

C	Línea de transmisión La Ruidosa – Ruidosa 69 kV	Línea de transmisión Morales – Ruidosa 69 kV	----	En operación comercial		
	Subestación El Estor 230/69kV, 150 MVA	Subestación Izabal 230/69kV, 150 MVA	----	En operación comercial		
D	Ampliación subestación El Estor 69kV	----	----	En operación comercial		
	Ampliación subestación Tactic 230 kV	----	----	En operación comercial		
	Línea de transmisión Tactic –El Estor 230 kV	Línea de transmisión Tactic – Izabal 230 kV	----	En operación comercial		
	Línea de transmisión El EStor –La Ruidosa 230 kV	Línea de transmisión Izabal – Morales 230 kV	----	97%	97%	94%
	Línea de transmisión El Estor – El Estor 69 kV	Línea de transmisión Izabal – El Estor 69 kV	----	En operación comercial		
	Subestación El Rancho 230/69 kV, 150 MVA	Subestación San Agustín 230/69 kV, 150 MVA	----	En operación comercial		
E	Ampliación subestación Chixoy II 230 kV	----	----	En operación comercial		
	Ampliación subestación El Rancho 69 kV	----	----	En operación comercial		
	Línea de transmisión Chixoy II – El Rancho 230 kV	Línea de transmisión Chixoy II – San Agustín 230 kV	----	En operación comercial		
	Conexión Guate Norte – Panaluya 230 kV, a subestación El Rancho	Conexión Guate Norte – Panaluya 230 kV, a subestación San Agustín	----	En operación comercial		
	Línea de transmisión El Rancho – El Rancho 69 kV	Línea de transmisión El San Agustín – El Rancho 69 kV	----	En operación comercial		
	Sololá 230/69 kV, 150 MVA	----	----	98%	84%	10%
F	Ampliación Guate Sur 230 kV	----	----	99%	85%	26%
	Ampliación La Esperanza 230 kV	----	Ampliación Los Brillantes 230 kV	0%	0%	0%
F	Línea de transmisión Sololá – La Esperanza 230 kV	----	Línea de transmisión Sololá – Los Brillantes 230 kV	0%	0%	0%
	Conexión Sololá – Quiche 69 kV	----	----	0%	0%	0%
	Línea de transmisión Guate Sur – Las Cruces 230 kV	----	----	37%	29%	0%
	Línea de transmisión Las Cruces – Sololá 230 kV	----	----	44%	41%	0%

Fuente: Elaboración propia con datos proporcionados por TRECSA.

En la siguiente tabla se presentan los avances globales por Lote para el Proyecto PET-01-2009:

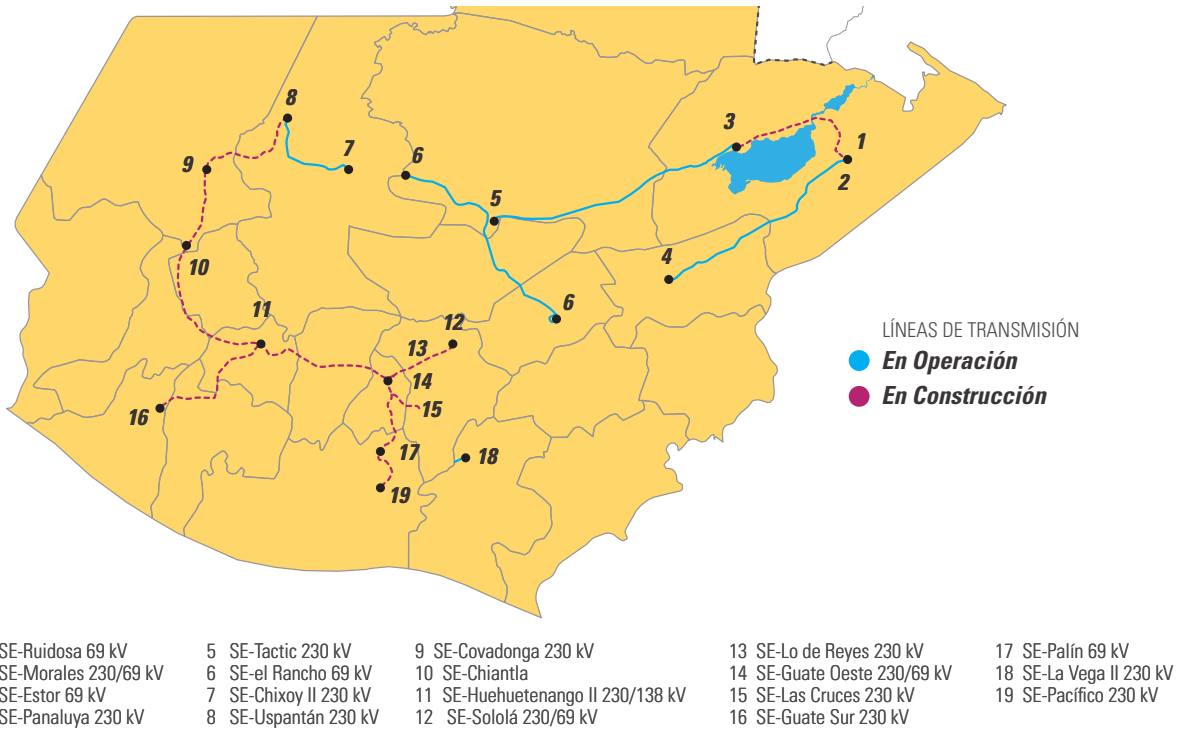
Gráfica 19: Porcentaje de avance de construcción de obras por lote.



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestra el mapa del avance actual para el PET-01-2009.

Ilustración 20: Obras finalizadas y por ejecutar para el PET-01-2009.



Fuente: Elaboración propia.

17.2 PETNAC 2014

Las obras del PETNAC 2014, están a cargo de las entidades: FERSA, S.A. (para los Lotes A, B y E) y TRELEC, S.A. para el Lote D; para lo cual, se muestra a continuación el avance respectivo a julio 2017:

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

Tabla 11: Listado de subestaciones y su ejecución para el PETNAC 2014.

LOTE	SUBESTACIÓN	UBICACIÓN	DISEÑO		TOTAL OBRA CIVIL	AVANCE GLOBAL
			Ingeniería básica	Ingeniería de detalle		
A	Nueva subestación Camojá 69/13.8 kV, 14 MVA	----	60%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Jacaltenango 69/34.5 kV, 14 MVA	----	0%	0%	0%	0%
	Nueva subestación San Sebastián Coatán 69/13.8 kV, 14 MVA	----	0%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Cuilco 69/13.8 kV, 14 MVA	----	0%	0%	0%	0%
	Ampliación en 69 kV de la subestación Uspantán, 105 MVA	----	60%	0%	0%	0%
	Ampliación en 69 kV de la subestación San Juan Ixcoy Ampliada	----	0%	0%	0%	0%
B	Nueva subestación San Marcos II 230/69 kV, 150 MVA	----	60%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Cabricán 69/13.8 kV, 14 MVA	----	0%	0%	0%	0%
B	Nueva subestación Coatepeque II 69/13.8 kV, 14 MVA	----	0%	50%	0%	0%
	Nueva subestación Santa Fé 69/13.8 kV, 14 MVA	----	0%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Santa Lucía La Reforma 69/13.8 kV, 14 MVA	----	60%	0%	0%	0%
	Nueva subestación San Rafael Pie de la Cuesta 69/13.8 kV, 14 MVA	14°55'49.21"N 91°55'37.67"O	0%	100%	20.50%	8%
	Ampliación en 230 kV de la subestación Huehuetenango II	----	0%	0%	0%	0%
D	Nueva subestación Guanagazapa 138/13.8 kV, 10/14 MVA	14°5'49.97" N 90°35'43.90"O	0%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Pasaco 138/13.8 kV, 10/14 MVA	13°57'51.93"N 90°14'32.32"O	0%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Taxisco 69/13.8 kV, 10/14 MVA	13°55'26.07"N 90°35'05.31"O	0%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Cabañas 69/13.8 kV, 10/14 MVA	89°48'31.67"N 14°55'59.62"O	0%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Esquipulas 69/13.8 kV, 10/14 MVA	14°35'24.32"N 89°21'30.31"O	0%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Camotán 69/13.8 kV, 10/14 MVA	14°48'58.73"N 89°22'51.68"O	0%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Barberena 69/13.8 kV, 10/14 MVA	14°19'25.31"N 90°23'27.68"O	0%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Santa Rosa 69/13.8 kV, 10/14 MVA	---	0%	0%	0%	0%
	Ampliación en 69 kV de la SE La Vega II	14°21'12.19"N 90°24'59.74"O	0%	0%	0%	0%
	Ampliación en 69 kV de la SE San Rafael las Flores	14°30'31.51"N 90°10'40.79"O	0%	0%	0%	0%
	Ampliación en 69 kV de la SE Usumatlán	14°57'30.25"N 89°10'40.79"O	0%	0%	0%	0%
	Ampliación en 69 kV de la SE Iztapa	13°56'20.28"N 90°43'22.92"O	0%	0%	0%	0%

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

E	Nueva subestación Panzós 230/69 kV, 150 MVA	15°25'51.19"N 89°37'24.82"O	100%	60%	10%	4%
	Nueva subestación Los Amates 69/13.8 kV, 14 MVA	15°15'53.12"N 89°6'10.05"O	100%	100%	0%	0%
	Nueva subestación Santo Tomás de Castilla 69/13.8 kV, 14 MVA	----	60%	0%	0%	0%
	Nueva subestación Fray Bartolomé de las Casas 69/34.5 kV, 14 MVA	15°48'3.92"N 89°52'48.67"O	100%	40%	0%	0%
	Ampliación en 69 kV de la subestación Puerto Barrios	----	40%	0%	0%	0%

Fuente: Elaboración propia con datos de FERSA, S.A y TRELEC, S.A.

Tabla 12: Listado de Líneas de Transmisión y su ejecución para el PETNAC 2014.

LOTE	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LONGITUD APROXIMADA DEL TRAMO (KM)	ESTIMADO DE TORRES	OBRA CIVIL	MONTAJE ESTRUCTURAS	TENDIDO	AVANCE GLOBAL
A	Línea de transmisión nueva Camojá - Jacaltenango 69 kV	0	0	0%	0%	0%	0%
	Línea de transmisión nueva Jacaltenango - San Sebastián Coatán 69 kV	0	0	0%	0%	0%	0%
A	Línea de transmisión nueva San Sebastián Coatán - Barillas 69 kV	0	0	0%	0%	0%	0%
	Línea de transmisión nueva Cuilco - Tacaná 69 kV	0	0	0%	0%	0%	0%
	Línea de transmisión nueva Barillas - San Juan Ixcoy Ampliada 69 kV	0	0	0%	0%	0%	0%
	Línea de transmisión nueva Uspantán - Sacapulas 69 kV	0	0	0%	0%	0%	0%
	Línea de transmisión nueva Uspantán - Chicamán 69 kV	0	0	0%	0%	0%	0%
B	Línea de transmisión San Marcos II - Cabricán 69 kV	20.2	71	0%	0%	0%	0%
	Línea de transmisión San Marcos II - Huehuetenango II 230 kV	39.3	121	0%	0%	0%	0%
	Línea de transmisión San Marcos II - San Marcos 69 kV	2.65	33	0%	0%	0%	0%
	Línea de transmisión Coatepeque - Santa Fé 69 kV	20.92	168	0%	0%	0%	0%
	Línea de transmisión Coatepeque - Coatepeque II 69 kV	1.3	15	0%	0%	0%	0%
	Línea de transmisión Quiché - Santa Lucia la Reforma 69 kV	16.63	92	0%	0%	0%	0%
	Trabajos de adecuación de la línea de transmisión San Marcos -Malacatán 69 kV, asociados a la nueva subestación San Rafael Pie de la Cuesta 69/13.8 kV	0.131	2	0%	0%	0%	0%
D	Línea Usumatlán - Cabañas 69 kV	3.29	20	0%	0%	0%	0%
	Línea Iztapa - Taxisco 69 kV	16.1	142	31%	31%	31%	31%
	Quetzaltepeque - Esquipulas 69 kV	13.5	65	0%	0%	0%	0%
	Río Grande - Camotán 69 kV	27.1	115	0%	0%	0%	0%
	Barberena - Santa Rosa 69 kV	14.9	75	0%	0%	0%	0%
	Santa Rosa - San Rafael las Flores 69 kV	18.2	86	0%	0%	0%	0%
	La Vega II - Barberena 69 kV	5.23	42	0%	0%	0%	0%
Río Grande - Jalapa 69 kV	60.7	264	0%	0%	0%	0%	
E	Adecuación LT La Pastoría - Los Esclavos 69 kV a Subestación Nueva Barberena 69/13.8 kV	1.67	9	0%	0%	0%	0%
	Línea de transmisión Puerto Barrios - Santo Tomás de Castilla 69 kV	4.7	2	0%	0%	0%	0%

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

E	Línea de transmisión Chisec - Fray Bartolomé de las Casas 69 kV	46.75	278	0%	0%	0%	0%
	Trabajos de adecuación en la línea de transmisión existente La Ruidosa - Mayuelas 69 kV y conexión en la subestación Los Amates 69/13.8 kV,	0.05	2	0%	0%	0%	0%
	Trabajos de adecuación en la línea de transmisión existente Telemán - El Estor 69 kV y conexión en la subestación Panzós 230/69 kV	0.11	2	0%	0%	0%	0%
	Trabajos de adecuación en la línea de transmisión en proceso de construcción Tactic - Izabal 230 kV y conexión en la subestación Panzós 230/69 kV	0.77	4	0%	0%	0%	0%

Fuente: Elaboración propia con datos de FERSA, S.A y TRELEC, S.A.

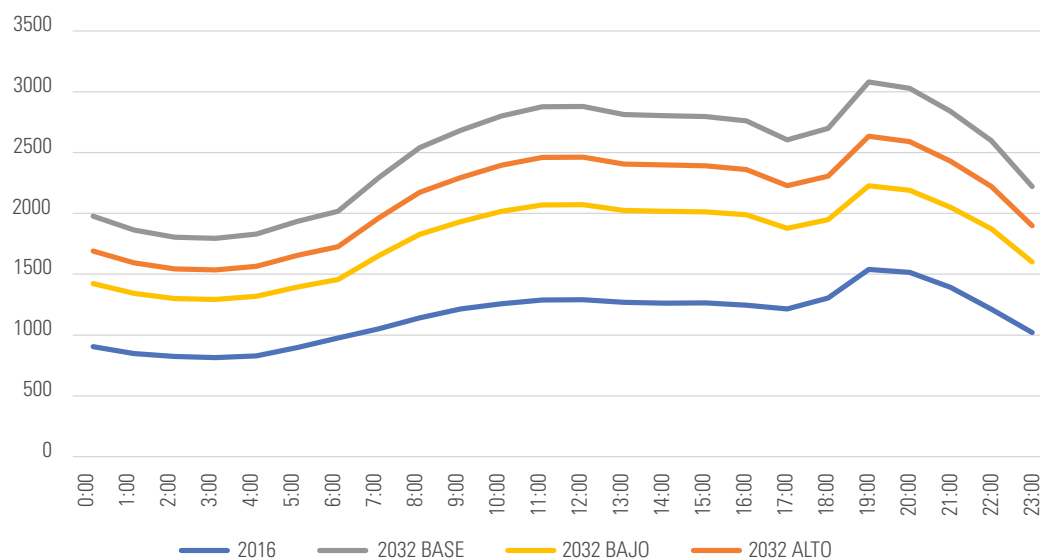
Cabe indicar, que a julio 2017 ninguna obra del PETNAC-2014 ha sido puesta en operación comercial.

18

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 2032

El crecimiento de la demanda de potencia del sistema de distribución y transporte de energía eléctrica para el año 2032, fue realizado a partir de la aplicación de metodologías de proyección energética para escenarios de alta, baja y demanda base, como se indica en la gráfica siguiente:

Gráfica 20: Proyección de la demanda para escenarios tendenciales al año 2032.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

19

RESULTADOS

En las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, se refieren las tolerancias admitidas en la desviación porcentual respecto de las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía eléctrica, estableciendo que los niveles de tensión deben de estar dentro de rangos de desviación del 5%.

Mediante estudios de flujo de carga, se simuló el comportamiento del Sistema Nacional Interconectado en régimen estable para diversos escenarios de demanda desde el año 2018 al año 2032, se asume que los proyectos anteriormente licitados se encuentran en operación. Derivado de lo anterior, se presentan los resultados siguientes:

19.1 Período 2018 - 2023

19.1.1 Evaluación de la red de transporte 2018-2023

Para realizar el diagnóstico de la Red de Transporte para el año 2018 y las necesidades para el año 2023, se realizaron análisis de flujos de potencia, identificando las necesidades existentes y a futuro, se detallan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas mediante gráficos y tablas de resultados.

Se realizó la simulación de operación del Sistema Nacional Interconectado para el año 2018 para las temporadas de invierno y verano, observando que para mantener los límites de voltajes permitidos en la región de Petén y la región Nororiental es necesario convocar generación forzada en el área. Por lo que se realizó la simulación sin considerar la generación forzada considerando un despacho óptimo de generación.

Tabla 13: Transgresión de Límites de Tensión – Época Seca 2017.

NOMBRE	NODO	V (kV)	V (%)
LA LIBERTAD	1767_LLB-691	63.942	92.67
LA LIBERTAD	1768_LLB-69	63.907	92.62
PETÉN (IXPANPAJUL)	1495_PET-69	62.555	90.66
LA LIBERTAD	1769_LLB-34	63.804	92.47
POPTÚN	1442_POP-69	64.57	93.58
PUERTO BARRIOS	140027_PBA-692	62.9	91.16
PUERTO BARRIOS	1410_PBA-69	62.9	91.16
STO. TOMAS DE CASTILLA	140030_STC-69	62.9	91.16

Fuente: Elaboración propia, MEM.

En la tabla 13 se muestran los nodos cuyos valores de tensión han superado los límites permisibles por la regulación actual. En la temporada de verano se observa que la mayor desviación se presenta en el nodo de Petén (Ispanpajul) con un valor del 90.66%, alejándose 4.34% de su nivel mínimo permitido.

Tabla 14: Transgresión de Límites de Tensión – Época Húmeda 2017.

NOMBRE	NODO	V (kV)	V (%)
POPTÚN	1442_POP-69	64.159	92.98
PETÉN (IXPANPAJUL)	1495_PET-69	61.804	89.57
SAYAXCHÉ	1719_SYX-69	64.038	92.81
LA LIBERTAD	1767_LLB-691	63.084	91.43
LA LIBERTAD	1768_LLB-69	63.019	91.33
PUERTO BARRIOS	140027_PBA-692	63.769	92.42
PUERTO BARRIOS	1410_PBA-69	63.769	92.42
STO. TOMAS DE CASTILLA	140030_STC-69	63.769	92.42

Fuente: Elaboración propia, MEM.

De este estudio se infiere que los nodos con problemas están ubicados específicamente en las regiones del Petén y Nororiente, cuando no se convoca generación forzada de la región. Así mismo, se muestran en la Tabla 14 los nodos con transgresión de límites correspondientes a la temporada de invierno, mostrando nuevamente las desviaciones existentes, tal es el caso de Petén (Ixpanpajul) que tiene un valor de 89.57% desviándose 5.45% de su mínimo permitido, ambos porcentajes referidos a su tensión Nominal, 69 kV.

Para el año 2023 se simularon los escenarios para época de invierno y verano bajo el supuesto de que no se realizan modificaciones ni refuerzos a la red, esto se hace con la finalidad de identificar deficiencias y puntos que necesitan ser reforzados durante los próximos 5 años. Los resultados obtenidos se describen en las tablas 15 y 16.

Tabla 15: Transgresión de Límites de Tensión – Época Húmeda 2023 Sin Refuerzos.

NOMBRE	ID	V (kV)	V (%)
PUERTO BARRIOS	140027_PBA-692	63.199	91.59
STO. TOMAS DE CASTILLA	140030_STC-69	63.2	91.59
PUERTOS BARRIOS	1410_PBA-69	63.199	91.59
GENOR	1424_GEN-69	63.454	91.96
POPTÚN	1442_POP-69	64.828	93.95
PETÉN (IXPANPAJUL)	1495_PET-69	62.772	90.97
SAYAXCHÉ	1719_SYX-69	65.172	94.45
LA LIBERTAD	1767_LLB-691	64.126	92.94
LA LIBERTAD	1768_LLB-69	64.09	92.88

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Se evidencia bajo los resultados contenidos en la tabla 15, que corresponden a la temporada de invierno en demanda máxima, que de no realizar refuerzos o modificaciones a la red los problemas en Petén e Izabal se intensifican.

Tabla 16: Transgresión de Límites de Tensión – Época Seca 2023 Sin Refuerzos.

NOMBRE	ID	V (kV)	V (%)
POPTÚN	1442_POP-69	64.159	92.98
PETÉN (IXPANPAJUL)	1495_PET-69	61.804	89.57
SAYAXCHE	1719_SYX-69	64.038	92.81
LA LIBERTAD	1767_LLB-691	63.084	91.43
LA LIBERTAD	1768_LLB-69	63.019	91.33

Fuente: Elaboración propia, MEM.

De la misma forma, la tabla 16 representa los valores obtenidos tras la simulación en régimen estable del sistema nacional interconectado en época de verano, es fácil identificar nuevamente que en la zona del Petén persisten los problemas, en el caso de Petén (Ixpanpajul) alcanza un nivel de 89.57% de su voltaje nominal.

Derivado de los estudios de flujo de potencia, se establece que las zonas que requieren especial atención durante los próximos 5 años para mejorar la regulación de tensión son las regiones Nororiente y Petén, es evidente que al no tener acciones correctivas se compromete la capacidad de operación en estas zonas, dependiendo de la generación local y por ende se pone en riesgo el suministro de energía eléctrica.

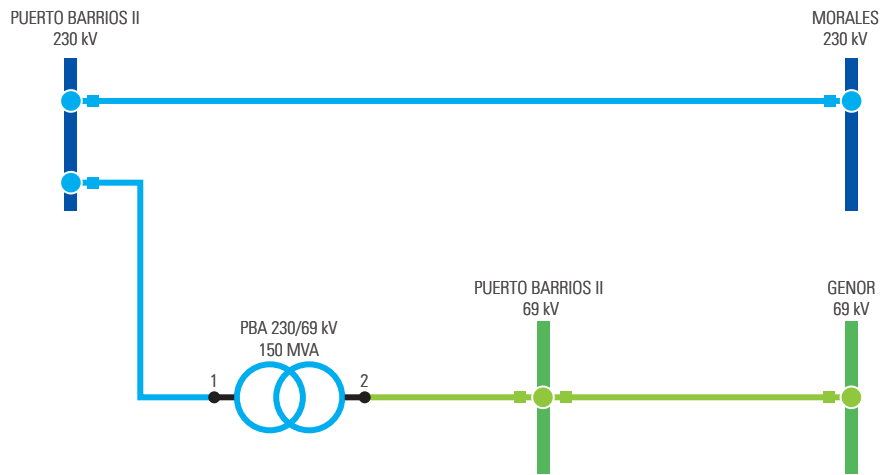
19.1.2 Refuerzos recomendados 2018-2023

Derivado de las necesidades identificadas en el apartado “Evaluación de la Red De Transporte 2018-2023” y de otros nodos cuyo nivel de voltaje opera cerca de los límites permisibles, se recomienda reforzar la red con las siguientes obras:

Puerto Barrios II y obras aledañas:

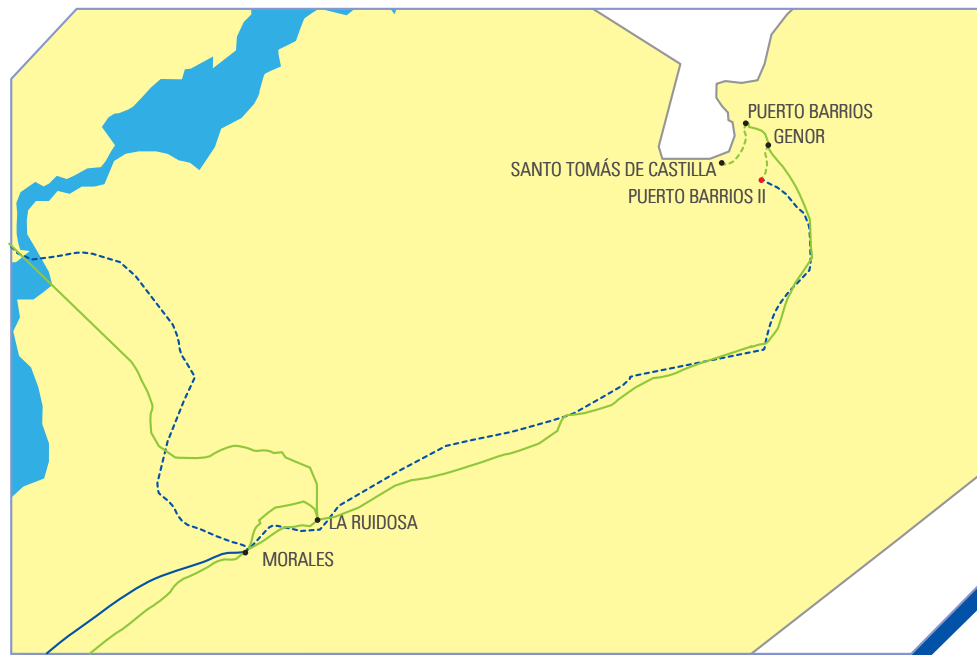
- Subestación Puerto Barrios II 230/69 kV, 150 MVA
- Ampliación en 230 kV de la subestación existente Morales 230/69 kV
- Ampliación subestación existente Genor 69 kV
- Línea de Transmisión Morales – Puerto Barrios II 230 kV
- Línea de Transmisión Puerto Barrios II – Genor 69 kV

Ilustración 21. Refuerzos Puerto Barrios II



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 22: Refuerzos Puerto Barrios II.

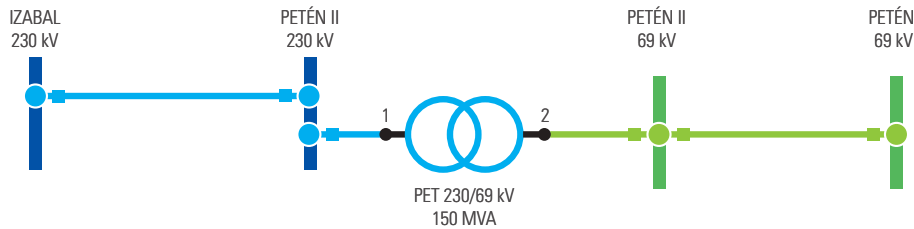


Fuente: Elaboración propia, MEM.

Petén II y obras aledañas:

- Subestación Petén II 230/69 kV, 150 MVA
- Ampliación subestación existente Izabal 230 kV
- Ampliación subestación existente Petén 69 kV
- Línea de Transmisión Izabal – Petén II a 230 kV
- Línea de Transmisión Petén II – Petén (Ixpanpajul) a 69 kV
- Banco de Reactores 30 MVAR 230 kV en Subestación Petén II

Ilustración 23: Refuerzo Petén II.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 24: Refuerzos Petén II.

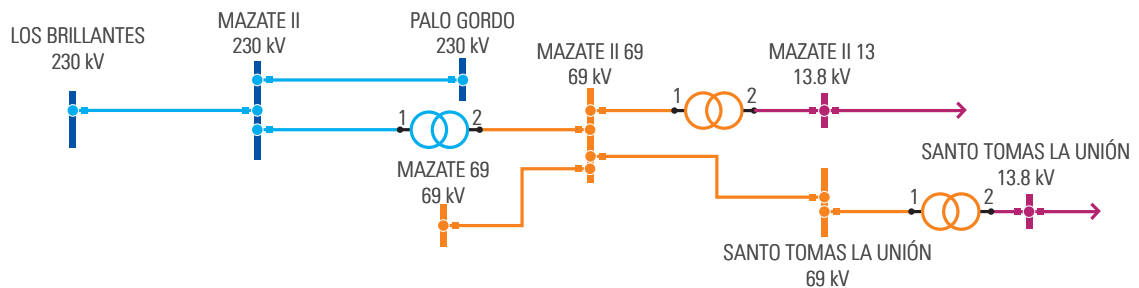


Fuente: Elaboración propia, MEM.

Mazatenango II y obras aledañas:

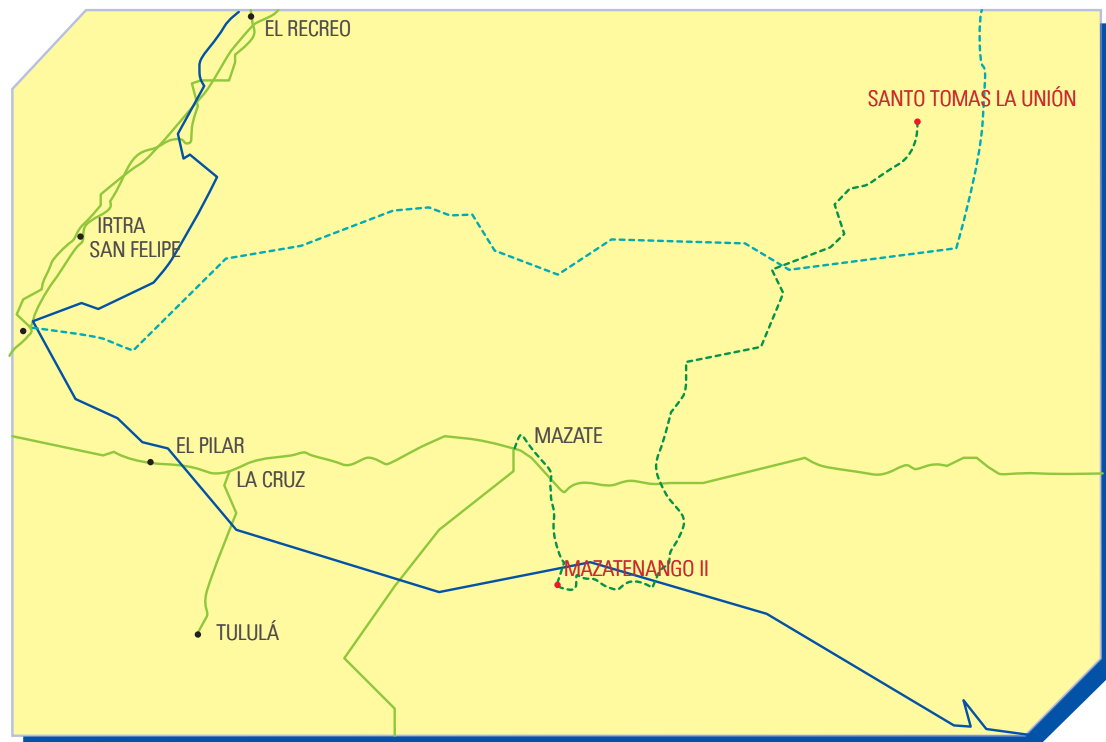
- Subestación Mazatenango II 230/69/13.8 kV, 150 MVA/28 MVA
- Subestación Santo Tomás La Unión 69/13.8 kV, 14 MVA
- Bahía para transformador de 69/13.8 kV, 28 MVA en Subestación Mazatenango II 69 kV
- Trabajos de adecuación en la línea de transmisión Los Brillantes – Palo Gordo y su conexión a la subestación Mazatenango II 230 kV
- Línea de Transmisión Mazatenango II – Mazatenango 69 kV
- Línea de Transmisión Mazatenango II – Santo Tomás La Unión 69 kV
- Ampliación en 69 kV de la subestación existente Mazatenango 69/13.8 kV

Ilustración 25: Refuerzos Mazatenango II.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 26: Refuerzos Mazatenango II.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

19.1.3 Evaluación de mejoras por refuerzos recomendados 2018-2023

Se realizaron estudios de flujo de carga para evaluar el comportamiento del sistema nacional interconectado incorporando los refuerzos recomendados, se presentan los resultados mediante tablas.

Tabla 17: Comparación 2023 – Época Húmeda.

Nombre	Nodo	Época Húmeda 2023 Sin Obras		Época Húmeda 2023 Con Obras	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
PUERTO BARRIOS	140027_PBA-692	63.199	91.59	69.476	100.69
STO. TOMÁS DE CASTILLA	140030_STC-69	63.2	91.59	69.476	100.69
PUERTO BARRIOS	1410_PBA-69	63.199	91.59	69.252	100.37
GENOR	1424_GEN-69	63.454	91.96	69.258	100.37
POPTÚN	1442_POP-69	64.828	93.95	69.189	100.27
PUERTO BARRIOS	1467_PBA-131	12.338	89.4	13.579	98.4
PUERTO BARRIOS	1468_PBA-132	12.299	89.12	13.545	98.15
POPTÚN	1477_POP-34	32.241	93.45	34.437	99.82
PETÉN (IXPANPAJUL)	1495_PET-69	62.772	90.97	69.773	101.12
SAYAXCHÉ	1719_SYX-69	65.172	94.45	69.685	100.99
LA LIBERTAD	1767_LLB-691	64.126	92.94	69.903	101.31
LA LIBERTAD	1768_LLB-69	64.09	92.88	69.916	101.33
LA LIBERTAD	1769_LLB-34	31.994	92.74	34.911	101.19

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Tabla 18: Comparación 2023 – Época Seca.

Nombre	Nodo	Época Seca 2023 Sin Obras		Época Seca 2023 Con Obras	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
POPTÚN	1442_POP-69	64.159	92.98	69.605	100.88
POPTÚN	1477_POP-34	31.917	92.51	34.658	100.46
PETÉN (IXPANPAJUL)	1495_PET-69	61.804	89.57	70.148	101.66
SAYAXCHÉ	1719_SYX-69	64.038	92.81	69.777	101.13
LA LIBERTAD	1767_LLB-691	63.084	91.43	70.118	101.62
LA LIBERTAD	1768_LLB-69	63.019	91.33	70.117	101.62
LA LIBERTAD	1769_LLB-34	31.455	91.17	35.009	101.48
POPTÚN	1477_POP-34	32.241	93.45	34.437	99.82
PETÉN (IXPANPAJUL)	1495_PET-69	62.772	90.97	69.773	101.12
SAYAXCHÉ	1719_SYX-69	65.172	94.45	69.685	100.99
LA LIBERTAD	1767_LLB-691	64.126	92.94	69.903	101.31
LA LIBERTAD	1768_LLB-69	64.09	92.88	69.916	101.33
LA LIBERTAD	1769_LLB-34	31.994	92.74	34.911	101.19

Fuente: Elaboración propia, MEM.

La tabla 17 muestra los resultados obtenidos tras la simulación del Sistema Nacional Interconectado añadiendo las obras recomendadas, la simulación corresponde a la temporada de invierno, puede observarse la mejora en los niveles de tensión para todos los nodos para los cuales se habían identificado transgresiones.

De la misma manera en la tabla 18 se muestran los nodos para los cuales hubo valores que superaban los límites permisibles y se comparan contra los resultados obtenidos en la simulación tras la incorporación de los refuerzos propuestos. Los nodos en su totalidad mejoran su nivel de tensión, ubi-

cándolos dentro del rango de desviaciones tolerables por la regulación, lo que garantiza la operación y permite tener un suministro de calidad.

Dentro de las obras propuestas se encuentran refuerzos cuya implementación está destinada mejorar el área comprendida por Mazatenango, se presentan unas tablas a manera de comparación para destacar los beneficios que incorporan a la red la implementación de estos refuerzos para esta zona.

Tabla 19: Comparación obra Mazatenango Época Seca.

Nodo	Época Seca 2023 Sin Obras		Época Seca 2023 Con Obras	
	Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
1130_CRU-230	227.938	99.1	228.672	99.42
1309_MAZ-69	68.612	99.44	69.722	101.05
1328_LMA-69	68.5	99.27	69.636	100.92
1336_LCR-69	69.531	100.77	70.193	101.73
1390_SOL-230	228.571	99.38	229.255	99.68
1824_STU-69	0	0	69.67	100.97
1835_PNA-69	68.403	99.13	69.152	100.22
1886_MAZ-692	0	0	69.867	101.26
1887_MAZ-132	0	0	13.944	101.05
1132_SIQ-230	231.632	100.71	232.033	100.88
1145_PGO-231	231.242	100.54	231.372	100.6
1146_PGO-230	231.259	100.55	231.388	100.6
1167_PNT-230	231.877	100.82	232.245	100.98
1110_LBR-231	229.985	99.99	230.366	100.16
180101_MAZ-230	0	0	231.049	100.46

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Con la intención de tener un método de comparación, se construyó una tabla con los resultados en nodos aledaños a la obra propuesta, producto de la simulación realizada, en la tabla se muestran las mejoras que incorporan los refuerzos en los niveles de tensión, además de liberar cargabilidad en los elementos asociados, tales como el transformador de la subestación Mazatenango 68/13.8 kV, cuyo valor se ve reducido en 43%, lo que beneficia y da la capacidad de seguir abasteciendo la demanda.

Tabla 20: Comparación Obra Mazatenango – 2023 Época Húmeda.

Nombre	Época Húmeda 2023 Sin Obras		Época Húmeda 2023 Con Obras	
	Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
1130_CRU-230	228.617	99.4	229.273	99.68
1309_MAZ-69	68.127	98.73	69.613	100.89
1328_LMA-69	68.053	98.63	69.572	100.83
1336_LCR-69	68.686	99.54	69.76	101.1
1359_MAZ-13	14.1	102.17	14.089	102.09
1390_SOL-230	230.091	100.04	230.472	100.21
1824_STU-69	0	0	69.562	100.82
1835_PNA-69	68.523	99.31	69.421	100.61
1886_MAZ-692	0	0	69.738	101.07
1887_MAZ-132	0	0	13.922	100.89
1132_SIQ-230	230.883	100.38	231.203	100.52
1145_PGO-231	231.447	100.63	231.381	100.6
1146_PGO-230	231.447	100.63	231.381	100.6
1167_PNT-230	230.978	100.43	231.301	100.57
1110_LBR-231	231.335	100.58	231.5	100.65
180101_MAZ-230			231.326	100.58

Fuente: Elaboración propia, MEM.

De la misma forma que en época seca, se simuló el SNI, considerando los refuerzos propuestos, nuevamente puede observarse los beneficios que tiene el incluir las obras, ya que estas preparan la red para soportar las demandas crecientes que tiene el mercado eléctrico nacional.

19.2 Período 2023 - 2028

19.2.1 Evaluación de la red de transporte 2023-2028

En esta sección se busca evaluar el comportamiento que tendrá la red para el año 2028, para este caso se realizó la simulación incorporando las obras recomendadas para el 2023 y se analizan los parámetros y zonas necesarias que permitan identificar áreas que necesitan ser reforzadas.

Derivado del Análisis de flujo de potencia realizado identificaron los nodos cuyos niveles de tensión superan los límites permisibles, dichos nodos se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 21: Nodos con Transgresiones 2028, Época Seca.

Nombre	Nodo	Época Seca 2028 Sin Obras	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)
COATEPEQUE	1302_COA-69	64.97	94.16
MELENDREZ	1310_MEL-69	64.75	93.84
PORVENIR	1312_POR-69	65.31	94.65
ZACUALPA	1326_ZCP-69	65.08	94.32
COATEPEQUE	1876_COA-692	64.81	93.92

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Los nodos que presentan problemas con los límites se ubican en las regiones Sur-Occidente y Nor-Occidente, por lo que estas áreas serán objeto de análisis para la incorporación de refuerzos a estas zonas, estos valores corresponden a la simulación del Sistema Nacional Interconectado –SNI- en época de verano, para la simulación en época de invierno no se tuvieron trasgresiones en nodos para este período. Adicionalmente se realizó el análisis de contingencias evidenciando el colapso del área sur occidental por bajo voltaje, derivado de la ocurrencia de falla de cualquiera de las líneas de transmisión dispuestas radialmente entre San Marcos 69kV – Los Brillantes 69 kV y San Marcos 69 kV – Coatepeque 69 kV.

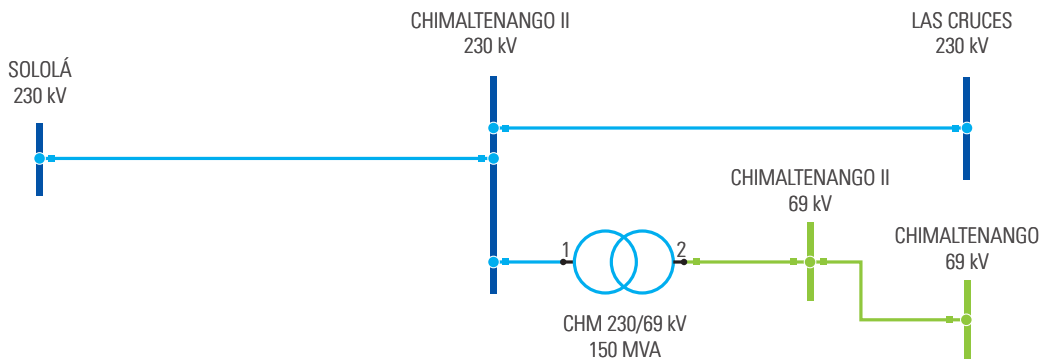
19.2.2 Refuerzos recomendados 2023-2028

Derivado de las necesidades identificadas en el apartado “Evaluación de la Red De Transporte 2023-2028” y de otros nodos cuyo nivel de voltaje operan cerca de los límites permisibles, se recomienda reforzar la red con las siguientes obras:

Subestación Chimaltenango II y obras aledañas

- Subestación Chimaltenango II 230/69 kV, 150 MVA
- Ampliación en 69 kV de la subestación existente Chimaltenango 69/13.8 kV
- Línea de transmisión Chimaltenango II – Chimaltenango a 69 kV
- Trabajos de adecuación en la línea de transmisión en construcción, Las Cruces – Sololá (PET-1-2009) a 230 kV y su conexión en subestación Chimaltenango II 230 kV.

Ilustración 27. Refuerzos Chimaltenango



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 28: Refuerzos Chimaltenango II.

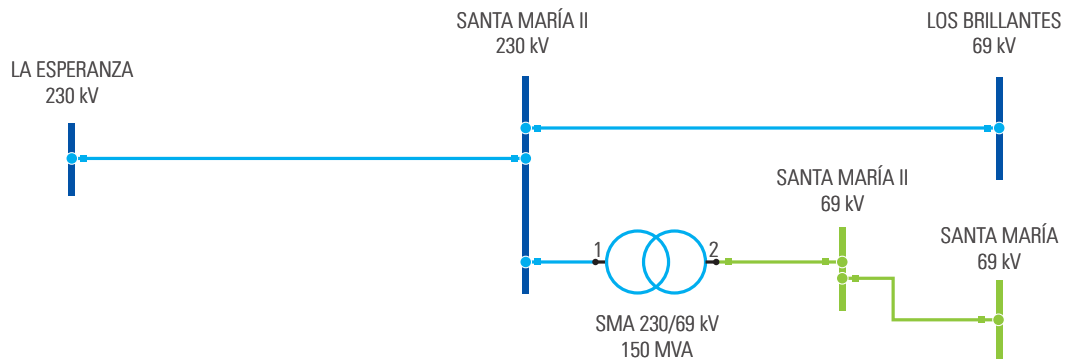


Fuente: Elaboración propia, MEM.

Subestación Santa María II y obras aledañas

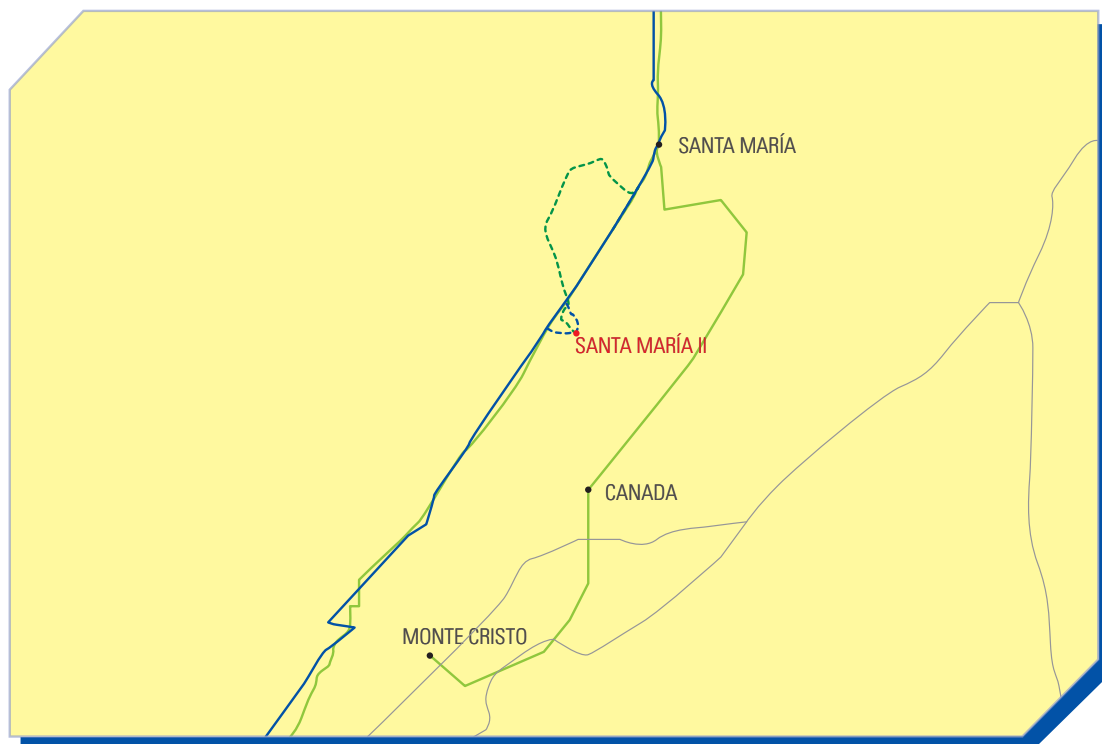
- Subestación Santa María II 230/69 kV, 150 MVA
- Ampliación en 69 kV de la subestación existente Santa María 69/13.8 kV
- Línea de Transmisión Santa María II – Santa María a 69 kV
- Trabajos de adecuación en la línea de transmisión La Esperanza – Los Brillantes a 230 kV y su conexión en subestación Santa María II 230 kV

Ilustración 29. Refuerzos Santa María II



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 30: Refuerzos Santa María II.

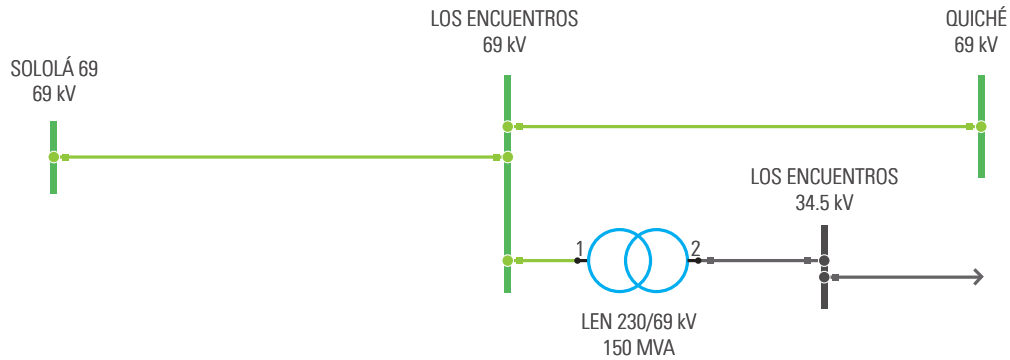


Fuente: Elaboración propia, MEM.

Subestación Los Encuentros y obras aledañas

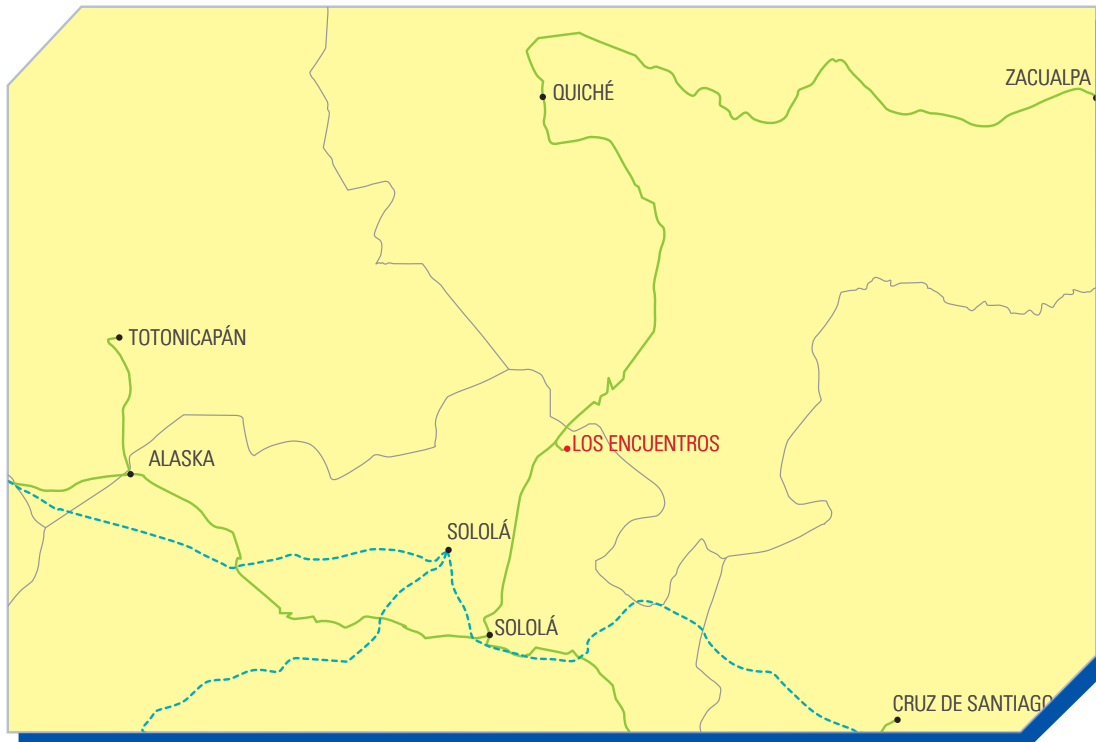
- Subestación Los Encuentros 69/34.5 kV, 14 MVA
- Trabajos de adecuación en la línea de transmisión Sololá (PET-1-2009) – Quiché a 69 kV y su conexión a subestación Los Encuentros.

Ilustración 31. Refuerzo Los Encuentros.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 32: Refuerzos los Encuentros.

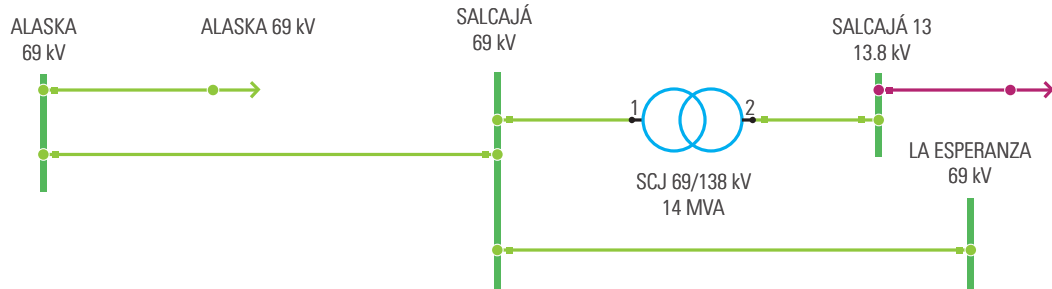


Fuente: Elaboración propia, MEM.

Subestación Salcajá y obras aledañas

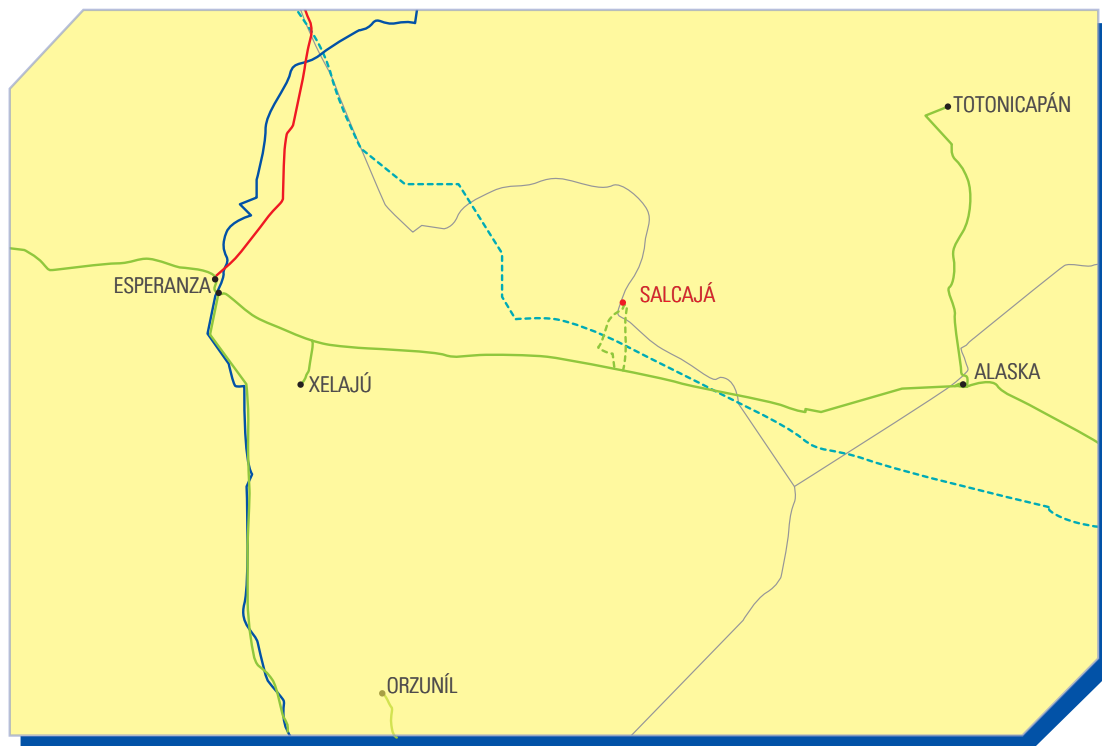
- Subestación Salcajá 69/13.8 kV, 14 MVA
- Trabajos de adecuación en la línea de transmisión La Esperanza – Alaska a 69 kV y su conexión a subestación Salcajá.

Ilustración 33. Refuerzos Salcajá



Fuente: Elaboración propia.

Ilustración 34: Refuerzos Salcajá.

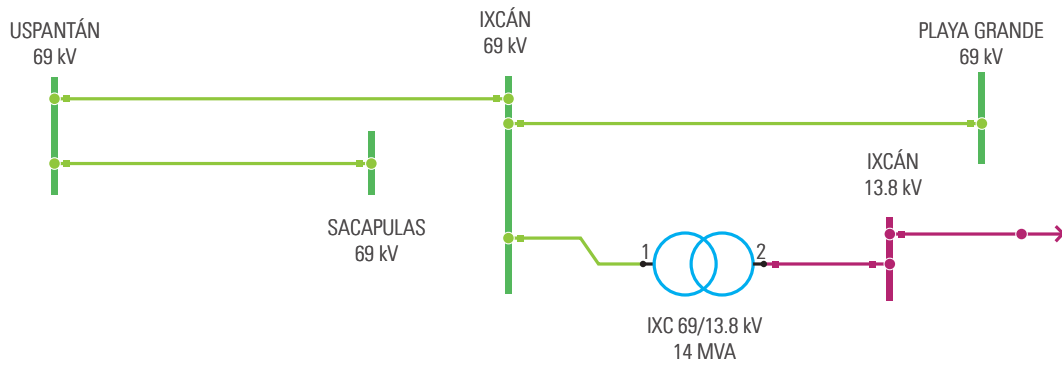


Fuente: Elaboración propia, MEM.

Subestación Ixcán y obras aledañas

- Subestación Ixcán 69/13.8 kV, 14 MVA
- Ampliación subestación existente Uspantán 69 kV
- Ampliación subestación existente Playa Grande 69 kV
- Línea de transmisión Uspantán – Ixcán a 69 kV
- Línea de transmisión Ixcán – Playa Grande a 69 kV

Ilustración 35. Refuerzos Ixcán



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 36: Refuerzos Ixcán.

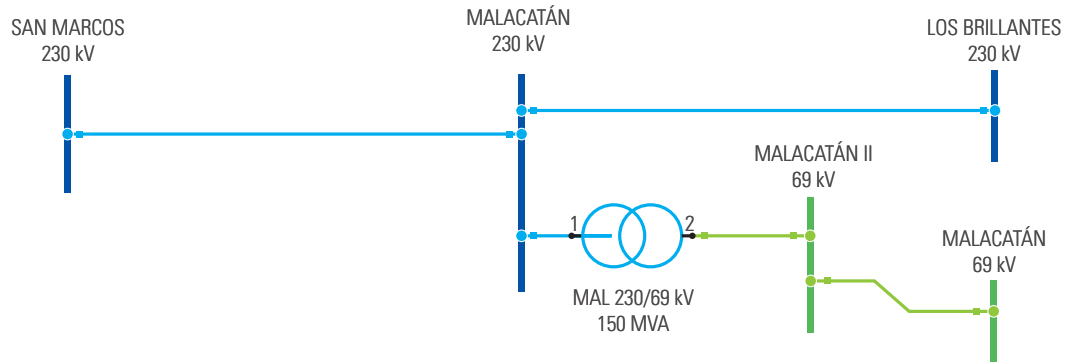


Fuente: Elaboración propia, MEM.

Subestación Malacatán II y obras aledañas

- Subestación Malacatán II 230/69 kV, 150 MVA
- Ampliación subestación existente Los Brillantes en 230 kV
- Ampliación subestación San Marcos II (en construcción, PETNAC-2014) en 230 kV
- Línea de transmisión Malacatán II – Los Brillantes a 230 kV
- Línea de transmisión Malacatán II – San Marcos a 230 kV
- Línea de transmisión Malacatán II – Malacatán a 69 kV
- Banco de reactores subestación San Marcos II 30 MVAR 230 kV

Ilustración 37: Refuerzos Malacatán.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 38: Refuerzos Malacatán.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Subestación Madre Tierra y obras aledañas

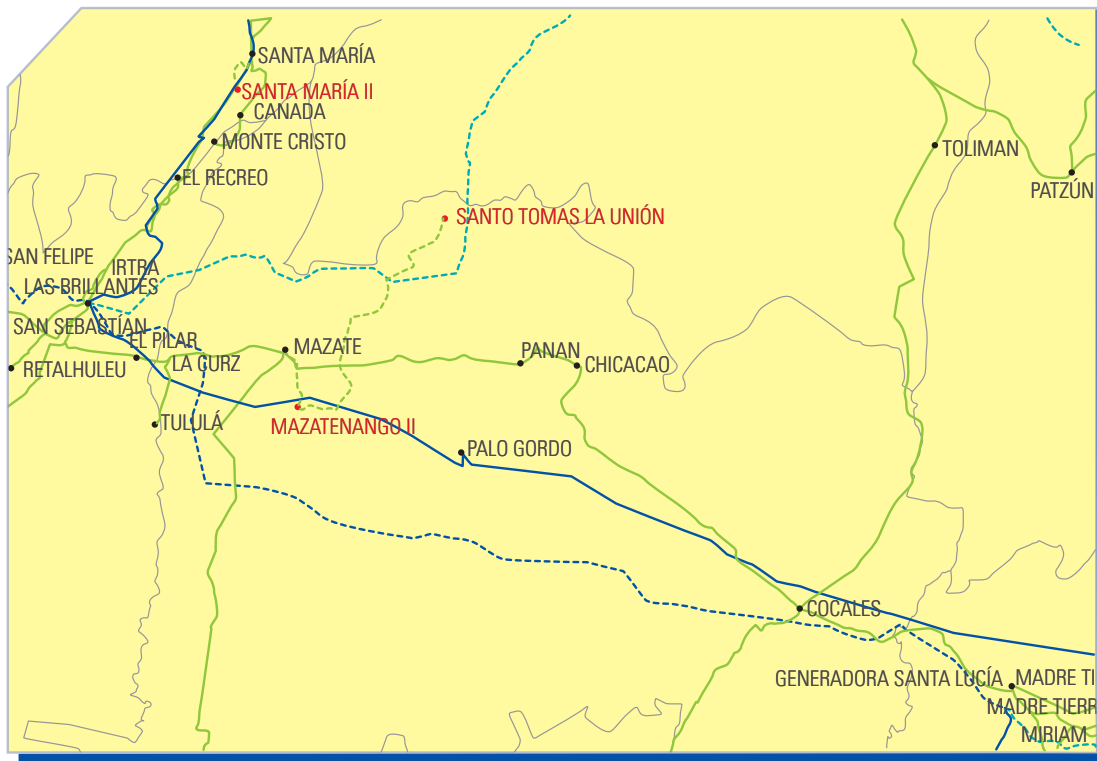
- Ampliación subestación Los Brillantes en 230 kV
- Ampliación subestación Madre Tierra en 230 kV
- Línea de transmisión Los Brillantes – Madre Tierra a 230 kV.

Ilustración 39: Refuerzos en 230 KV, Los Brillantes – Madre Tierra.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 40: Refuerzos en 230 KV, Los Brillantes – Madre Tierra.

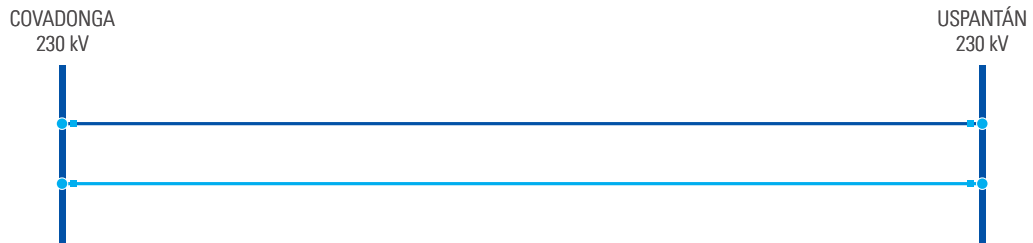


Fuente: Elaboración propia, MEM.

Refuerzos Subestación Covadonga - Uspantán

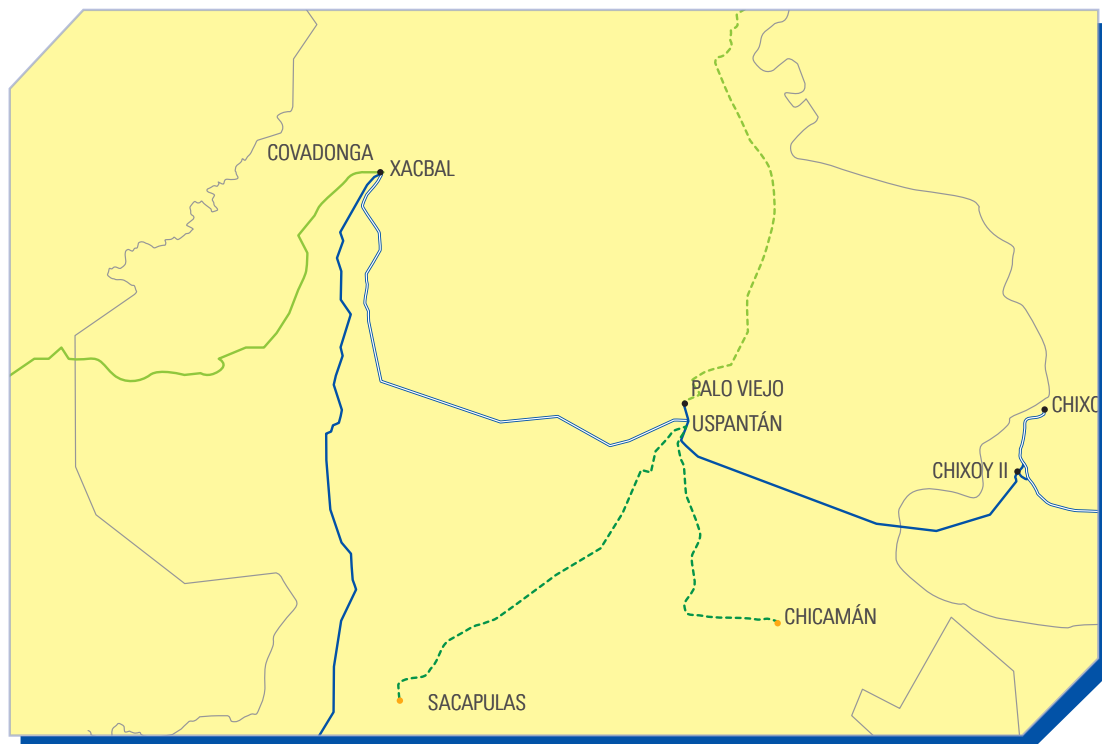
- Segundo circuito línea de transmisión Covadonga – Uspantán a 230 kV
- Banco de reactores subestación Covadonga 30 MVAR 230 kV
- Banco de reactores subestación Uspantán 30 MVAR 230 kV

Ilustración 41: Refuerzos en 230 KV, Covadonga - Uspantán.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 42: Refuerzos en 230 KV, Covadonga – Uspantán.

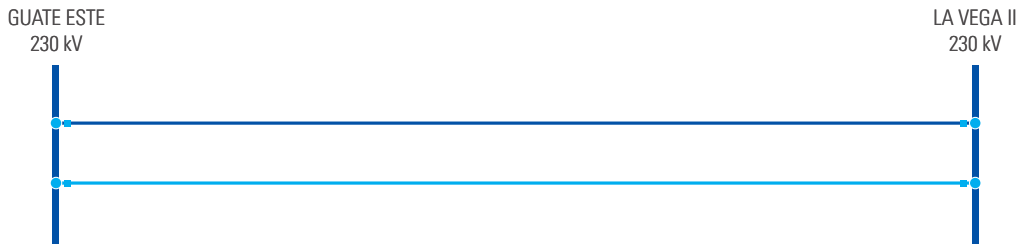


Fuente: Elaboración propia, MEM.

Refuerzos Subestación Guate Este

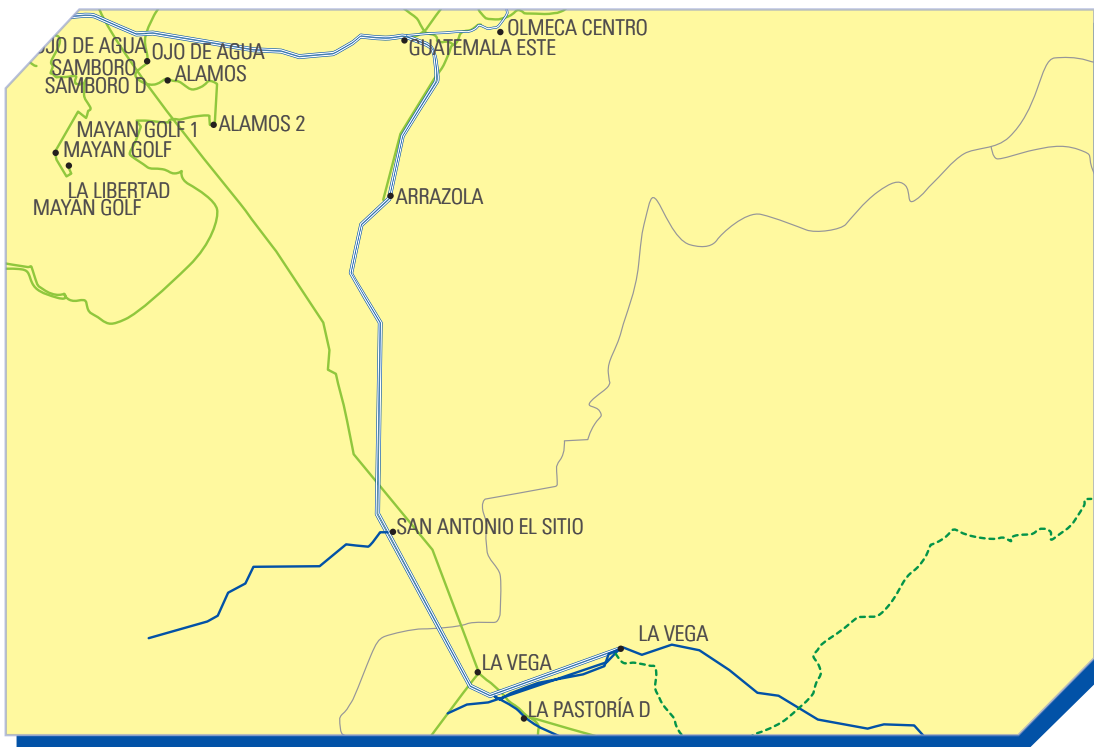
- Segundo circuito línea de transmisión Guate Este – La Vega II a 230 kV

Ilustración 43: Refuerzos en 230 KV, Guate Este – La Vega II.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 44: Refuerzos en 230 KV, Guate Este – La Vega II.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

19.2.3 Evaluación de mejoras por refuerzos recomendados 2023-2028

Para la evaluación de los beneficios y efectividad de los refuerzos propuestos, se realizó la simulación incorporando dichos refuerzos, ya que los niveles críticos se presentan en la época de verano, se presenta una tabla comparativa incluyendo los niveles de tensión con refuerzos y sin refuerzos de esta época con el objetivo de analizar las mejoras que incorpora la adición de las obras descritas en las tablas anteriores.

A continuación, se presenta una descripción en donde se evalúan en nodos y elementos aledaños los beneficios que se obtienen al agregar las siguientes obras:

CHIMALTENANGO II-LAS CRUCES

La inclusión de la obra Chimaltenango II – Las Cruces ofrece mejoras a la red, como se observa en las tablas 22 y 23 los voltajes en los nodos aledaños mantienen sus valores dentro de los rangos permisibles.

Tabla 22: Comparación nodos aledaños Obra Chimaltenango II – Las Cruces, Época Seca.

Nombre	ID	Epoca Seca sin obras 2028		Epoca Seca con obras 2028	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
La Esperanza	1119_ESP-230	229.484	99.78	231.313	100.57
San Marcos II	1868_SMA-230	0.00	0.00	231.759	100.76
Los Brillantes	1110_LBR-231	232.521	101.1	232.161	100.94
Mazatenango II	180101_MAZ-230	232.558	101.11	232.588	101.13
Sololá	1390_SOL-230	229.828	99.93	229.903	99.96

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Tabla 23: Comparación nodos aledaños Obra Chimaltenango II – Las Cruces, Época Húmeda.

Nombre	ID	Época Húmeda Sin Obras 2028		Época Húmeda Con Obras 2028	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
La Esperanza	1119_ESP-230	235.849	102.54	238.205	103.57
San Marcos II	1868_SMA-230	0	0	237.959	103.46
Los Brillantes	1110_LBR-231	233.674	101.6	237.064	103.07
Mazatenango II	180101_MAZ-230	233.375	101.47	236.485	102.82
Sololá	1390_SOL-230	234.026	101.75	235.488	102.39

Fuente: Elaboración propia, MEM.

SANTA MARIA II-LA ESPERANZA

En las tablas 24 y 25 se observa que la inclusión de la obra mantiene los nodos en los límites permisibles por la regulación actual, para época seca y húmeda, brindando una mejor regulación de tensión en esta área de la red de transmisión.

Tabla 24: Comparación nodos aledaños Obra Santa María – La Esperanza 230 KV, Época Húmeda.

Nombre	ID	Época Húmeda Sin Obras 2028		Época Húmeda Con Obras 2028	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
Esperanza	1119_ESP-230	235.849	102.54	231.313	100.57
San Marcos II	1868_SMA-230	0.00	0.00	231.759	100.76
Los Brillantes	1110_LBR-231	233.674	101.6	232.161	100.94
Mazatenango II	180101_MAZ-230	233.375	101.47	232.588	101.13
Sololá	1390_SOL-230	234.026	101.75	229.903	99.96

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Tabla 25: Comparación nodos aledaños Obra Santa María- La Esperanza 230 KV, Época seca.

Nombre	ID	Epoca Seca sin obras 2028		Epoca Seca con obras 2028	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
Esperanza	1119_ESP-230	229.484	99.78	231.313	100.57
San Marcos II	1868_SMA-230	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Brillantes	1110_LBR-231	232.521	101.1	232.161	100.94
Mazatenango II	180101_MAZ-230	232.558	101.11	232.588	101.13
Sololá	1390_SOL-230	229.828	99.93	229.903	99.96

Fuente: Elaboración propia, MEM.

SOLOLÁ-QUICHÉ

La tabla 26 refleja que la inclusión de esta obra, mejora los niveles de voltaje en la época húmeda, manteniendo sin transgresión los nodos aledaños.

Tabla 26: Comparación nodos aledaños Obra Sololá-Quiché, Época Húmeda.

Nombre	ID	Época Húmeda Sin Obras 2028		Época Húmeda Con Obras 2028	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
Sololá	1315_SOL-69	69.60	100.87	69.94	101.37
Quiché	1313_QUI-69	68.65	99.49	67.42	97.71
Los Encuentros	1884_LEN-69	0.00	0.00	68.40	99.13
Patzún	1810_PAT-69	68.08	98.67	70.44	102.09
Tolimán	1833_TOL-69	68.99	99.98	69.14	100.20
Santa Lucia Reforma	1898_SLR-69	68.50	99.27	67.26	97.48
Zacualpa	1326_ZCP-69	68.12	98.72	66.91	96.98

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Tabla 27: Comparación nodos aledaños Obra, Sololá-Quiché, Época Seca.

Nombre	ID	Época Seca sin obras 2028		Época Seca con obras 2028	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
Sololá	1315_SOL-69	68.45	99.20	69.81	101.17
Quiché	1313_QUI-69	65.81	95.37	67.27	97.49
Los Encuentros	1884_LEN-69	0.00	0.00	68.47	99.23
Patzún	1810_PAT-69	66.72	96.69	70.56	102.26
Tolimán	1833_TOL-69	67.91	98.42	68.87	99.81
Santa Lucia Reforma	1898_SLR-69	65.62	95.10	67.09	97.24
Zacualpa	1326_ZCP-69	65.15	94.42	66.64	96.58

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Para la época seca se observa en la Tabla 27 que la obra propuesta eleva los niveles de voltaje en los nodos de Santa Lucía Reforma, Quiché y Zacualpa, evitando que estos continúen por debajo de los límites permisibles.

ALASKA-LA ESPERANZA

En la tabla 28 se describe la comparación de los niveles de voltaje en nodos aledaños a la obra propuesta, se observa que los niveles de voltaje presentan una mejor regulación de tensión.

Tabla 28: Comparación nodos aledaños Obra Alaska – La Esperanza, Época Húmeda.

Nombre	ID	Época Húmeda Sin Obras 2028		Época Húmeda Con Obras 2028	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
Salcajá	1891_SCJ-69	0.00	0.00	69.65	100.94
Xelajú	1329_XEL-69D	70.29	101.86	70.25	101.81
Alaska	1318_ALK-69	69.26	100.37	69.22	100.32
Sololá	1315_SOL-69	69.60	100.87	69.91	101.32
Totonicapán	1317_TOT-69	68.73	99.61	68.69	99.55

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Para el análisis en la época seca, los niveles de voltaje se mantienen dentro de los límites permisibles de acuerdo a la regulación actual.

Tabla 29: Comparación nodos aledaños Obra Alaska – La Esperanza, Época Seca.

Nombre	ID	Epoca Seca sin obras 2028		Epoca Seca con obras 2028	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
Salcajá	1891_SCJ-13	0	0	13.63	98.77
Salcajá	1890_SCJ-69	0	0	68.266	98.94
Xelajú	1329_XEL-69D	69.258	100.37	69.003	100
Alaska	1318_ALK-69	68.017	98.58	67.72	98.14
Sololá	1315_SOL-69	68.447	99.2	68.533	99.32
Totonicapán	1317_TOT-69	67.356	97.62	67.052	97.18

Fuente: Elaboración propia, MEM.

MALACATÁN-LOS BRILLANTES

Tabla 30: Comparación Nodos con Transgresiones Malacatán – Los Brillantes 2028, Época Seca.

Nombre	ID	Epoca Seca sin obras 2028		Epoca Seca con obras 2028	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
COATEPEQUE	1302_COA-69	64.97	94.16	67.64	98.02
MELENDREZ	1310_MEL-69	64.75	93.84	68.18	98.81
PORVENIR	1312_POR-69	65.31	94.65	69.57	100.83
ZACUALPA	1326_ZCP-69	65.08	94.32	66.64	96.58
COATEPEQUE	1876_COA-692	64.81	93.92	67.48	97.79

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Tras la Simulación en época seca, puede observarse que los niveles de tensión mejoran al incluir las obras propuestas: San Marcos – Malacatán – Brillantes, Los Encuentros y la obra nueva en Ixcán, posicionándolos dentro del rango tole-

nable definido por la regulación actual, lo que hace posible mejorar la calidad del suministro en las regiones evaluadas. Cabe destacar que en este análisis se evalúan los nodos que presentan transgresiones.

GUATE ESTE-LA VEGA (SEGUNDO CIRCUITO)

Para el caso del refuerzo propuesto, segundo circuito en las líneas Guatemala Este – La Vega II, se presentan los niveles de voltaje en la tabla posterior, cabe destacar que la incorporación de esta obra tiene su importancia en la reducción de cargabilidad del primer circuito, además de garantizar la confiabilidad ante la ocurrencia de una contingencia doble.

Tabla 31: Comparación Obra Guate Este – La Vega II 2032, Época Húmeda.

Nombre	ID	Época Húmeda Sin Obras 2028		Época Húmeda Con Obras 2028	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
AGUACAPA	1101_AGU-230	232.764	101.2	234.365	101.9
GUATEMALA ESTE	1107_GES-231	230.833	100.36	232.982	101.3
GUATEMALA NORTE	1108_GNO-231	231.535	100.67	233.65	101.59
GUATEMALA SUR	1109_GSU-231	230.732	100.32	232.864	101.25
LA VEGA II	1124_LVG-230	231.611	100.7	233.386	101.47
MOYUTA	1129_MOY-232	229.423	99.75	231.456	100.63
PACÍFICO	1140_PAC-230	232.816	101.22	234.555	101.98
SAN ANTONIO EL SITIO	1170_SNT-231	231.344	100.58	233.267	101.42
SAN ANTONIO EL SITIO	1171_SNT-230	231.345	100.58	233.268	101.42
GUATEMALA ESTE G.	12066_GEG-692	69.882	101.28	69.451	100.65
JAGUAR ENERGY	1908_JEN-230	233.079	101.34	234.532	101.97
AHUACHAPÁN (EL SALVADOR)	28161_AHU-230	229.074	99.6	231.067	100.46

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Tabla 32: Comparación Obra Guate Este – La Vega II 2032, Época Seca.

Nombre	ID	Epoca Seca sin obras 2028		Epoca Seca con obras 2028	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
AGUACAPA	1101_AGU-230	229.493	99.78	231.131	100.49
GUATEMALA ESTE	1107_GES-231	225.235	97.93	227.727	99.01
GUATEMALA NORTE	1108_GNO-231	225.443	98.02	227.78	99.03
GUATEMALA SUR	1109_GSU-231	225.374	97.99	227.783	99.04
LA VEGA II	1124_LVG-230	226.646	98.54	228.738	99.45
MOYUTA	1129_MOY-232	223.742	97.28	225.624	98.1
PACÍFICO	1140_PAC-230	229.646	99.85	231.274	100.55
SAN ANTONIO EL SITIO	1170_SNT-231	226.124	98.31	228.374	99.29
SAN ANTONIO EL SITIO	1171_SNT-230	226.125	98.32	228.374	99.29
GUATEMALA ESTE G.	12066_GEG-692	69.627	100.91	70.015	101.47
JAGUAR ENERGY	1908_JEN-230	230.597	100.26	231.959	100.85
AHUACHAPÁN (EL SALVADOR)	28161_AHU-230	223.502	97.17	225.453	98.02

Fuente: Elaboración propia, MEM.

COVADONGA-USPANTÁN (SEGUNDO CIRCUITO)

Para el segundo circuito Covadonga – Uspantán, se analizaron los nodos aledaños a la línea de transmisión referida, los niveles de tensión se presentan en la tabla posterior, esta obra aumenta la confiabilidad en la zona, permitiendo mantener la continuidad de operación ante una ocurrencia de una falla en cualquiera de las líneas. Esta obra mejora el desempeño de la red en 230 kV, reforzando la zona de potencial hídrico, garantizando la capacidad de evacuar la generación para futuras explotaciones de dicho recurso. En la tabla también se presentan los niveles de tensión incluyendo compensación reactiva inductiva, lo cual evidencia la necesidad de nueva compensación en los nodos Uspantán, Covadonga y San Marcos II, dichas compensaciones tienen una capacidad de 30 MVAR en cada nodo.

Tabla 33: Comparación Obra Covadonga – Uspantán 2032, Época Húmeda.

Nombre	ID	Época Húmeda Sin Obras 2028		Época Húmeda Con Obras 2028		Epoca Húmeda Con Compensación reactiva	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
CHIXOY II	1141_CHX-233	236.834	102.97	238.147	103.54	231.956	100.85
PALO VIEJO	1823_PVI-230	237.546	103.28	238.965	103.9	231.405	100.61
XACBAL	1832_XAC-230	237.722	103.36	239.218	104.01	231.602	100.7
COVADONGA	1840_COV-230	237.707	103.35	239.211	104	231.59	100.69
HUEHUETENANGO II	1841_HUE-232	235.497	102.39	237.862	103.42	230.859	100.37
CHIANTLA	1843_CHN-230	235.808	102.53	237.724	103.36	231.582	100.69
USPANTÁN	1845_USP-230	237.521	103.27	238.952	103.89	231.372	100.6

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Asimismo puede observarse que para la época seca, no existen transgresiones de límites, ya que el despacho de época seca coincide con la época de zafra desplazando parte de la generación con recurso hídrico.

Tabla 34: Comparación Obra Covadonga – Uspantán 2032, Época Seca.

Nombre	ID	Epoca Seca sin obras 2032		Epoca Seca con obras 2032	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
CHIXOY II	1141_CHX-233	230.396	100.17	231.956	100.85
PALO VIEJO	1823_PVI-230	229.945	99.98	231.405	100.61
XACBAL	1832_XAC-230	230.139	100.06	231.602	100.7
COVADONGA	1840_COV-230	230.125	100.05	231.59	100.69
HUEHUETENANGO II	1841_HUE-232	229.287	99.69	230.859	100.37
CHIANTLA	1843_CHN-230	230.05	100.02	231.582	100.69
USPANTÁN	1845_USP-230	229.906	99.96	231.372	100.6

Fuente: Elaboración propia, MEM.

LOS BRILLANTES – MADRE TIERRA

La línea de transmisión de la subestación Los Brillantes hacia la subestación Madre Tierra en el nivel de 230 kV fortalece la evacuación de generación de los ingenios azucareros y la interconexión con México, brindando la estabilidad de tensión en dicha zona.

Tabla 35: Comparación Obra Los Brillantes – Madre Tierra 2032, Época Húmeda.

Nombre	ID	Época Húmeda Sin Obras 2032		Época Húmeda Con Obras 2032		Epoca Húmeda Con Compensación reactiva	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
LOS BRILLANTES	1110_LBR-231	233.674	101.6	237.064	103.07	232.161	100.94
LA UNIÓN	1165_LUN-230	233.474	101.51	235.517	102.4	232.925	101.27
PANTALEÓN	1167_PNT-230	233.168	101.38	235.167	102.25	232.518	101.09
MADRE TIERRA	1169_MTI-230	233.353	101.46	235.538	102.41	232.879	101.25
MADRE TIERRA	12329_MTI-691	70.007	101.46	70.662	102.41	70.109	101.61
SOLOLÁ	1390_SOL-230	234.026	101.75	235.488	102.39	229.903	99.96
MALACATÁN II	180100_MAL-230	0	0	238.631	103.75	231.002	100.44
MAZATENANGO II	180101_MAZ-230	233.375	101.47	236.485	102.82	232.588	101.13
SAN MARCOS II	1868_SMA-230	0	0	237.959	103.46	231.759	100.76

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Para época seca, tal como lo muestra la tabla previa, los valores se mantienen en los rangos aceptables, por lo que se puede apreciar la mejoría que presenta la inclusión de una nueva línea de transmisión Los Brillantes – Madre Tierra, aunado a las obras que son parte del PETNAC-2014 y de los períodos analizados anteriormente.

Tabla 36: Comparación Obra Los Brillantes – Madre Tierra 2032, Época Seca.

Nombre	ID	Epoca Seca sin obras 2032		Epoca Seca con obras 2032	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
LOS BRILLANTES	1110_LBR-231	232.521	101.1	232.161	100.94
LA UNIÓN	1165_LUN-230	231.974	100.86	232.925	101.27
PANTALEÓN	1167_PNT-230	231.509	100.66	232.518	101.09
MADRE TIERRA	1169_MTI-230	231.967	100.86	232.879	101.25
MADRE TIERRA	12329_MTI-691	69.879	101.27	70.109	101.61
SOLOLÁ	1390_SOL-230	229.828	99.93	229.903	99.96
MALACATÁN II	180100_MAL-230	0	0	231.002	100.44
MAZATENANGO II	180101_MAZ-230	232.558	101.11	232.588	101.13
SAN MARCOS II	1868_SMA-230	0	0	231.759	100.76

Fuente: Elaboración propia, MEM.

19.3 Período 2028-2032

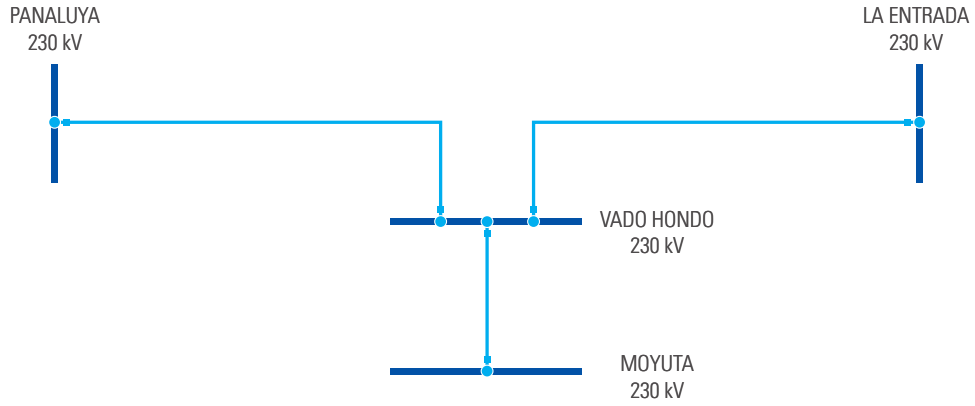
19.3.1 Evaluación de la red de transporte 2028-2032

Para el período de largo plazo 2028-2032, se evalúan obras que refuercen la red de 230 kV, analizando obras que brinden la confiabilidad en las interconexiones hacia El Salvador y hacia Honduras, una línea que garantice la seguridad operativa del anillo Pacífico Sur región con alta concentración de energía por biomasa.

19.3.2 Refuerzos recomendados 2028-2032

- Ampliación subestación Moyuta en 230 kV
- Subestación Vado Hondo 230/138 kV
- Línea de transmisión Vado Hondo – Moyuta a 230 kV
- Trabajos de adecuación en la línea de transmisión Panaluya – La Entrada a 230 kV y su conexión a la subestación Vado Hondo 230 kV
- Banco de reactores en la subestación Vado Hondo 20 MVAR 230 kV

Ilustración 45: Refuerzos en 230 KV, Panaluya – La Entrada.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

Ilustración 46: Refuerzos en 230 KV, Panaluya – La Entrada.



Fuente: Elaboración propia, MEM.

19.3.3 Evaluación de mejoras por refuerzos recomendados 2028-2032

Principalmente se analiza llevar a cabo una adecuación de la línea Panaluya – La Entrada (Honduras) a 230 kV y conectarla a la subestación nueva Vaho Hondo que tendrá conexión con la subestación Moyuta 230 kV, la cual está cercana a la frontera con El Salvador. Con el objetivo de determinar una mayor transferencia de potencia, al analizar la adecuación propuesta los nodos se mantienen en los niveles permitidos por la regulación como se puede observar en las tablas 37 y 38.

Tabla 37: Comparación Obra Panaluya – La Entrada 2032, Época Seca.

Nombre	ID	Epoca Seca sin obras 2032		Epoca Seca con obras 2032	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
MOYUTA	1125_MOY-231	222.606	96.79	225.409	98
MOYUTA	1126_MOY-230	222.6	96.78	225.424	98.01
MOYUTA	1129_MOY-232	222.725	96.84	225.484	98.04
MOYUTA	1434_MOY-138	140.361	101.71	140.249	101.63
MORALES	1732_MOR-230	229.556	99.81	229.71	99.87
SAN AGUSTÍN	1771_SAS-230	227.109	98.74	227.607	98.96
LA ENTRADA (HONDURAS)	3183_SNC-230	230.016	100.01	229.388	99.73

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Tabla 38: Comparación Obra Panaluya – La Entrada 2032, Época Húmeda.

Nombre	ID	Época Húmeda Sin Obras 2032		Época Húmeda Con Obras 2032	
		Voltaje (kV)	Voltaje (%)	Voltaje (kV)	Voltaje (%)
MOYUTA	1125_MOY-231	222.535	96.75	224.524	97.62
MOYUTA	1126_MOY-230	222.517	96.75	224.524	97.62
MOYUTA	1129_MOY-232	222.673	96.81	224.629	97.66
MOYUTA	1434_MOY-138	141.223	102.34	140.305	101.67
MORALES	1732_MOR-230	228.29	99.26	228.144	99.19
SAN AGUSTÍN	1771_SAS-230	226.95	98.67	226.931	98.67
LA ENTRADA (HONDURAS)	3183_SNC-230	227.865	99.07	227.764	99.03

Fuente: Elaboración propia, MEM.

Se observa en los resultados, en época seca los valores de voltaje mejoran considerablemente, colocándose dentro del rango ideal, es decir cercano al 100%.

20

PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE

Para el período comprendido entre los años 2018-2023, considerando la incorporación de los refuerzos propuestos para este período a partir del año 2022, se estima un ahorro de 10,660 MWh, derivado de la reducción de pérdidas en el sistema de transporte. Utilizando los costos marginales promedio de la energía, de cada semestre, proyectados en el Plan Indicativo de Generación 2018-2032, esta reducción tiene un ahorro asociado de \$445,993.80. Adicionalmente este ahorro evita la liberación de 5,199 Toneladas de CO₂ equivalentes. Asimismo, para el período 2023-2028, se estima una reducción de pérdidas de 152,259.75 MWh, esta reducción permite el ahorro de \$8,198,289.18. Finalmente, para el período comprendido entre los años 2028-2032, se estima una reducción de pérdidas de 153,785.45 MWh, dicha reducción tiene un ahorro asociado de \$11,782,509.13. En total, para el período 2018-2032 se tiene un ahorro estimado de \$20,426,792.12. Por la parte ambiental, la reducción de pérdidas en el Sistema de Transporte evita la liberación de 316,706 Toneladas de CO₂ equivalentes, contribuyendo con el cumplimiento de los compromisos ambientales adquiridos internacionalmente.

Ahorro	Ahorro de Energía (MWh)	Ton CO ₂ Equivalente
\$ 20,426,792.12	316,705	154,457

21

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN DE OBRAS PROPUESTAS

Los costos estimados de inversión de las obras propuestas en el Plan de Expansión de Transmisión, de acuerdo a los precios actuales y utilizando la última tasa de inflación presentada, se detallan por periodo de estudio.

El costo total aproximado del Plan de Expansión de Transmisión es de USD \$ 205,248,793.43.

21.1 Período 2018-2023:

Tabla 39. Estimación de costos de obras asociadas al período 2018-2023

DESCRIPCIÓN		COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
Puerto Barrios II 230/69 kV, 150 MVA	Q	56,936,995.49	\$ 7,759,843.14
Petén II 230/69 kV, 150 MVA	Q	46,117,865.10	\$ 6,285,322.86
Mazatenango II 230/69/13.8 kV, 150 MVA, 28 MVA	Q	61,904,442.93	\$ 8,436,847.83
Santo Tomás la Unión 69/13.8 kV, 10/14 MVA	Q	19,409,532.14	\$ 2,645,291.06
Subestación Morales 230 kV	Q	6,076,652.67	\$ 828,176.32
Subestación Izabal 230 kV	Q	6,076,652.67	\$ 828,176.32
Subestación Genor 69 kV	Q	4,313,041.19	\$ 587,816.81
Subestación Petén (Ixpanpajul) 69 kV	Q	3,303,149.06	\$ 450,180.39
Subestación Mazatenango 69 kV	Q	3,304,195.96	\$ 450,323.07
Morales - Puerto Barrios II 230 kV	Q	76,481,227.16	\$ 10,423,492.16
Izabal - Petén II 230 kV	Q	290,628,663.21	\$ 39,609,270.22
Petén II - Petén 69 kV	Q	3,441,655.22	\$ 469,057.15
Puerto Barrios II - Genor 69 kV	Q	1,912,030.68	\$ 260,587.30
Mazatenango - Mazatenango II 69 kV	Q	3,824,061.36	\$ 521,174.61
Mazatenango II - Santo Tomás la Unión 69 kV	Q	15,296,245.43	\$ 2,084,698.43
LT Los Brillantes - Palo Gordo 230 kV a SE Mazatenango II	Q	1,529,624.54	\$ 208,469.84
	Q	600,556,034.81	\$ 81,848,727.52

21.2 Período 2023-2028:

Tabla 40. Estimación de costos de obras asociadas al período 2023-2028

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
Chimaltenango II 230/69 kV, 150 MVA	Q 51,122,073.21	\$ 6,967,337.60
Santa María 230/69 kV, 150 MVA	Q 50,501,747.64	\$ 6,882,794.51
Los Encuentros 69/13.8 kV, 10/14 MVA	Q 22,172,391.14	\$ 3,021,836.26
Salcajá 69/13.8 kV, 10/14 MVA	Q 18,702,911.51	\$ 2,548,986.97
Ixcán 69/13.8 kV, 10/14 MVA	Q 19,254,478.56	\$ 2,624,159.08
Malacatán II 230/69 kV, 150 MVA	Q 47,501,631.90	\$ 6,473,914.01
Subestación Chimaltenango 69 kV	Q 4,556,095.29	\$ 620,942.23
Subestación Santa María 69 kV	Q 3,327,227.76	\$ 453,462.03
Subestación Playa Grande 69 kV	Q 3,304,195.96	\$ 450,323.07
Subestación Uspantán 69 kV	Q 3,304,195.96	\$ 450,323.07
Subestación Malacatán 69 kV	Q 3,304,195.96	\$ 450,323.07
Subestación San Marcos 230 kV	Q 6,076,652.67	\$ 828,176.32
Subestación Los Brillantes 230 kV	Q 7,483,367.51	\$ 1,019,895.02
Subestación Madre Tierra 230 kV	Q 6,076,652.67	\$ 828,176.32
Chimaltenango II - Chimaltenango 69 kV	Q 4,971,279.77	\$ 677,526.99
Uspantán - Ixcán 69 kV	Q 25,238,804.96	\$ 3,439,752.41
Ixcán - Playa Grande 69 kV	Q 33,651,739.95	\$ 4,586,336.55
Malacatán II - Malacatán 69 kV	Q 1,529,624.54	\$ 208,469.84
San Marcos - Malacatán 230 kV	Q 52,007,234.47	\$ 7,087,974.67
Malacatán II - Los Brillantes 230 kV	Q 99,425,595.31	\$ 13,550,539.81
Santa María II - Santa María 69 kV	Q 2,676,842.95	\$ 364,822.23
Los Brillantes - Madre Tierra 230 kV	Q 116,251,465.28	\$ 15,843,708.09
2o. circuito Covadonga - Uspantán 230 kV	Q 61,826,792.51	\$ 8,426,264.99
2o. circuito Guate Este - La Vega II 230 kV	Q 40,259,306.75	\$ 5,486,870.23
LT Las Cruces - Sololá 230 kV a SE Chimaltenango II	Q 3,059,249.09	\$ 416,939.69
LT Los Brillantes - La Esperanza 230 kV a SE Santa María II	Q 1,070,737.18	\$ 145,928.89
LT La Esperanza - Alaska 69 kV a SE Salcajá	Q 3,441,655.22	\$ 469,057.15
LT Sololá (PET) - Quiché 69 kV a SE Los Encuentros	Q 1,300,180.86	\$ 177,199.37
	Q 693,398,326.58	\$ 94,502,040.45

21.3 Período 2028-2032:

Tabla 41. Estimación de costos de obras asociadas al período 2028-2032

DESCRIPCIÓN	COSTOS (Q.)	COSTOS (USD)
Vado Hondo 230/138 kV, 150 MVA	Q 54,526,600.59	\$ 7,431,334.66
Subestación Moyuta 230 kV	Q 6,076,652.67	\$ 828,176.32
Vado Hondo - Moyuta 230 kV	Q 146,843,956.15	\$ 20,013,104.95
LT Panaluya - La Entrada 230 kV a SE Vado Hondo	Q 4,588,873.63	\$ 625,409.53
	Q 212,036,083.04	\$ 28,898,025.46

22

CONCLUSIONES

- El Plan de Expansión del Sistema de Transporte garantiza el suministro de electricidad cumpliendo con las normas de calidad emitidas por el ente regulador contribuyendo con el alcance de las metas planteadas en la política energética.
- Las líneas de transmisión propuestas contribuyen para el cumplimiento del objetivo “Incrementar la red en 1,500 Km de líneas de transmisión de diferentes niveles de voltaje que faciliten el abastecimiento de la demanda y permitan aprovechar los recursos renovables” del eje 1 de la política energética, al incorporar 617 kms de línea lo que equivale al 41.13% de la meta establecida.
- Con la entrada en operación de las obras propuestas se evita la liberación de 154,457 toneladas de CO2 equivalentes, asociadas a la reducción de pérdidas por la implementación del Plan de Expansión durante el período comprendido entre los años 2018-2032.
- Para el período 2023-2028, la obra Los Brillantes – Madre Tierra mejora la capacidad de transmisión entre la región en donde se concentra la generación con biomasa y la interconexión con México.
- Para el período 2028-2032, la obra de adecuación de la línea Panaluya – La Entrada mejora el desempeño de la red en 230 kV, brinda estabilidad de tensión y mejora la capacidad de transmisión de las interconexiones regionales.
- Para el período 2023-2028, las obras, segundo circuito Covandonga - Uspantán y segundo circuito Guate Este - La Vega II, fortalecen la red en 230 kV, mejorando el comportamiento del Sistema Nacional Interconectado ante la ocurrencia de fallas N-1 y N-2.
- Las obras propuestas garantizan la seguridad operativa del Sistema Nacional Interconectado por lo que son técnicamente necesarias para dar cumplimiento a la política energética 2013-2027.
- Las obras resultantes del Plan de Expansión 2018-2032, deben incorporar o modificar los Esquemas de Control Suplementarios que resulten necesarios y sean instruidos en la resolución de conexión que emita la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como parte de la aprobación de los estudios eléctricos de conformidad con las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).

A. Acrónimos

ACRÓNIMOS	
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
UPEM	Unidad de Planeación Energético Minero.
NTT	Norma Técnica Para la Expansión del Sistema de Transmisión.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
MW	Mega Watt.
GWh	Giga Watt Hora.
MWh	Mega Watt Hora.
PET	Plan de Expansión del Sistema de Transporte.
GEI	Gases de Efecto Invernadero.
CO _{2e}	Dióxido de Carbono equivalente.
PIB	Producto Interno Bruto.
CELADE	Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía.
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
PANCC	Plan de Acción Nacional de Cambio Climático.
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible.
MER	Mercado Eléctrico Regional.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central.
EEMS	Empresas Eléctricas Municipales.